

Release de Resultados

4T16 e 2016



CPFL
RENOVÁVEIS

Resultados 4T16 e 2016

Sumário

Mensagem do Presidente	3
Destaques do trimestre e do ano	4
Indicadores Econômicos e Operacionais	6
Portfólio em operação	6
Portfólio contratado: projetos em implantação	7
Status de obra	8
Condições de geração	9
Fonte eólica	9
Fonte hídrica	9
Fonte solar	16
Produção de energia	17
Desempenho econômico e financeiro	20
Receita líquida	21
Custo de geração de energia	23
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	29
Principais variações do ativo	30
Principais variações do passivo	30
Mercado de capitais	33
Governança Corporativa	35
Estrutura societária	36
Glossário	38
Anexos – ativos em operação	41
Anexos – ativos em construção	45

Resultados 4T16 e 2016

Mensagem do Presidente

Em 2016, as fontes renováveis continuaram ganhando força no Brasil e no mundo. Apesar das dificuldades e instabilidade na economia brasileira, a capacidade instalada de energia eólica no Brasil chegou a marca expressiva de 10 GW, sendo 1,3 GW oriundos da CPFL Renováveis.

Nesse ano continuamos nossa estratégia de diversificação e atuação em várias regiões do país. Investimos R\$ 930 milhões em projetos de crescimento, mantendo o nosso histórico de entrega de projetos no prazo e dentro do orçamento. Atingimos em dezembro de 2016 o marco de 2 GW de capacidade instalada nos tornando a maior empresa de energia renovável da América Latina.

Em 2016, a Companhia apresentou geração de energia 14,9% superior a 2015. A receita líquida evoluiu 9,8% no ano e o Ebitda atingiu o patamar de R\$ 1,0 bilhão no período, estável em relação ao ano anterior.

A CPFL Renováveis conta com capacidade e conhecimento para viabilizar projetos competitivos em um setor com grande perspectiva de crescimento e vital para o desenvolvimento do país.

Gustavo Sousa

Diretor Presidente e Diretor Financeiro e de Relações com Investidores Interino

Resultados 4T16 e 2016

São Paulo, 22 de março de 2017 – A CPFL Energias Renováveis S.A. anunciou hoje os resultados referentes ao quarto trimestre de 2016 (4T16) e ao ano de 2016. As informações financeiras e operacionais a seguir, exceto quando indicadas de outra forma, são apresentadas em bases consolidadas e de acordo com a legislação societária aplicável.

Destaques do trimestre e do ano

- i. Geração de energia de 1.853,1 GWh (+13,3% versus 4T15) e 6.537,9 GWh (+14,9% versus 2015).
- ii. Receita líquida de R\$ 501,9 milhões (+14,7% versus 4T15) e R\$ 1.646,6 milhão (+9,8% versus 2015).
- iii. Ebitda de R\$ 269,5 milhões (-27,6% versus 4T15) e R\$ 993,1 milhões (-0,8% versus 2015). Ebitda ajustado de R\$ 346,8 milhões (+3,0% versus 4T15) e R\$ 1.084,5 milhões (+0,9% versus 2015).
- iv. Investimentos de R\$ 929,8 milhões principalmente para os projetos em construção.
- v. Em dezembro de 2016, a CPFL Renováveis atingiu a marca de 2.054 GW de capacidade instalada em operação, com a entrada em operação de 100% das turbinas dos complexos eólicos de São Benedito e Campo dos Ventos.
- vi. Situação de liquidez adequada ao perfil da Companhia: caixa de R\$ 1,5 bilhão.¹
- vii. Em 29 de dezembro de 2016, ocorreu o ingresso de recursos na Companhia, no montante de R\$ 300 milhões, a título de Adiantamento para Futuro Aumento de Capital ("AFAC"), realizado pelo acionista controlador CPFL Geração de Energia S.A..
- viii. Dando sequência aos fatos relevantes divulgados nos dias 02, 22, 23 e 28 de setembro de 2016, 23 de novembro de 2016 e 13 de dezembro de 2016, no dia 23 de janeiro de 2017, a Companhia divulgou fato relevante ao mercado informando sobre o fechamento do contrato de aquisição de ações celebrado entre State Grid Brazil e o bloco de controle da CPFL Energia. Em razão do fechamento, a State Grid Brazil se tornou a controladora da CPFL Energia e, portanto, controladora indireta da CPFL Renováveis. Em atendimento à regulamentação aplicável, a State Grid realizará ofertas públicas para aquisição da totalidade das ações ordinárias de titularidade dos acionistas remanescentes da CPFL Energia e da CPFL Renováveis ("OPAs de Alienação de Controle"). Nos termos do fato relevante divulgado em 16 de fevereiro de 2017, a State Grid informou ao mercado ter, ainda, a intenção de, concomitantemente às OPAs de Alienação de Controle, realizar oferta pública unificada de aquisição de ações ordinárias de emissão da Companhia visando: (i) o cancelamento de seu registro como companhia aberta perante a CVM sob a categoria "A" e a sua conversão para a categoria "B" e (ii) retirar a Companhia do

