

Release de Resultados

3T17



Sumário

Mensagem do Presidente	3
Destaques do trimestre	4
Portfólio em operação	6
Portfólio contratado: projetos em implantação	7
Condições de geração	9
Fonte eólica	9
Fonte hídrica	10
Fonte biomassa	14
Fonte solar.....	15
Produção de energia	17
Desempenho econômico e financeiro	20
Receita líquida	21
Custo de geração de energia.....	22
Despesas gerais e administrativas	24
Ebitda	25
Resultado Financeiro.....	26
Imposto de renda e contribuição social.....	27
Resultado líquido.....	27
Principais variações do ativo	28
Principais variações do passivo	29
Mercado de capitais	31
Governança Corporativa	32
Estrutura societária	33
Glossário	35
Anexos – Mapa de contratos de venda de energia	37
Anexos – ativos em operação	38
Anexos – ativos em construção	41

Resultados 3T17

Mensagem do Presidente

“A fonte eólica vem batendo recorde de geração e hoje 8% da matriz brasileira é composta por parques que utilizam o vento como recurso. Na CPFL Renováveis, o 3T17 foi marcado por um crescimento de receita líquida de 16% e de EBITDA de 18%, atingindo R\$ 408 milhões. Contribuíram para esse desempenho positivo a entrada de nova capacidade: complexos eólicos Campos dos Ventos e São Benedito, com 231 MW de capacidade instalada, que tiveram entrada em operação gradual de maio a dezembro de 2016 e o complexo eólico Pedra Cheirosa (48,3 MW), que teve o início de operação comercial em junho, com quase 1 ano de antecedência da data contratual.

Além disso, a estratégia comercial de utilização do leilão de energia nova (MCSD) contribuiu para esse resultado, uma vez que durante o período de descontratação foi negociado um preço no mercado livre mais atrativo que o preço do mercado regulado.

Importante também destacar que o lucro líquido da Companhia totalizou R\$ 95 milhões, crescimento de 89% no 3T17.

No trimestre também tivemos êxito nas captações corporativas e liquidamos a primeira debênture de infraestrutura da Companhia, no valor de R\$ 250 milhões.

Por fim, mantemos uma situação de liquidez sólida e um perfil de endividamento adequado ao nosso negócio.”

Gustavo Sousa
Diretor-Presidente

Resultados 3T17

São Paulo, 09 de novembro de 2017 – A CPFL Energias Renováveis S.A. (“CPFL Renováveis” ou “Companhia”) anuncia hoje os resultados referentes ao terceiro trimestre de 2017 (3T17) e acumulado do ano até 30/09/2017 (9M17). As informações financeiras e operacionais a seguir, exceto quando indicadas de outra forma, são apresentadas em bases consolidadas e de acordo com a legislação societária aplicável.

Destques do trimestre

- i. Geração de energia de 2.052,0 GWh (3,1% versus 3T16);
- ii. Receita líquida de R\$ 584,9 milhões (+15,6% versus 3T16);
- iii. Ebitda de R\$ 407,8 milhões (+18,2% versus 3T16);
- iv. Lucro líquido de R\$ 94,8 milhões (+89,2% versus 3T16);
- v. Investimentos de R\$ 51,5 milhões principalmente para os projetos em construção;
- vi. Situação de liquidez adequada ao perfil da Companhia: caixa de R\$ 1,6 bilhão¹;
- vii. Em 05 de julho de 2017, o Ministério de Minas e Energia (“MME”) abriu Consulta Pública para a proposta de aprimoramento do marco regulatório. O período de contribuição encerrou se em 17 de agosto de 2017, com diversas contribuições feitas pelos agentes do setor. Uma Medida Provisória e/ou um Projeto de Lei são esperados até o final de novembro considerando as contribuições que foram apresentadas. A CPFL Renováveis continua acompanhando todos os trâmites do processo para tomar as devidas decisões no momento oportuno, caso necessárias;
- viii. No dia 07 de julho de 2017 ocorreu o leilão de energia nova por meio do Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (MCSD). Os empreendimentos da CPFL Renováveis que participaram do MCSD foram os parques eólicos Morro dos Ventos II e Atlântica I, II e IV e o complexo eólico Macacos. Foi descontratado o montante de 91,2 MWm pelo período de 6 meses (julho à dezembro de 2017), com expectativa de receita adicional para a Companhia, uma vez que o preço do contrato firmado no mercado livre é superior ao preço do contrato no mercado regulado para esses empreendimentos;
- ix. No dia 17 de julho de 2017 foi realizada a liquidação financeira da 7ª emissão de debêntures da Companhia, no valor de R\$ 250 milhões; e

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

Resultados 3T17

- x. Em 04 de agosto de 2017 foi divulgada a Portaria MME nº 293/2017 que definiu as diretrizes para a realização dos Leilões de Energia Nova de 2017 (Leilão A – 4 e Leilão A – 6) previstos para ocorrerem nos dias 18 e 20 de dezembro de 2017.

Resultados 3T17

Indicadores Econômicos e Operacionais

(R\$ mil)	3T17	3T16	3T17 vs 3T16	9M17	9M16	9M17 vs 9M16
Demonstrativo de Resultados						
Receita Líquida	584.912	505.813	15,6%	1.367.919	1.144.731	19,5%
Ebitda ⁽¹⁾	407.794	344.896	18,2%	867.262	723.627	19,8%
Margem Ebitda	69,7%	68,2%	1,5 p.p	63,4%	63,2%	0,2 p.p
Resultado líquido	94.848	50.121	89,2%	(31.597)	(117.461)	-73,1%
Investimentos	51.461	318.527	-83,2%	445.965	802.228	-44,4%
Indicadores Operacionais						
Capacidade em operação (MW)	2.103	1.924	9,3%	2.103	1.924	9,3%
# usinas/ parques em operação	93	86	8,1%	93	86	8,1%
Energia gerada (GWh) ⁽²⁾	2.052	1.991	3,1%	4.875	4.685	4,1%
Número de funcionários	499	428	16,6%	499	428	16,6%

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 encerramento do 3T17, contava com 93 ativos localizados em 58 municípios brasileiros. Para atender a esse portfólio a Companhia conta com uma plataforma robusta e altamente escalável.

No 3T17, a capacidade da Companhia totalizava 2.102,6 MW, crescimento de 9,3% em relação ao 3T16. Esse aumento deve-se à entrada em operação comercial dos complexos eólicos Campo dos Ventos e São Benedito (+130,0 MW), que tiveram entrada em operação gradual de maio a dezembro de 2016 e do complexo eólico Pedra Cheirosa (+48,3 MW), com entrada em operação em junho de 2017.

No encerramento do 3T17, a capacidade da Companhia estava distribuída da seguinte forma:

Fonte	Capacidade em operação (MW)	Número de ativos	% do portfólio
Eólica	1.308,5	45	62,2%
PCH	423,0	39	20,1%
Biomassa	370,0	8	17,6%
Solar	1,1	1	0,1%
Total em operação	2.102,6	93	100,0%

Resultados 3T17

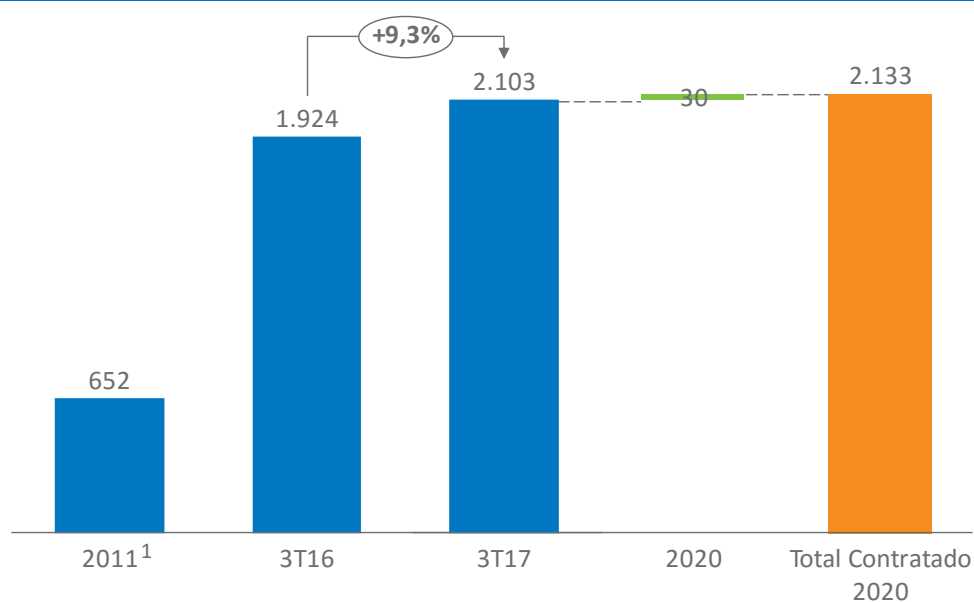
Portfólio contratado: projetos em implantação

Hoje, a Companhia possui 1 PCH em implantação, que adicionará 29,9 MW de capacidade nos próximos anos:

Projeto	Fonte	U.F.	Município	Capacidade (MW)	Entrada em operação
PCH Boa Vista 2	PCH	MG	Varginha	29,9 ¹	2020

¹ Conforme o Despacho nº 2.157 da ANEEL, houve o aumento na capacidade instalada na PCH Boa Vista 2, de 26,5 MW para 29,9 MW, devido à otimização do projeto.

Evolução do portfólio contratado até 2020 (MW)



¹ Agosto de 2011 - Criação da CPFL Renováveis

Resultados 3T17

Status de obra

PCH Boa Vista 2



- ✓ 29,9 MW de capacidade
- ✓ Licença de instalação emitida em julho de 2016
- ✓ Obras iniciadas em fevereiro de 2017
- ✓ Status: concretagem das estruturas em andamento. Fabricação dos equipamentos eletromecânicos conforme o planejado.
- ✓ Localização: Varginha / MG
- ✓ Entrada em operação comercial: 2020

Além dos ativos em operação e dos projetos em fase de implantação, a Companhia possui um *pipeline* de projetos em desenvolvimento que soma aproximadamente 2,6 GW.

Resultados 3T17

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 12,3 GW em setembro de 2017, distribuída em 491 parques. Espera-se que a matriz elétrica brasileira conte com 28,5 GW de capacidade de geração eólica até o final de 2026².

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

Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (MCSD)

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

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

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

² Plano Decenal de Expansão de Energia 2026 – Em apreciação pela EPE e Abeeólica.

Resultados 3T17

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

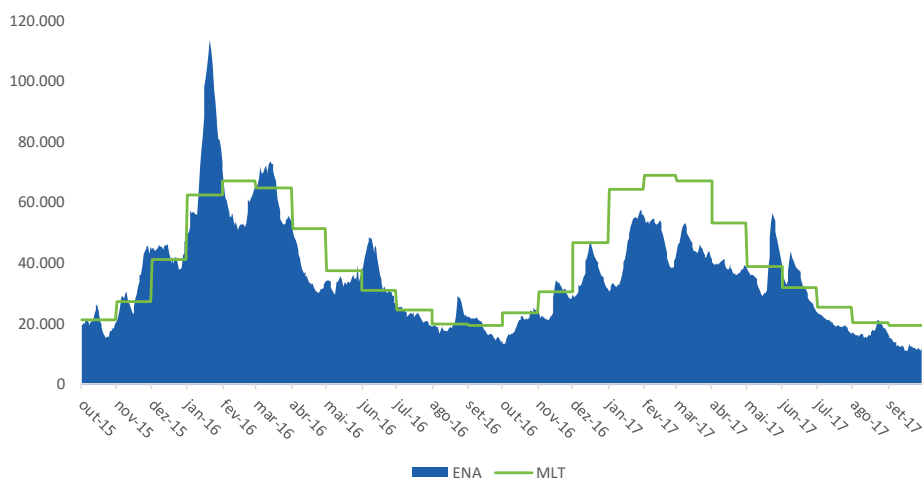
Fonte hídrica

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 64,4% da capacidade instalada no país, sendo 3,3% de PCHs (5,5 GW de capacidade instalada, distribuída em 1.051 empreendimentos³). Espera-se que a matriz elétrica brasileira conte com 8,2 GW de capacidade de PCHs até o final de 2026⁴.

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

Os gráficos abaixo mostram o histórico dos últimos 24 meses findos em setembro de 2017 da ENA para os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul, nos quais estão situadas as PCHs da CPFL Renováveis.

Energia Natural Afluente – ENA – Sudeste/Centro-Oeste (MW médios – últimos 24 meses – Setembro/2017)



Fonte: Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS)

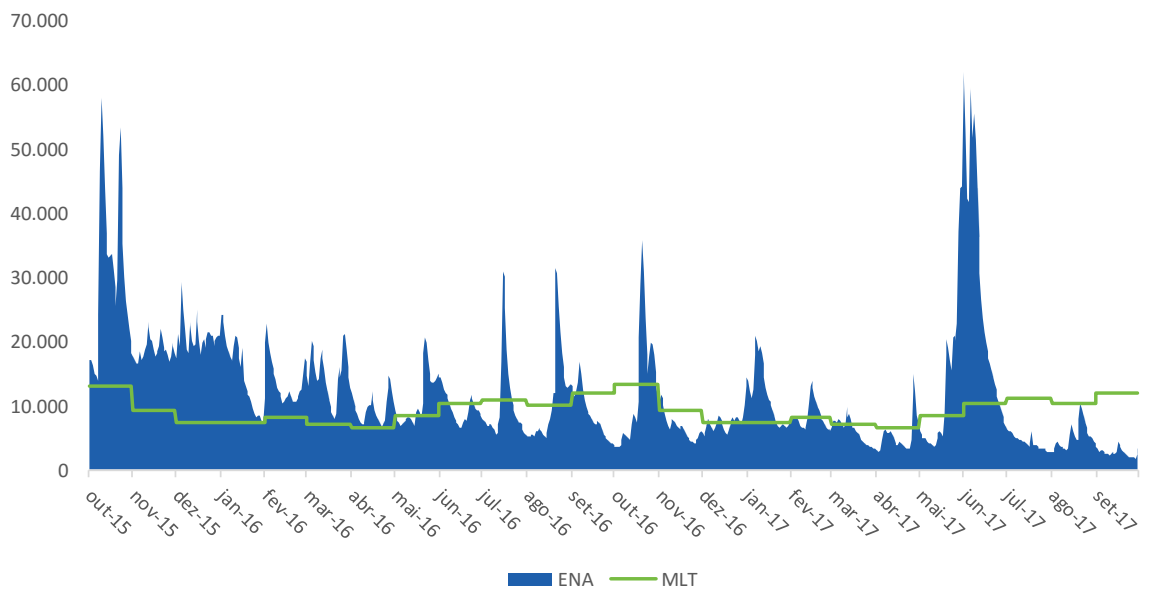
³ Considera PCHs (Pequenas Centrais Hidrelétricas) e CGHs (Centrais de Geração Hidrelétricas) - Fonte: BIG (ANEEL) - Outubro/2017

⁴ Plano Decenal de Expansão de Energia 2026 - Em apreciação pela EPE

Resultados 3T17

A região Sudeste/Centro-Oeste, onde está localizada grande parte das PCHs da CPFL Renováveis, encerrou o 3T17 com o seu nível de armazenamento dos reservatórios⁵ em 24,2%, 15,9 p.p. abaixo do nível do final do 3T16 (40,1%).

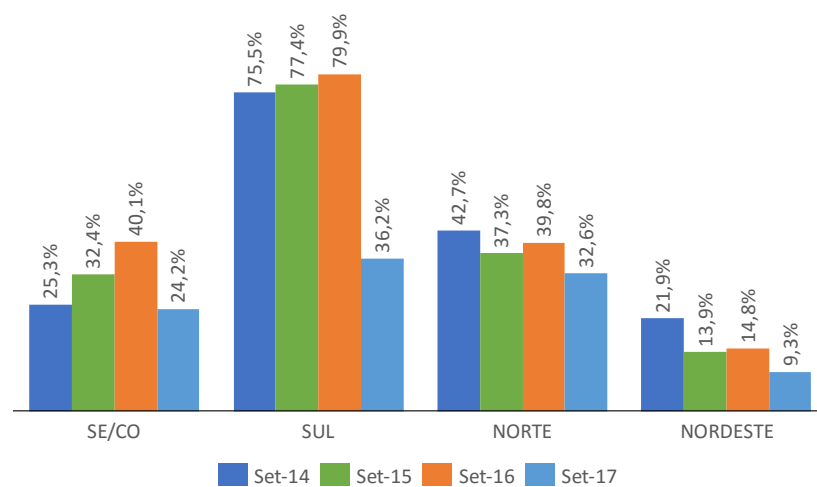
Energia Natural Afluente – ENA – Sul (MW médios – últimos 24 meses – Setembro/2017)



Na região Sul, os reservatórios encerraram o 3T17 com 36,2% de sua capacidade de armazenamento, apresentando queda de 43,7 p.p. em relação ao final do 3T16 (79,9%).

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 todas as regiões do Brasil no 3T17 apresentaram redução no nível de seus reservatórios em relação ao 3T16.

Armazenamento dos reservatórios em Setembro - 2014 a 2017



Fonte: ONS

⁵ Fonte: ONS - Boletim Diário da Operação (Setembro/2017)

Resultados 3T17

MRE: A contabilização das receitas provenientes das PCHs resulta da garantia física de cada usina, sazonalizada e registrada na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. A diferença entre a energia gerada e a garantia física é coberta pelo Mecanismo de Realocação de Energia (“MRE”). A quantidade de energia gerada acima ou abaixo da garantia física é valorada por uma tarifa denominada de Tarifa de Energia de Otimização (“TEO”), que cobre somente os custos variáveis de operação e manutenção das usinas, esta receita ou despesa adicional é mensalmente contabilizada para cada gerador. Para o ano de 2016, a TEO foi de R\$ 12,32/MWh e para o ano de 2017 é de R\$ 11,58/MWh. Esses valores são reajustados pela ANEEL.

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

Em 2016, o PLD mínimo definido pela ANEEL foi de R\$ 30,25/MWh e o PLD máximo de R\$ 422,56/MWh. Já para 2017, o PLD mínimo é de R\$ 33,68/MWh e o PLD máximo de R\$ 533,82/MWh.

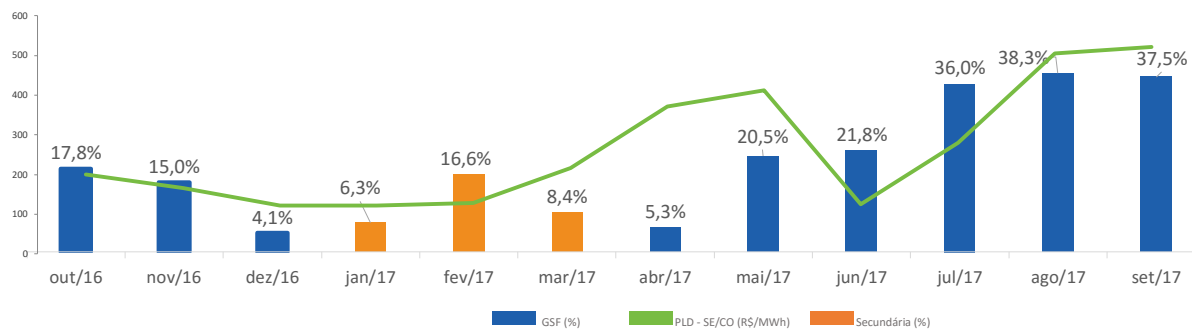
Em maio de 2017, as quatro PCHs – Socorro, Três Saltos, Dourados e Guaporé – retornaram ao MRE devido à Lei nº 13.360/2016 que estabeleceu que “os empreendimentos hidrelétricos não despachados centralizadamente que optarem por participar do MRE somente poderão ser excluídos do referido mecanismo por solicitação própria ou em caso de perda de outorga”.

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

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

Resultados 3T17

Histórico do GSF¹ e Energia Secundária (%) versus PLD da região SE/CO (R\$/MWh)



Fonte: CCEE.

¹ Os valores de GSF (%) apresentados no gráfico são negativos, mas invertidos para melhor visualização da informação. Os meses de agosto e setembro de 2017 contemplam 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 dispunha sobre os critérios de repactuação do risco hidrológico (GSF). A Lei 13.203/2015, sancionada e publicada em dezembro de 2015, foi resultado da conversão da referida MP e permitiu que os geradores hidrelétricos repactuassem o risco de seus contratos decorrentes dos anos de baixa hidrologia.

Dessa forma, a ANEEL - por meio dos despachos nº 4.122 de 24 de dezembro de 2015 e nº 4.132 de 28 de dezembro de 2015 - concedeu anuência à repactuação do risco hidrológico (GSF) das seguintes usinas da CPFL Renováveis: PCH Arvoredo, PCH Salto Góes, PCH Varginha, PCH Santa Luzia, PCH Plano Alto, PCH Alto Irani, PCH Cocais Grande, PCH Figueirópolis e PCH Ludesa. Em 30 de setembro de 2017, o montante repactuado correspondia a 91,3 MW médios de garantia física (38,8% 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	Produto**
Arvoredo	7,4	7,0	SP100
Salto Góes	11,1	11,1	SP100
Varginha	5,4	4,0	SP100
Santa Luzia	18,4	14,0	SP100
Plano Alto	9,3	9,3	SP100

Resultados 3T17

Alto Irani	12,4	12,4	SP100
Cocais Grande	4,6	4,6	SP100
Figueirópolis	12,6	12,2	SP100
Ludesa	21,2	16,7	SP100
TOTAL	102,4	91,3	

* Valores de garantia física conforme Portaria ANEEL nº 30.