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

Resultados 4T16 e 2016

Segmento Especial de Listagem da BM&FBOVESPA denominado Novo Mercado (“OPA para Saída do Novo Mercado”, e OPA por Alienação de Controle, OPA para Conversão de Registro e OPA para Saída do Novo Mercado denominadas em conjunto, “OPA Unificada”). Conforme informado no fato relevante divulgado em 23 de fevereiro de 2017, a State Grid realizou os protocolos de documentação relativa à OPA Unificada perante a CVM, que se encontra em processo de análise por referido órgão. A State Grid se reservou o direito de lançar apenas a OPA por Alienação de Controle e cancelar a OPA para Conversão de Registro e OPA para Saída do Novo Mercado caso o Preço da Oferta seja inferior ao valor justo das ações da Companhia, apurado no laudo de avaliação a ser elaborado para efeito da OPA para Conversão de Registro e OPA para Saída do Novo Mercado, de acordo com a regulamentação aplicável.

Resultados 4T16 e 2016

Indicadores Econômicos e Operacionais

(R\$ mil)	4T16	4T15	4T16 vs 4T15	2016	2015	2016 vs 2015
Demonstrativo de Resultados						
Receita Líquida	501.857	437.427	14,7%	1.646.588	1.499.356	9,8%
Ebitda ⁽¹⁾	269.502	372.047	-27,6%	993.129	1.001.350	-0,8%
Margem Ebitda	53,7%	85,1%	-31,4 p.p	60,3%	66,8%	-6,5 p.p
Resultado líquido	-26.245	82.643	-131,8%	-143.706	-48.717	195,0%
Investimentos	127.540	199.542	-36,1%	929.768	482.004	92,9%
Indicadores Operacionais						
Capacidade em operação (MW)	2.054	1.799	14,2%	2.054	1.799	14,2%
# usinas/ parques em operação	91	81	12,3%	91	81	12,3%
Energia gerada (GWh) ⁽²⁾	1.853	1.636	13,3%	6.538	5.689	14,9%
Número de funcionários	432	394	9,6%	432	394	9,6%

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 final de 2016, contava com 91 ativos localizados em 57 municípios brasileiros. Para atender a esse portfólio a Companhia conta com uma plataforma robusta e altamente escalável.

No 4T16, a capacidade da Companhia totalizava 2.054,3 MW, crescimento de 14,2% em relação ao 4T15. Esse aumento se deve à entrada em operação comercial da PCH Mata Velha (+24,0 MW) em maio de 2016 e aos complexos eólicos Campo dos Ventos e São Benedito (+231,0 MW), com entrada gradual desde maio de 2016.

No encerramento do 4T16, a capacidade da Companhia estava distribuída da seguinte forma:

Fonte	Capacidade em operação (MW)	Número de ativos	% do portfólio
Eólica	1.260,2	43	61,3%
PCH	423,0	39	20,6%
Biomassa	370,0	8	18,0%
Solar	1,1	1	0,1%
Total em operação	2.054,3	91	100,0%