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

A partir de janeiro de 2018, com base na Resolução ANEEL nº 684/2015, a PCH Mata Velha estará elegível para repactuação do risco hidrológico.

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 repactuação do risco hidrológico dessas usinas foi alvo de nova rodada de discussões, durante a vigência da Consulta Pública nº 33 do Ministério de Minas e Energia, mas ainda sem conclusões.

A garantia física no mercado livre é de 144,2 MWm (equivalente a 61,2% do portfólio das PCHs em operação).

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 14,3 GW⁶ instalados no país (536 empreendimentos). O PDE 2026⁷ projeta crescimento dessa fonte, que deverá atingir capacidade instalada de 16,9 GW em dezembro de 2026.

⁶ BIG (ANEEL) – Outubro de 2017

⁷ Plano Decenal de Expansão de Energia 2026 – Em apreciação pela EPE

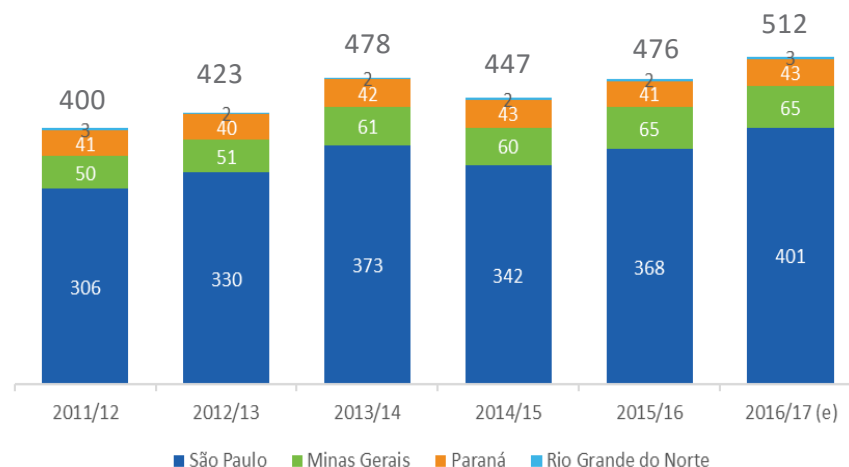
Resultados 3T17

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

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

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

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



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

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 montanhosas⁸). A EPE lançou estudo atualizado sobre o setor solar no país e apontou um potencial dessa fonte de 30 mil GW no país, mais de 200 vezes a matriz elétrica brasileira atual.

⁸ “Uncertainty in Long-Term Photovoltaic Yield Predictions”, CanmetEnergy

Resultados 3T17

Atualmente, a fonte solar ainda é pouco representativa no País: 386,2 MW⁹ instalados. Entretanto, o PDE 2026¹⁰ projeta crescimento significativo para essa fonte, que chegará a uma capacidade instalada de 9,7 GW em dezembro de 2026.

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 BIG (ANEEL) – Outubro de 2017

¹⁰ Plano Decenal de Expansão de Energia 2026 – Em apreciação pela EPE

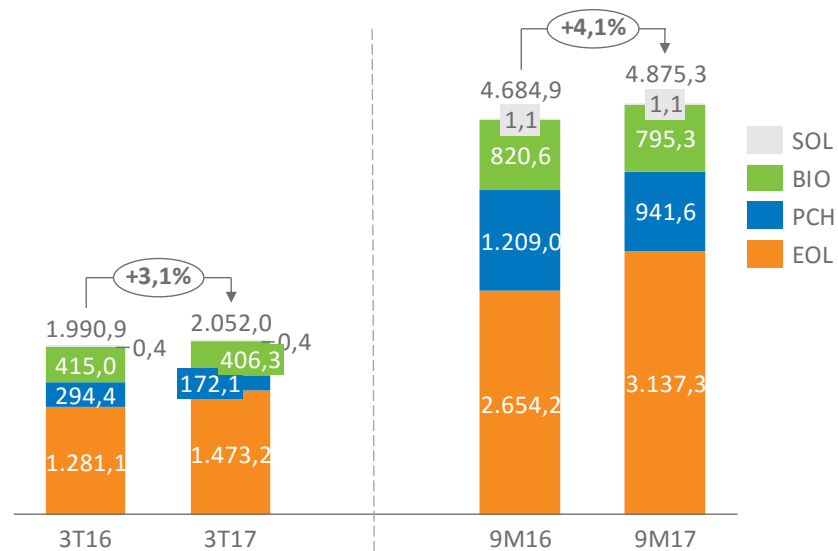
Resultados 3T17

Produção de energia

No 3T17, a CPFL Renováveis gerou 2.052,0 GWh de energia, acréscimo de 3,1% em relação ao 3T16 (+61,2 GWh). Já nos 9M17, a CPFL Renováveis gerou 4.875,3 GWh de energia, aumento de 4,1% em relação aos 9M16 (+190,4 GWh).

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

Geração de energia por fonte (GWh)



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

EÓLICA

No 3T17, a geração de energia dos parques eólicos apresentou crescimento de 15,0% (+192,1 GWh) quando comparada à geração do 3T16. Nos 9M17, houve um aumento de 18,2% (+483,2 GWh) quando comparado à dos 9M16. Essas variações devem-se principalmente à entrada em operação comercial dos complexos eólicos Campo dos Ventos e São Benedito, (entrada gradual de maio a dezembro de 2016) e do complexo eólico Pedra Cheirosa (junho de 2017) e à maior incidência de ventos no Rio Grande do Sul nos últimos 12 meses. A geração dos parques do Ceará apresentou queda. A operação e manutenção desses parques era executado pela Suzlon, empresa indiana que entrou com pedido auto falência e que decidiu não continuar com as operações no Brasil. A CPFL Renováveis assumiu a operação e está trabalhando para normalizar a geração.

As taxas de eficiência dos últimos 12, 24 e 36 meses foram de 88,2%, 90,7% e 92,5%, respectivamente. Nos últimos 36 meses, a taxa de eficiência foi impactada pelo cenário de velocidade dos ventos abaixo do esperado no Estado do Rio Grande do Norte, principalmente em função do fenômeno El Niño registrado no final de 2015 e início de 2016, impactando a geração nos complexos eólicos. Adicionalmente, tivemos a instabilidade da performance inicial da entrada em

Resultados 3T17

operação de novos parques do Rio Grande do Sul e do Rio Grande do Norte, aliados aos reparos necessários nos parques, efeitos que vem sendo corrigido ao longo dos meses e a problemas de disponibilidade nos parques do Ceará, que eram operados pela Suzlon.

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:

Ativo	Estado	Fator de capacidade Certificado ^{8,9}	Fator de capacidade real últimos 12 meses	Taxa de eficiência ¹⁰
Complexo Eólico SIIF ⁽¹⁾	CE	35,0%	28,8%	82,3%
Complexo Eólico BVP Geradora ⁽²⁾	CE	38,5%	28,9%	74,9%
Complexo Eólico Rosa dos Ventos	CE	45,2%	36,5%	80,8%
Complexo Eólico Santa Clara ⁽³⁾	RN	40,2%	36,1%	89,6%
Complexo Eólico Morro dos Ventos ⁽⁴⁾	RN	43,3%	40,0%	92,3%
Complexo Eólico Atlântica ⁽⁵⁾	RS	43,2%	41,7%	96,5%
Complexo Eólico Macacos I ⁽⁶⁾	RN	49,1%	48,4%	98,4%
Parque Eólico Campo dos Ventos II	RN	46,7%	42,2%	90,3%
Complexo Eólico Eurus ⁽⁷⁾	RN	44,4%	43,9%	98,8%
Parque Eólico Morro dos Ventos II	RN	53,9%	48,5%	90,0%
Total		41,3%	36,6%	88,2%

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

Ativo	Estado	Fator de capacidade Certificado ^{8,9}	Fator de capacidade real últimos 24 meses	Taxa de eficiência ¹⁰
Complexo Eólico SIIF ⁽¹⁾	CE	35,0%	32,4%	92,5%
Complexo Eólico – BVP Geradora ⁽²⁾	CE	38,5%	33,9%	88,0%
Complexo Rosa dos Ventos	CE	45,2%	40,7%	90,0%
Complexo Eólico Santa Clara ⁽³⁾	RN	40,2%	35,6%	88,6%
Complexo Eólico Morro dos Ventos ⁽⁴⁾	RN	43,3%	39,5%	91,2%
Complexo Eólico Atlântica ⁽⁵⁾	RS	43,2%	38,6%	89,4%
Complexo Eólico Macacos I ⁽⁶⁾	RN	49,1%	46,4%	94,5%
Parque Eólico Campo dos Ventos II	RN	46,7%	41,5%	88,8%
Complexo Eólico Eurus ⁽⁷⁾	RN	44,4%	43,1%	97,1%
Parque Eólico Morro dos Ventos II	RN	53,9%	47,5%	88,1%
Total		41,3%	37,4%	90,7%

Resultados 3T17

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

Parque eólico	Estado	Fator de capacidade Certificado ^{8,9}	Fator de capacidade real últimos 36 meses	Taxa de eficiência ¹⁰
Complexo Eólico SIIF ⁽¹⁾	CE	35,0%	34,6%	98,7%
Complexo Eólico - BVP Geradora ⁽²⁾	CE	38,5%	36,9%	95,7%
Complexo Rosa dos Ventos	CE	45,2%	43,9%	97,1%
Complexo Eólico Santa Clara ⁽³⁾	RN	40,2%	35,1%	87,3%
Complexo Eólico Morro dos Ventos ⁽⁴⁾	RN	43,3%	39,3%	90,7%
Complexo Eólico Atlântica ⁽⁵⁾	RS	43,2%	37,7%	87,3%
Total		39,6%	36,5%	92,5%

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

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

³ 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 Eurús VI.

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

⁴ Complexo Atlântica é formado pelos parques eólicos Atlântica I, Atlântica II, Atlântica IV e Atlântica V.

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

⁷ Complexo Eurús é formado pelos parques eólicos Eurús I e Eurús II.

⁸ O fator de capacidade considera perdas na rede básica para o P50 estimada em 2,5%.

⁹ Atualização das certificações das eólicas devido aperfeiçoamento de análises em função de mais dados disponíveis.

¹⁰ A taxa de eficiência (razão entre fator de capacidade real e fator de capacidade certificado) corresponde ao fator de geração que é calculado pela divisão entre geração realizada e geração certificada (P50).

HÍDRICA (PCH)

A geração de energia das PCHs apresentou queda de 41,5% (-122,3 GWh) no 3T17 e 22,1% (-267,4 GWh) nos 9M17, respectivamente. Esse decréscimo é explicado basicamente pelo menor volume gerado nas PCHs localizadas nas regiões Sul e Sudeste devido à menor afluência em 2017.

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. Exceto no 1T17, onde houve energia secundária uma vez que as garantias físicas sazonalizadas das usinas pertencentes do MRE estão mais concentradas nos demais meses do ano. A Companhia não tem efeito relevante para as usinas que comercializaram energia no mercado regulado, em função da repactuação do risco hidrológico (GSF). Os efeitos na CPFL Renováveis estão descritos nas sessões “Receita líquida e Custo de compra de energia”.

BIOMASSA

A geração de energia das usinas de biomassa apresentou redução de 2,1% (-8,7 GWh) no 3T17 e 3,1% (-25,3 GWh) nos 9M17.

Resultados 3T17

Desempenho econômico e financeiro

Demonstração de resultado

(R\$ mil)	3T17	3T16	3T17 vs 3T16	9M17	9M16	9M17 vs 9M16
Receita Líquida	584.912	505.813	15,6%	1.367.919	1.144.731	19,5%
Custo de geração de energia elétrica	(133.360)	(133.007)	0,3%	(372.505)	(334.498)	11,4%
Depreciação e amortização	(117.797)	(98.380)	19,7%	(342.394)	(288.635)	18,6%
Lucro Bruto	333.755	274.426	21,6%	653.020	521.598	25,2%
Despesas gerais e administrativas	(43.758)	(27.910)	56,8%	(128.150)	(86.606)	48,0%
Amortização do direito de exploração	(39.057)	(38.277)	2,0%	(116.307)	(114.011)	2,0%
Depreciação & amortização	(984)	(1.763)	-44,2%	(2.832)	(4.035)	-29,8%
Lucro operacional	249.956	206.476	21,1%	405.729	316.946	28,0%
Resultado Financeiro	(131.097)	(133.388)	-1,7%	(387.282)	(394.569)	-1,8%
IR e CS	(24.011)	(22.967)	4,5%	(50.044)	(39.838)	25,6%
Resultado líquido	94.848	50.121	89,2%	(31.597)	(117.461)	-73,1%
Ebitda	407.794	344.896	18,2%	867.262	723.627	19,8%
Margem Ebitda	69,7%	68,2%	1,5 p.p	63,4%	63,2%	0,2 p.p

As variações do resultado entre os trimestres foram influenciadas principalmente pelo aumento da receita líquida em função da entrada em operação de novos ativos, da sazonalização dos contratos de venda de energia e da estratégia de venda de energia no MCS D. No 3T17, a Companhia registrou um Ebitda 18,2% superior ao registrado no 3T16.

As variações do resultado entre o acumulado dos anos foram influenciadas principalmente pelo aumento na receita líquida conforme mencionado na explicação do trimestre. Adicionalmente, o resultado também foi impactado pelo aumento dos custos e despesas devido basicamente ao crescimento do portfólio e pela baixas realizadas nos 9M17.

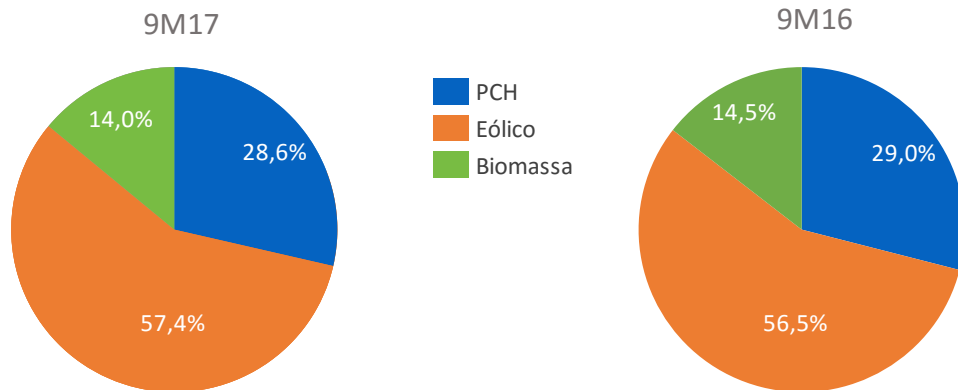
Já o resultado financeiro se manteve estável entre os períodos. Com isso, o resultado líquido foi basicamente impactado pelos itens mencionados acima.

A sazonalização é a alocação da garantia física ou da energia comercializada entre os meses do ano. A média móvel é o volume médio de energia dos últimos doze meses. Alguns contratos de energia permitem que o gerador, anualmente, faça sazonalização para atender a contraparte, desde que observem a média móvel dos últimos doze meses, para garantir que em qualquer mês, os últimos doze meses atendam 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.

Resultados 3T17

Receita líquida

Composição da receita líquida por fonte¹



¹ A participação da fonte solar foi de 0,02% nos 9M17 e de 0,02% nos 9M16.

A receita líquida total atingiu R\$ 584,9 milhões no 3T17, 15,6% superior à receita do 3T16 (+R\$ 79,1 milhões). Essa variação é explicada principalmente pelos seguintes fatores:

- (i) Aumento de R\$ 74,1 milhões na receita das eólicas devido principalmente: a) à entrada em operação comercial dos complexos eólicos Campo dos Ventos, São Benedito e Pedra Cheirosa; b) ao efeito positivo no 3T17 do leilão de energia nova por meio do Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (MCSD), uma vez que o preço do contrato firmado no mercado livre foi superior ao preço do contrato no mercado regulado para os oito parques eólicos que participaram desse leilão. Adicionalmente, a sobra de energia de alguns desses parques no 3T17 (diferença do volume gerado em relação ao montante contratado no MCSD) foi liquidada à PLD. Tais itens foram parcialmente compensados pela menor geração dos complexos eólicos do Ceará (complexos que eram operados pela Suzlon).
- (ii) Redução de R\$ 3,8 milhões na receita das PCHs e da Holding devido basicamente ao maior GSF das usinas no Proinfa. No 3T17 houve esse impacto por conta do perfil de sazonalização das garantias físicas das PCHs. Porém, no ano esse efeito se anula em função da repactuação do GSF para as usinas do mercado regulado.
- (iii) Maior receita nas biomassas no valor de R\$ 8,8 milhões decorrente principalmente: a) da estratégia de sazonalização da garantia física das biomassas (+R\$ 6,2 milhões) e b) das operações de hedge e de recomposição de lastro, com contrapartida na compra de energia (+R\$ 2,4 milhões).

Nos 9M17, a receita líquida atingiu R\$ 1.367,9 milhões, aumento de 19,5% em comparação com a dos 9M16 (+R\$ 223,2 milhões). Essa variação pode ser explicada principalmente pelos seguintes fatores:

- (i) Aumento de R\$ 137,9 milhões na receita das eólicas devido principalmente: a) à entrada em operação comercial dos complexos eólicos Campo dos Ventos, São Benedito e Pedra Cheirosa; b) ao efeito positivo no 3T17 do leilão de energia nova por meio do Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (MCSD), uma vez que o preço do contrato firmado no mercado livre foi superior ao preço do contrato no

Resultados 3T17

mercado regulado para os oito parques eólicos que participaram desse leilão. Adicionalmente, a sobra de energia de alguns desses parques no 3T17 (diferença do volume gerado em relação ao montante contratado no MCSD) foi liquidada à PLD. Tais itens foram parcialmente compensados pela menor geração dos complexos eólicos do Ceará (complexos que eram operados pela Suzlon).

- (ii) Maior receita nas PCHs e na Holding (R\$ 59,3 milhões) decorrente da diferente estratégia de sazonalização da garantia física das PCHs, da entrada em operação da PCH Mata Velha e do reajuste de preço dos contratos (+R\$ 51,7 milhões). Adicionalmente, ocorreu maior receita na Holding (+R\$ 7,6 milhões) devido basicamente às operações de hedge, com contrapartida na compra de energia.
- (iii) Maior receita nas biomassas (R\$ 26,0 milhões) decorrente principalmente: a) da estratégia de sazonalização da garantia física das biomassas e de reajuste de preço (+R\$ 17,5 milhões); e b) das operações de hedge e de recomposição de lastro, com contrapartida na compra de energia (+R\$ 8,1 milhões).

Receita líquida	3T17	3T16	3T17 vs 3T16	9M17	9M16	9M17 vs 9M16
PCH ¹	111.946	115.763	-3,3%	390.865	331.645	17,9%
EOL	389.149	315.066	23,5%	785.110	647.188	21,3%
Biomassa	83.681	74.907	11,7%	191.654	165.656	15,7%
Solar	136	77	77,0%	290	242	19,7%
Total	584.912	505.813	15,6%	1.367.919	1.144.731	19,5%

¹ Considera as operações na Holding.

Cabe ressaltar que o reconhecimento das receitas das PCHs (com exceção dos contratos do PROINFA) é feito com base na curva de sazonalização de garantia física 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

(R\$ mil)	3T17	3T16	3T17 vs 3T16	9M17	9M16	9M17 vs 9M16
Custo de compra de energia	(58.788)	(57.569)	2,1%	(149.568)	(127.761)	17,1%
Amortização de prêmio do risco hidrológico – GSF	(589)	(591)	-0,3%	(1.769)	(1.774)	-0,3%
Encargos de uso de sistema	(24.389)	(23.938)	1,9%	(74.229)	(64.757)	14,6%
PMSO ⁽¹⁾	(49.594)	(50.909)	-2,6%	(146.939)	(140.206)	4,8%
Custo de geração de energia elétrica	(133.360)	(133.007)	0,3%	(372.505)	(334.498)	11,4%
Depreciação e amortização	(117.797)	(98.380)	19,7%	(342.394)	(288.635)	18,6%
Total dos custos com geração de energia elétrica + depreciação e amortização	(251.157)	(231.387)	8,5%	(714.899)	(623.133)	14,7%

¹ Pessoal, material, serviços de terceiros e outros.

Resultados 3T17

No 3T17, os custos de geração de energia, excluindo depreciação e amortização, totalizaram R\$ 133,4 milhões, estável em relação ao 3T16. Nos 9M17, os custos de geração de energia, excluindo depreciação e amortização, da Companhia totalizaram R\$ 372,5 milhões, o que representa um aumento de 11,4% na comparação com os dos 9M16 (+R\$ 38,0 milhões).

Custo de compra de energia

O custo de compra de energia totalizou R\$ 58,8 milhões no 3T17, montante 2,1% superior ao registrado no 3T16 (+R\$ 1,2 milhão). Nos 9M17, o custo de compra de energia totalizou R\$ 149,6 milhões, montante 17,1% superior ao registrado nos 9M16 (+R\$ 21,8 milhões). Esta variação no acumulado deve-se basicamente ao maior GSF (PCHs) de R\$ 38,0 milhões em relação ao mesmo período do ano anterior e às compras de energia para atender exposição no mercado de curto prazo, hedge e recomposição de lastro nos 9M17. Tais itens foram parcialmente compensados pelo menor reconhecimento de apurações anual e quadrienal dos contratos de venda de energia nos 9M17. Já nos 9M16 houve o reconhecimento de indenizações contratuais e no valor de R\$ 49,0 milhões que não se repetiu nos 9M17.

PMSO

O custo com pessoal, material, serviços de terceiros e outros (PMSO) atingiu R\$ 49,6 milhões no 3T17, redução de 2,6% (-R\$ 1,3 milhão) em relação ao custo do 3T16. Nos 9M17, o custo com PMSO totalizou R\$ 146,9 milhões, aumento de 4,8% em relação ao custo dos 9M16 (+R\$ 6,7 milhões). Tais variações são explicadas principalmente pelos seguintes fatores:

- (i) Aumento nos custos com pessoal devido principalmente ao maior número de colaboradores no período. No 3T17, houve a contratação de 45 ex-colaboradores do fornecedor Suzlon para dar continuidade nas operações de O&M dos aerogeradores dos parques eólicos do Ceará;
- (ii) Em contrapartida ao aumento do custo de pessoal teve um menor custo com fornecedor de O&M no 3T17, uma vez que após o pedido de auto falência da Suzlon, os pagamentos foram retidos;
- (iii) Crescimento do portfólio em operação; e
- (iv) Reajuste de contratos com fornecedores de O&M de parques eólicos.

Encargos de uso de sistema

O custo com encargos de uso de sistema totalizou R\$ 24,4 milhões no 3T17, montante 1,9% superior ao do 3T16 (+R\$ 451 mil). Nos 9M17, o custo com encargos de uso de sistema foi de R\$ 74,2 milhões, montante 14,6% superior ao do mesmo período do ano anterior. Essas variações são explicadas principalmente pelos seguintes itens:

- (i) Início dos compromissos contratuais de uso e conexão junto as distribuidoras, transmissoras e ONS devido à entrada em operação de ativos nos últimos 12 meses; e
- (ii) Impacto do reajuste anual dos encargos de conexão e tarifas de uso e conexão do sistema de distribuição e transmissão.

Resultados 3T17

Depreciação e Amortização

O custo com depreciação e amortização teve um aumento de 19,7% no 3T17 e 18,6% nos 9M17, devido basicamente à entrada em operação dos ativos ao longo dos últimos 12 meses.

Despesas gerais e administrativas

(R\$ mil)	3T17	3T16	3T17 vs 3T16	9M17	9M16	9M17 vs 9M16
Despesas com pessoal	(18.477)	(17.580)	5,1%	(51.135)	(47.323)	8,1%
Serviços de terceiros	(15.291)	(9.761)	56,7%	(44.839)	(27.707)	61,8%
Outros	(9.990)	(569)	1.655,7%	(32.178)	(11.576)	178,0%
Despesas gerais e administrativas	(43.758)	(27.910)	56,8%	(128.152)	(86.606)	48,0%
Depreciação & Amortização	(984)	(1.763)	-44,2%	(2.832)	(4.035)	-29,8%
Amortização do direito de exploração	(39.057)	(38.277)	2,0%	(116.307)	(114.011)	2,0%
Total das despesas gerais e administrativas + depreciação e amortização	(83.799)	(67.950)	23,3%	(247.291)	(204.652)	20,8%

¹ Considera despesas de ocupação, material e serviços profissionais

As despesas gerais e administrativas, excluindo depreciações e amortizações, somaram R\$ 43,8 milhões no 3T17, aumento de 56,8% (+R\$ 15,8 milhões) em relação às do 3T16. Nos 9M17, as despesas gerais e administrativas, excluindo depreciações e amortizações, totalizaram R\$ 128,2 milhões, aumento de 48,0% em relação às do acumulado de 2016 (+R\$ 41,5 milhões). Essas variações são explicadas basicamente aos seguintes fatores:

- (i) Aumento nas despesas com pessoal devido principalmente ao maior número de colaboradores (499 nos 9M17 versus 428 nos 9M16) e também pelo acordo sindical;
- (ii) Aumento nas despesas com consultoria voltados principalmente para melhor eficiência em informática, financeiro, suprimentos e honorários advocatícios relacionados aos projetos corporativos;
- (iii) Baixa de ativo intangível de projetos de PCHs pela incerteza de seu desenvolvimento no valor de R\$ 16,2 milhões no 2T17 (provisão não recorrente e sem efeito caixa); e
- (iv) Baixa de saldos de contas à receber referente à indenização pela indisponibilidade dos aerogeradores de Suzlon no valor de R\$ 6,0 milhões, que após a falência não há previsão de recebimento; e (ii) baixa de ativos imobilizados no valor de R\$ 2,1 milhões no 3T17 e de R\$ 3,2 milhões nos 9M17 (baixas não recorrentes e sem efeito caixa).

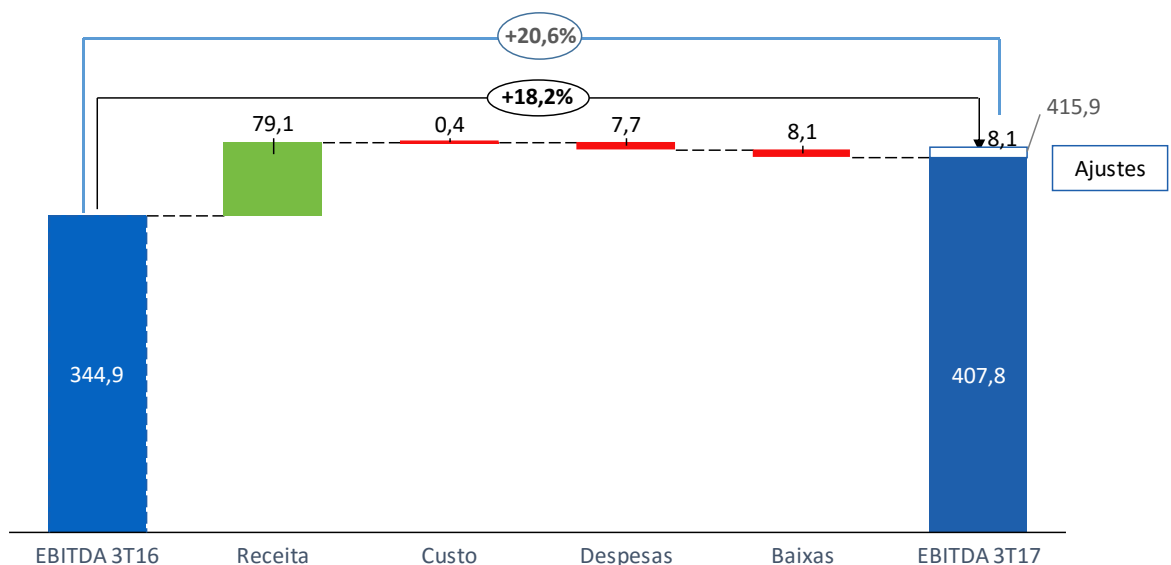
Resultados 3T17

Excluindo o efeito não recorrente das provisões e baixas acima mencionadas (item iii e iv), as despesas gerais e administrativas, excluindo depreciações e amortizações, teriam tido um aumento de 27,7% no trimestre e 18,6% no acumulado do ano.

Ebitda

No 3T17, o Ebitda totalizou R\$ 407,8 milhões, 18,2% superior ao do 3T16 (+R\$ 62,9 milhões). A margem Ebitda atingiu 69,7% no 3T17, 1,5 p.p. superior à do 3T16. Esse resultado deve-se basicamente: a) à maior receita líquida resultante da entrada em operação de novos ativos; b) à sazonalização dos contratos de venda de energia; c) à estratégia de venda de energia no MCSD; e d) à manutenção dos custos de geração. Tal resultado foi parcialmente compensado pela baixa de saldos de contas à receber de Suzlon e baixa de imobilizado de ativo de biomassa totalizando R\$ 8,1 milhões no 3T17. Excluindo esses efeitos não recorrentes, o Ebitda teria sido de R\$ 415,9 milhões no 3T17.

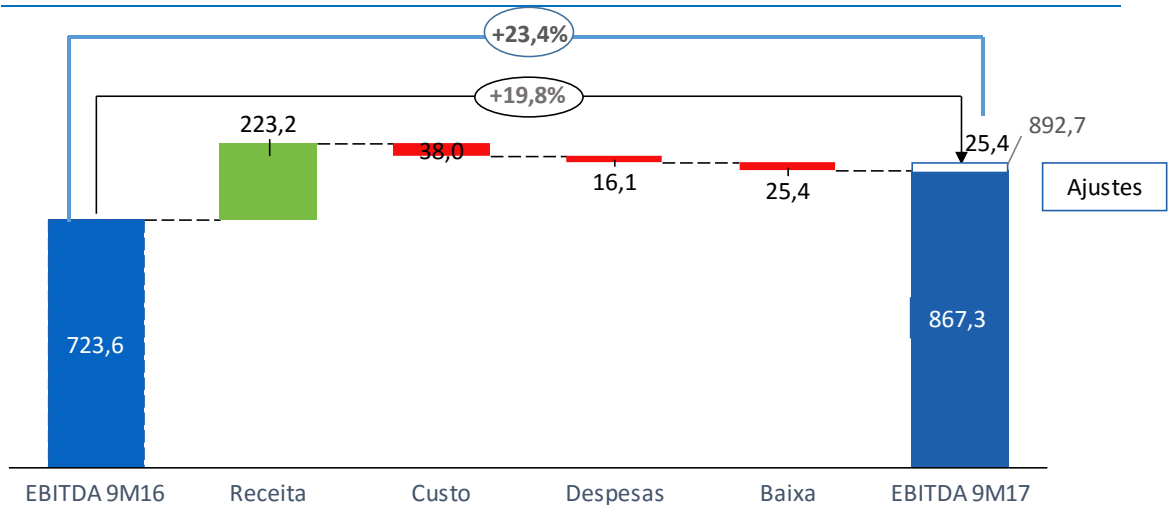
Evolução do Ebitda – 3T17 versus 3T16 (R\$ milhões)



Nos 9M17, o Ebitda totalizou R\$ 867,3 milhões, 19,8% superior ao dos 9M16 (+R\$ 143,6 milhões). A margem Ebitda atingiu 63,4% nos 9M17, 0,2 p.p. superior à dos 9M16. Esse resultado se deve basicamente à maior receita líquida, parcialmente compensado pelos maiores custos provenientes dos ativos adicionados ao portfólio e pelos seguintes itens: a) baixa de ativo intangível de projetos de PCHs (R\$ 16,2 milhões); b) baixa de saldos de contas à receber referente à indenização pela indisponibilidade dos aerogeradores de Suzlon no valor de R\$ 6,0 milhões; e c) baixa de ativos imobilizados no valor de R\$ 3,2 milhões nos 9M17. Excluindo esses efeitos não recorrentes, o Ebitda teria sido de R\$ 892,7 milhões nos 9M17.

Resultados 3T17

Evolução do Ebitda – 9M17 versus 9M16 (R\$ milhões)



Resultado Financeiro

(R\$ mil)	3T17	3T16	3T17 vs 3T16	9M17	9M16	9M17 vs 9M16
Receitas Financeiras	35.217	33.486	5,2%	106.957	98.738	8,3%
Despesas Financeiras	(166.314)	(166.874)	-0,3%	(494.239)	(493.307)	0,2%
Resultado Financeiro	(131.097)	(133.388)	-1,7%	(387.282)	(394.569)	-1,8%

A CPFL Renováveis registrou um resultado financeiro líquido negativo de R\$ 131,1 milhões no 3T17, redução de 1,7% em relação ao 3T16 (+R\$ 2,3 milhões). Nos 9M17, o resultado financeiro foi de R\$ 387,3 milhões, melhora de 1,8% (+R\$ 7,3 milhões) em relação ao dos 9M16.

Receitas financeiras

Em 30 de setembro de 2017, as disponibilidades e aplicações financeiras da CPFL Renováveis somavam R\$ 1.618,8 milhões ante R\$ 1.019,2 milhões em 30 de setembro de 2016. Esse aumento deve-se principalmente aos seguintes fatores: (i) novas captações no período; (ii) recebimento de adiantamento de futuro aumento de capital de acionista no 4T16, sendo parcialmente compensado por (iii) investimentos realizados nos projetos em andamento; e (iv) amortizações e custos dos empréstimos.

No 3T17, as receitas financeiras totalizaram R\$ 35,2 milhões, 5,2% superior as do 3T16 (R\$ 1,7 milhão). Nos 9M17, as receitas financeiras totalizaram R\$ 107,0 milhões, 8,3% superior as dos 9M16 (R\$ 8,2 milhões), devido principalmente ao maior saldo de caixa médio nos períodos (R\$ 1.561,5 milhões no 3T17 vs R\$ 952,5 milhões no 3T16) e (R\$ 1.417,1 milhões nos 9M17 vs R\$ 1.046,2 milhões nos 9M16), parcialmente compensados pela menor taxa de juros.

Resultados 3T17

Despesas financeiras

As despesas financeiras somaram R\$ 166,3 milhões no 3T17 e R\$ 494,2 milhões, estável em relação às do 3T16 e às dos 9M16.

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 BVP Geradora, Formosa e Icaraizinho, que adotam o regime de tributação com base no lucro real por usufruírem do benefício fiscal do lucro da exploração.

As despesas com imposto de renda e contribuição social totalizaram R\$ 24,0 milhões no 3T17 ante R\$ 23,0 milhões no 3T16. Nos 9M17 tais despesas foram de R\$ 50,0 milhões ante R\$ 39,8 milhões nos 9M16. Essa variação ocorreu principalmente devido aos seguintes fatores: (i) aumento das receitas operacionais nas SPEs tributadas pelo lucro presumido, que estão sujeitas ao pagamento de imposto de renda e contribuição social à alíquota de 3,08%; e (ii) aumento das receitas financeiras nas mesmas SPEs, que estão sujeitas ao pagamento de imposto de renda e contribuição social à alíquota de 34%.

Resultado líquido

No 3T17, a Companhia registrou lucro líquido de R\$ 94,8 milhões ante a um lucro líquido de R\$ 50,1 milhões no 3T16. Nos 9M17, o prejuízo líquido foi de R\$ 31,6 milhões ante a um prejuízo de R\$ 117,5 milhões nos 9M16. Tais resultados devem se principalmente à maior receita líquida apurada nos períodos, parcialmente compensados pelos maiores custos de geração de energia devido basicamente ao maior portfólio em operação e as baixas realizadas no período conforme já mencionadas.

Investimentos

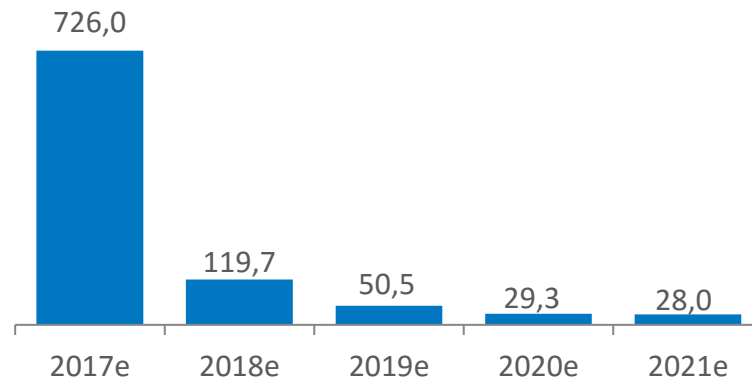
A CPFL Renováveis investiu R\$ 51,5 milhões no 3T17, totalizando R\$ 446,0 milhões nos 9M17. Os investimentos foram direcionados basicamente aos projetos detalhados abaixo:

Projeto	Localização	Entrada em Operação	Capacidade (MW)	Garantia Física (MWm)
Complexo eólico Pedra Cheirosa	CE	2T17	48,3	26,1
PCH Boa Vista 2	MG	1T20	29,9	14,8

Resultados 3T17

Expurgando o montante investido nos 9M17, os investimentos previstos para os próximos anos somam R\$ 507,5 milhões (moeda constante) e viabilizarão a expansão da capacidade da Companhia. A seguir estão os valores estimados por ano (2017 a 2021):

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



Balanço Patrimonial

	30/09/2017	31/12/2016		30/09/2017	31/12/2016
Ativo			Passivo		
Circulante e Realizável a longo prazo	2.204.718	1.972.182	Circulante e Exigível a longo prazo	8.438.870	8.027.079
Caixa e equivalentes de caixa e Aplicações Financeiras	1.618.806	1.471.197	Fornecedores	199.899	76.395
Contas a receber (Clientes)	344.902	273.373	Obrigações Fiscais, trabalhistas e encargos	65.515	59.334
Tributos a Recuperar	64.927	70.499	Dividendos e juros sobre o capital próprio a pagar	6.072	9.045
Tributos diferidos	565	260	Empréstimos e financiamentos e Debêntures	6.577.115	6.407.871
Créditos com partes relacionadas	9.157	9.067	Outros	1.590.269	1.474.434
Outros	166.361	147.786	Patrimônio Líquido	4.397.501	4.437.806
Imobilizado	7.736.434	7.466.547	Capital social	3.390.870	3.390.870
Intangível	2.895.219	3.026.156	Adiantamento para futuro aumento de capital	300.000	300.000
Tota do ativo	12.836.371	12.464.885	Reservas de capital	592.138	592.138
			Reservas de lucro	1.305	1.305
			Ajuste de avaliação patrimonial	37.475	40.275
			Lucros/prejuízos acumulados	- 34.923	-
			Participação de acionistas não controladores	110.636	113.218
			Total do passivo	12.836.371	12.464.885

Principais variações do ativo

O ativo circulante e realizável a longo prazo da Companhia encerrou o 3T17 em R\$ 2,2 bilhões, aumento de 11,8% (+R\$ 232,5 milhões) em relação ao saldo de 31 de dezembro de 2016.

As disponibilidades – caixa e equivalentes de caixa, aplicações financeiras, títulos e valores mobiliários e aplicações financeiras vinculadas – encerraram o 3T17 com R\$ 1,6 bilhão, aumento de 10,0% comparadas às de 31 de dezembro de 2016. Essa variação foi decorrente principalmente

Resultados 3T17

de (i) novas captações no período; (ii) recebimento de adiantamento de futuro aumento de capital de acionista no 4T16, sendo parcialmente compensado por (iii) investimentos realizados nos projetos em andamento; e (iv) amortizações e custos dos empréstimos.

A rubrica contas a receber (Clientes) teve uma variação positiva de 26,2% quando comparada ao encerramento de 2016, decorrente do fluxo de pagamentos.

A variação do imobilizado (+3,6%) foi decorrente principalmente da conclusão das obras dos complexos eólicos Pedra Cheirosa, São Benedito e Campo dos Ventos e do ativo em construção PCH Boa Vista 2.

Principais variações do passivo

O passivo circulante e realizável a longo prazo encerrou o 3T17 com montante de R\$ 8,4 bilhões, 5,1% (+R\$ 411,8 milhões) superior ao saldo de 31 de dezembro de 2016, sendo influenciado basicamente pelo adiantamento de clientes em função da menor geração dos parques eólicos no Ceará e pelo aumento na linha de fornecedores em decorrência das conclusões das obras dos complexos eólicos Pedra Cheirosa, São Benedito e Campo dos Ventos.

O patrimônio líquido foi de R\$ 4,4 bilhões no encerramento do 3T17, variação negativa de 0,9% ou R\$ 40,3 milhões em relação ao de 31 de dezembro de 2016.

Endividamento

A Companhia encerrou o 3T17 com endividamento total de R\$ 6.577,1 milhões, montante 5,0% superior ao endividamento do 3T16 (R\$ 6.264,0 milhões). Considerando os empréstimos ponte (que serão quitados com as captações de dívida de longo prazo), as dívidas da Companhia possuem prazo médio de 5,1 anos e custo médio nominal de 9,2% a.a. (112,9% do CDI de 30 de setembro de 2017).

As 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.

Dessa forma, nos últimos 3 meses, a Companhia realizou captações de R\$ 312,0 milhões, sendo:

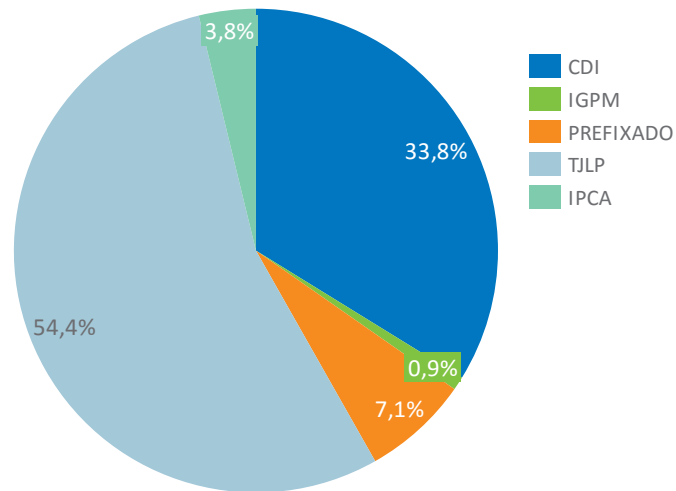
- (i) R\$ 250 milhões referentes à 7ª emissão de debêntures da CPFL Renováveis, emitidas junto ao Banco Safra com custo de IPCA + 5,62% a.a.; e
- (ii) R\$ 62,0 milhões referente Nota Promissória da PCH Boa Vista 2, emitidas junto ao Banco BBM com custo de CDI + 1,39% a.a..

Destacamos as principais amortizações ocorridas nos últimos 3 meses:

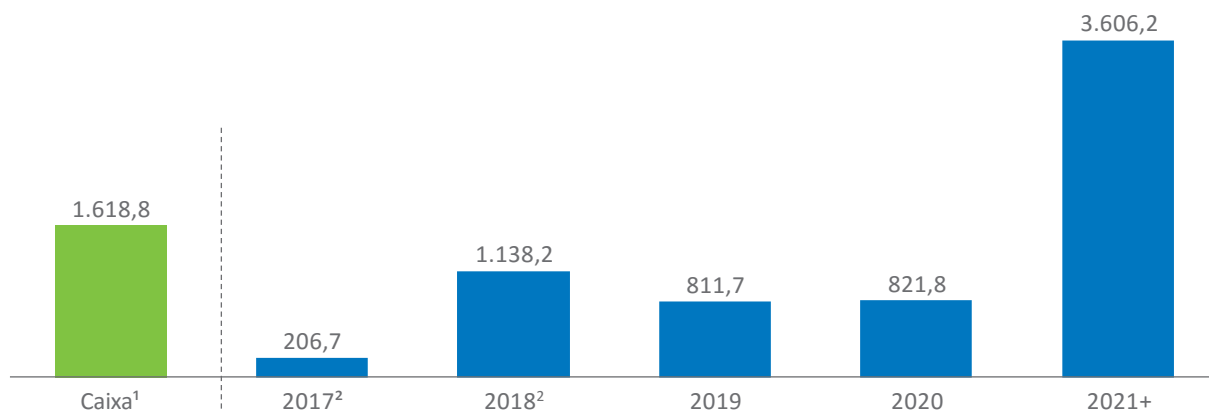
- (i) R\$ 50,0 milhões referentes à amortização da 1ª emissão de debêntures da PCH Boa Vista 2.

Resultados 3T17

Dívida por indexador – Setembro de 2017



Cronograma de amortização da dívida (R\$ milhões) – Setembro de 2017



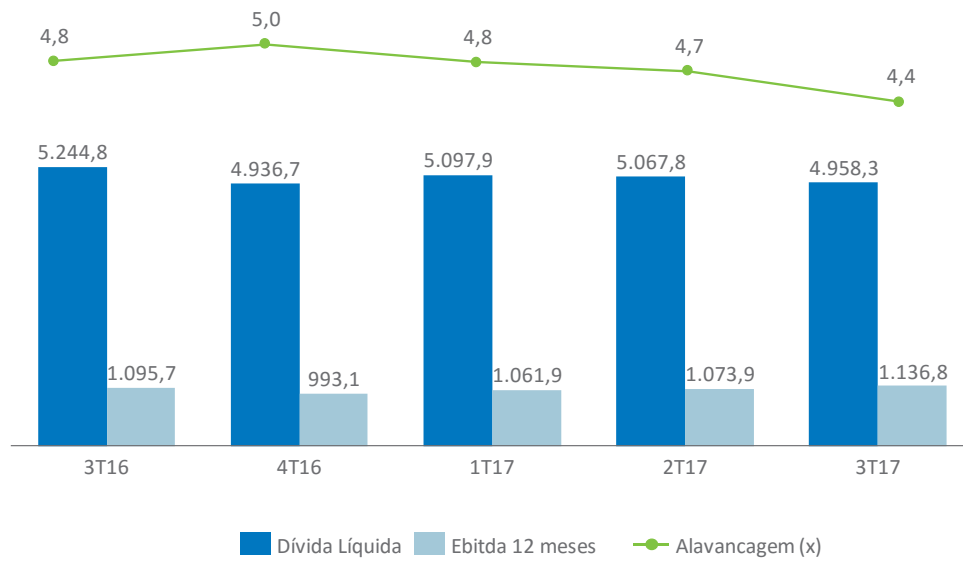
¹ O saldo de caixa considera a conta reserva (aplicações financeiras vinculadas) de R\$ 527,9 milhões no encerramento do 3T17 (R\$ 450,4 milhões no encerramento do 3T16).

² Considera encargos financeiros no valor de R\$ 51,5 milhões em 2017 e R\$ 65,7 milhões em 2018.

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 3T17

Divida líquida/Ebitda (R\$ milhões)¹

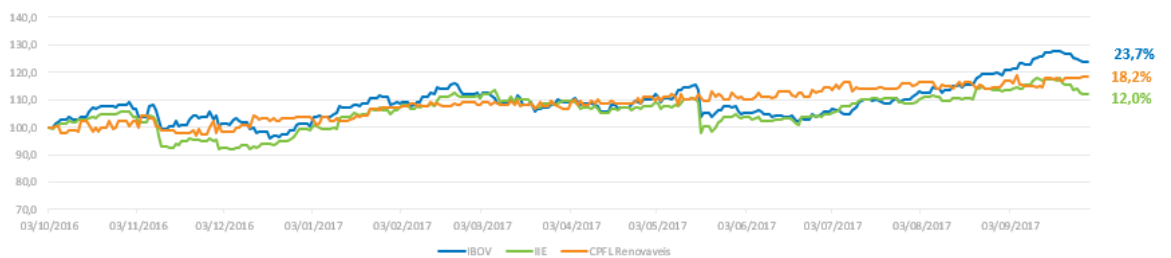


¹ O saldo de caixa considera a conta reserva (aplicações financeiras vinculadas) de R\$ 527,9 milhões no encerramento do 3T17 (R\$ 450,4 milhões no encerramento do 3T16).

Mercado de capitais

As ações da CPFL Renováveis (CPRE3) encerraram o 3T17 cotadas a R\$ 13,30, representando uma valorização de 18,2% em relação ao fim do 3T16. Neste mesmo período o índice Bovespa (IBOV) valorizou 23,7% e o índice de Energia Elétrica (IEE) 12,0%.

Desempenho CPRE3 vs. IBOV e IEE: 01/10/2016 até 30/09/2017



Resultados 3T17

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.

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.

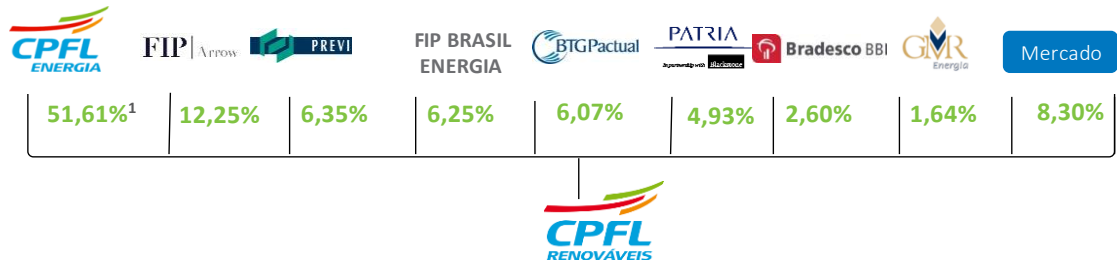
A Diretoria Executiva é formada por até sete diretores estatutários, com prazo de mandato de dois anos, sendo permitida a reeleição. Compete à Diretoria Executiva representar a Companhia e gerir seus negócios sociais de acordo com as diretrizes traçadas pelo Conselho de Administração.

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

Resultados 3T17

Estrutura societária

Abaixo a demonstração da estrutura societária atual da Companhia:



¹ Via CPFL Geração

Resultados 3T17

Contatos	Teleconferência	CPRE3
<p>Gustavo Sousa Diretor-Presidente</p>	<p>Teleconferência / webcast</p>	<p>Cotação de fechamento em 09/11/2017: R\$ 13,59</p>
<p>Cynthia Hobbs Diretora de Administração e Controle</p>	<p>Data: 10 de Novembro de 2017</p>	<p>Valor de Mercado:</p>
<p>Flávia de Lima Carvalho Superintendente de Finanças, RI e Comunicação</p>	<p>Horário: 10h00 (Horário de Brasília) 07h00 (Eastern time)</p>	<p>Reais: R\$ 6,84 bilhões</p>
<p>Luciana Silvestre Fonseca Especialista de Relações com Investidores</p>	<p>Teleconferência em Português com tradução simultânea para o Inglês.</p>	<p>Dolar: USD: 2,10 bilhões</p>
<p>Bruno César Ferrete Assistente de Relações com Investidores</p>	<p>Telefones para conexão: Brasil: (+55)11 3193-1001 ou (+55)11 2820-4001 EUA: +1 888 700 0802 Outras localizações: +1 786 924-6977</p>	
<p>E-mail: ri@cpflrenovaveis.com.br Telefone: 11- 3157-9312</p>	<p>Senha: CPFL Renovaveis</p>	
<p>Assessoria de Imprensa RP1 Comunicação Empresarial E-mail: marianacesena@rp1.com.br Telefone: 11-5501-4655</p>		

Resultados 3T17

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.

Resultados 3T17

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.

Resultados 3T17

Anexos – Mapa de contratos de venda de energia

Ambiente de contratação	Receita	Ajustes de geração	Comentários
Eólica			
Proinfra	Reconhecida conforme geração.	Previsto um ajuste inversamente proporcional nas tarifas de energia em virtude da produção realizada. Registrado na Receita.	O ajuste de caixa é realizado no ano subsequente.
ACR	Reconhecida conforme geração.	São determinados limites superiores e inferiores dentro de um quadriênio, para cada contrato. A geração excedente ou deficitária, dentro desses limites, são ressarcidas no final do quadriênio. Fora dos limites, o ressarcimento ocorre no ano subsequente.	O ajuste de caixa do ressarcimento é realizado no ano contratual subsequente, após apuração anual (fora dos limites) e quadrienal (dentro dos limites).
AQL	Reconhecida conforme geração.	Valores gerados diferentes do comercializado, são liquidados a PLD ou contratos bilaterais.	Impacto no caixa mensalmente, conforme geração.
PCH			
Proinfra	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 COEE (2 meses).
AQL	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 COEE (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.
AQL	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 COEE (2 meses).

Anexos – ativos em operação

Projetos	Município	UF	Capacidade (MW)	Garantia Física (MWm)	Energia Contratada 2017 (MWm)	Preço (R\$/MWh) Set/17	Tipo de contrato	
Eólico								
Complexo eólico Atlântica	Atlântica I	Palmares do Sul	RS	30,0	13,1	13,1	240,00	ACL
	Atlântica II	Palmares do Sul	RS	30,0	12,9	12,9	240,00	ACL
	Atlântica IV	Palmares do Sul	RS	30,0	13,0	13,0	240,00	ACL
	Atlântica V	Palmares do Sul	RS	30,0	13,7	13,7	207,15	LFA 2010
Complexo eólico SIF	Foz do Rio Choró	Beberibe	CE	25,2	7,4	7,4	439,84	Proinfa
	Icarazinho	Amontada	CE	54,6	22,1	21,5	407,21	Proinfa
	Paracuru	Paracuru	CE	25,2	12,6	11,8	401,27	Proinfa
	Praia Formosa	Camocim	CE	105,0	28,8	28,1	451,58	Proinfa
Complexo eólico Santa Clara	Santa Clara I	Parazinho	RN	30,0	13,7	12,5	240,21	LER 2009
	Santa Clara II	Parazinho	RN	30,0	12,8	11,2	240,21	LER 2009
	Santa Clara III	Parazinho	RN	30,0	12,5	11,8	240,21	LER 2009
	Santa Clara IV	Parazinho	RN	30,0	12,3	10,9	240,21	LER 2009
	Santa Clara V	Parazinho	RN	30,0	12,4	11,2	240,21	LER 2009
	Santa Clara VI	Parazinho	RN	30,0	12,3	10,5	240,21	LER 2009
	EURUS VI	Parazinho	RN	8,0	3,2	2,6	240,21	LER 2009
Complexo eólico Macacos I	Macacos	João Camara	RN	20,7	9,8	9,7	239,95	ACL
	Juremas	João Camara	RN	16,1	7,6	7,5	239,95	ACL
	Pedra Preta	João Camara	RN	20,7	10,3	10,1	239,95	ACL
	Costa Branca	João Camara	RN	20,7	9,8	9,8	239,50	ACL
Complexo eólico Bons Ventos	Bons Ventos	Aracati	CE	50,0	16,4	15,9	453,24	Proinfa
	Taiba Albatroz	São Gonçalo do Amarante	CE	16,5	6,7	6,6	413,04	Proinfa
	Canoa Quebrada - BV	Aracati	CE	57,0	24,1	22,9	396,81	Proinfa
	Enacel	Aracati	CE	31,5	10,2	10,0	445,62	Proinfa
Complexo eólico Rosa dos Ventos	Campo dos Ventos II	João Camara	RN	30,0	15,0	12,6	196,87	LER 2010
	Canoa Quebrada - RV	Aracati	CE	10,5	3,3	3,3	455,09	Proinfa
	Lagoa do Mato - RV	Aracati	CE	3,2	1,4	1,4	401,27	Proinfa
Complexo eólico Morro dos Ventos	Morro dos Ventos I	João Camara	RN	28,8	13,6	12,7	241,87	LER 2009
	Morro dos Ventos III	João Camara	RN	28,8	13,9	12,7	241,82	LER 2009
	Morro dos Ventos IV	João Camara	RN	28,8	13,7	12,1	241,84	LER 2009
	Morro dos Ventos VI	João Camara	RN	28,8	13,1	11,2	241,89	LER 2009
	Morro dos Ventos IX	Parazinho	RN	30,0	14,3	12,8	241,85	LER 2009
Complexo eólico Eurus	Eurus I	João Câmara	RN	30,0	15,5	12,7	193,83	LER 2010
	Eurus III	João Câmara	RN	30,0	16,1	14,6	193,81	LER 2010
	Morro dos Ventos II	João Camara	RN	29,1	15,4	15,1	249,92	ACL
Complexo Campo dos Ventos	Campo dos Ventos I	João Câmara	RN	25,2	13,6		179,91	ACL
	Campo dos Ventos III	João Camara	RN	25,2	13,4		179,91	ACL
	Campo dos Ventos V	Parazinho	RN	25,2	13,1	64,6	179,91	ACL
	São Domingos	São Miguel do Gostoso	RN	25,2			179,91	ACL
	Ventos de São Martinho	Touros	RN	14,7			179,91	ACL
Complexo São Benedito	Ventos de São Benedito	São Miguel do Gostoso	RN	29,4			179,91	ACL
	Ventos de Santo Dimas	São Miguel do Gostoso	RN	29,4		60,6	179,91	ACL
	Ventos de Santa Mônica	Touros	RN	29,4			179,91	ACL
	Ventos de Santa Úrsula	Touros	RN	27,3			179,91	ACL
Complexo Pedra Cheirosa	Pedra Cheirosa I	Itarema	CE	25,2	14,5			ACL
	Pedra Cheirosa II	Itarema	CE	23,1	13,0			ACL
Subtotal Eólico				1308,5	500,6	531,2	282,47	

Nota: Até dezembro de 2017 a energia gerada pelo complexo Pedra Cheirosa será vendida à PLD.

Resultados 3T17

Projetos	Município	UF	Capacidade (MW)	Garantia Física (MWm)	Energia Contratada 2017 (MWm)	Preço (R\$/MWh) Set/17	Tipo de contrato
PCH							
Alto Irani	Arvoredo	SC	21,0	12,4	12,4	255,40	Proinfa
Americana	Americana	SP	30,0	5,9	5,9	252,87	ACL
Andorinhas	Bozano	RS	0,5	0,4	0,4	247,23	ACL
Arvoredo	Arvoredo	SC	13,0	7,4	7,0	243,63	LFA
Barra da Paciência	Gonzaga	MG	23,0	14,9	14,8	250,47	ACL
Buritis	Buritizal	SP	0,8	0,4	0,4	252,87	ACL
Capão Preto	São Carlos	SP	4,3	2,2	2,2	252,87	ACL
Chibarro	Araraquara	SP	2,6	1,5	1,5	252,87	ACL
Cocais Grande	Antonio Dias	MG	10,0	4,6	4,6	255,40	Proinfa
Corrente Grande	Açucena	MG	14,0	8,5	8,4	250,47	ACL
Diamante	Nortelândia	MT	4,2	1,6	1,6	229,61	ACL
Dourados	Nuporanga	SP	10,8	5,7	5,7	252,87	ACL
Eloy Chaves	Espirito Santo do Pinhal	SP	18,8	11,0	11,0	252,87	ACL
Esmeril	Patrocínio Paulista	SP	5,0	2,9	2,9	252,87	ACL
Figueirópolis	Indiavaí	MT	19,4	12,6	12,5	260,61	Proinfa
Gavião Peixoto	Gavião Peixoto	SP	4,8	3,6	3,6	252,87	ACL
Guaporé	Guaporé	RS	0,7	0,4	0,4	247,23	ACL
Jaguari	Pedreira	SP	11,8	4,5	4,5	252,87	ACL
Lençóis	Macatuba	SP	1,7	1,0	1,0	252,87	ACL
Ludesa	Ipuagu	SC	30,0	21,2	20,9	244,04	Proinfa / ACL
Mata Velha	Unai	MG	24,0	13,1	12,5	180,99	ACL
Monjolinho	São Carlos	SP	0,6	0,1	0,4	218,68	ACL
Ninho da Água	Delfim Moreira	MG	10,0	6,5	4,2	250,47	ACL
Novo Horizonte	Campina Grande do Sul	PR	23,0	10,4	10,2	176,62	ACL
Paiol	Frei Inocência	MG	20,0	10,5	10,9	250,43	ACL
Pinhal	Espirito Santo do Pinhal	SP	6,8	3,7	3,7	252,87	ACL
Pirapó	Roque Gonzales	RS	0,8	0,6	0,6	247,23	ACL
Plano Alto	Xavantina	SC	16,0	9,3	9,3	255,40	Proinfa
Saltinho	Muitos Capões	RS	0,8	0,7	0,7	247,23	ACL
Salto Góes	Tangará	SC	20,0	11,1	11,1	226,60	LFA
Salto Grande	Campinas	SP	4,6	2,6	2,6	252,87	ACL
Santa Luzia	São Domingos	SC	28,5	18,4	18,0	248,10	LFA 2007 / ACL
Santana	São Carlos	SP	4,3	2,6	2,6	252,87	ACL
São Gonçalo	São Gonçalo do Rio Abaixo	MG	11,0	7,2	6,4	250,47	ACL
São Joaquim	Guará	SP	8,1	5,1	5,1	252,87	ACL
Socorro	Socorro	SP	1,0	0,3	0,3	252,87	ACL
Três Saltos	Torrinha	SP	0,6	0,4	0,4	252,87	ACL
Varginha	Chalé	MG	9,0	5,4	4,0	243,63	LFA 2007
Várzea Alegre	Chalé	MG	7,5	4,9	4,8	250,47	ACL
Subtotal PCH			423,0	235,5	229,5	242,53	

Resultados 3T17

Projetos	Município	UF	Capacidade (MW)	Garantia Física (MWm)	Energia Contratada 2017 (MWm)	Preço (R\$/MWh) Set/17	Tipo de contrato
Biomassa							
Alvorada	Araporã	MG	50,0	19,9	18,0	189,42	ACL
Baía Formosa	Baía Formosa	RN	40,0	5,5	11,0	274,82	LEN 2006
Bio Buriti	Buritizal	SP	50,0	10,8	10,8	240,20	ACL
Bio Energia	Pirassununga	SP	45,0	7,1	6,4	241,27	ACL
Bio Ipê	Nova Independência	SP	25,0	7,2	4,3	240,20	ACL
Bio Pedra	Serrana	SP	70,0	10,3	24,4	224,93	LER 2010
Coopcana	São Carlos do Ivaí	PR	50,0	18,0	18,0	189,42	ACL
Ester	Cosmópolis	SP	40,0	14,5	14,9	205,74	LFA 2007 / ACL
Subtotal Biomassa			370,0	93,2	107,9	214,62	

Projetos	Município	UF	Capacidade (MW)	Garantia Física (MWm)	Energia Contratada 2017 (MWm)	Preço (R\$/MWh) Set/17	Tipo de contrato
Solar							
Tanquinho	Campinas	SP	1,1	0,2	0,2	228,97	ACL
Subtotal Solar			1,1	0,2	0,2	228,97	
TOTAL			2102,6	829,5		262,84	

Resultados 3T17

Anexos – ativos em construção

Projeto	UF	Capacidade (MW)	Garantia Física (MWm)	Energia Contratada (MWm)	Preço (R\$/MWh) Set/17	Tipo de contrato
PCH						
Boa Vista 2	MG	29,9	14,4	14,0	233,59	21º LEN 2015 (A-5)
Subtotal PCH		29,9	14,4	14,0	233,59	
TOTAL		29,9	14,4	14,0	233,59	