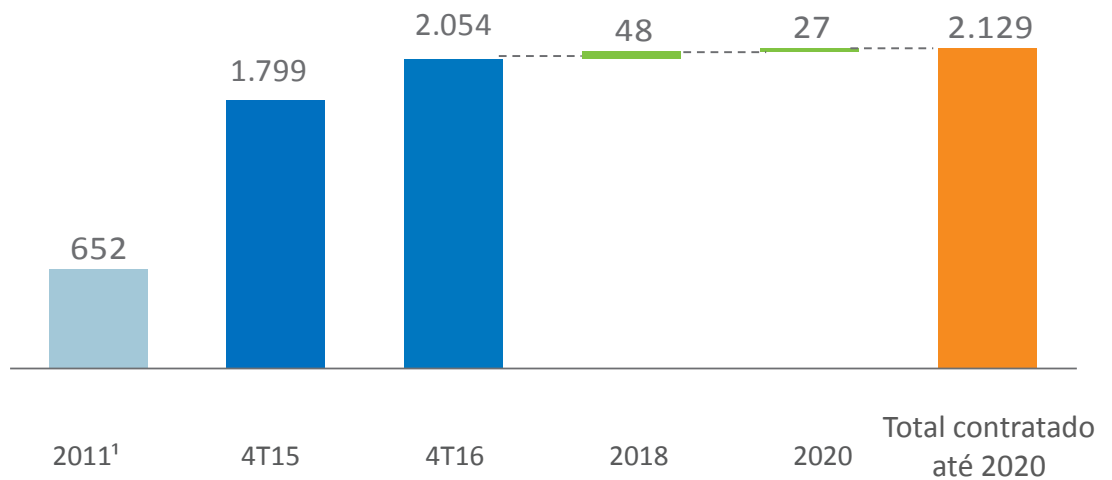
Resultados 4T16 e 2016

Portfólio contratado: projetos em implantação

Hoje, a Companhia possui 2 projetos em implantação, que adicionarão 74,8 MW de capacidade nos próximos 4 anos:

Projeto	Fonte	U.F.	Município	Capacidade (MW)	Entrada em operação
Complexo eólico Pedra Cheirosa	EOL	CE	Itarema	48,3	1S18
PCH Boa Vista II	PCH	MG	Varginha	26,5	2020
Total em implantação				74,8	

Evolução do portfólio contratado até 2020 (MW)



¹Agosto de 2011 - Criação da CPFL Renováveis

Resultados 4T16 e 2016

Status de obra

Abaixo estão descritos os status de cada projeto em implantação:

Complexo eólico Pedra Cheirosa



- ✓ 48,3 MW de capacidade
- ✓ Licença de instalação emitida em fevereiro de 2016
- ✓ Enquadramento no BNDES e obras civis iniciadas em junho de 2016
- ✓ Montagem dos aerogeradores iniciada em março de 2017
- ✓ 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
- ✓ Obras iniciadas em fevereiro de 2017
- ✓ Atividades de terraplenagem e escavação de solo em andamento
- ✓ 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.

Resultados 4T16 e 2016

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 10,8 GW em fevereiro de 2017, distribuída em 432 parques. Espera-se que a matriz elétrica brasileira conte com 24,0 GW de capacidade de geração eólica até o final de 2024².

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.

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 64,7% da capacidade instalada no país, sendo 3,6% de PCHs (5,5 GW de capacidade instalada, distribuída em 1.031 empreendimentos³). Espera-se que a matriz elétrica brasileira conte com 8,0 GW de capacidade de PCHs até o final de 2024⁴.

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

² Plano Decenal de Expansão de Energia 2024 (MME) e Abeeólica.

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

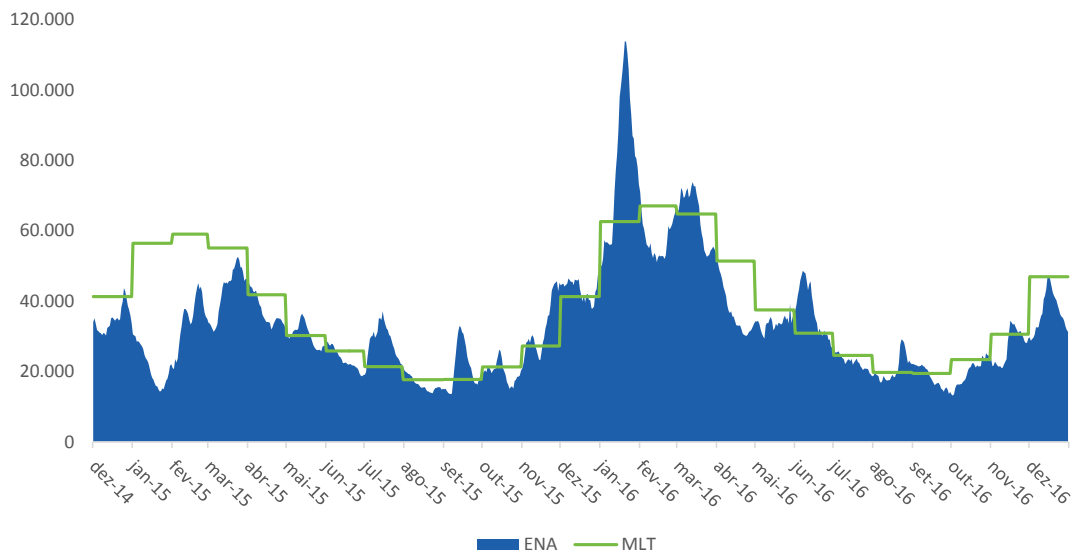
⁴ Plano Decenal de Expansão de Energia 2024 (MME).

Resultados 4T16 e 2016

medidas ocorrem, sobretudo, de acordo com as precipitações e influem diretamente na geração das usinas hidrelétricas na região em questão.

Os gráficos abaixo mostram o histórico dos últimos 24 meses findos em dezembro de 2016 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 – dezembro/2016)



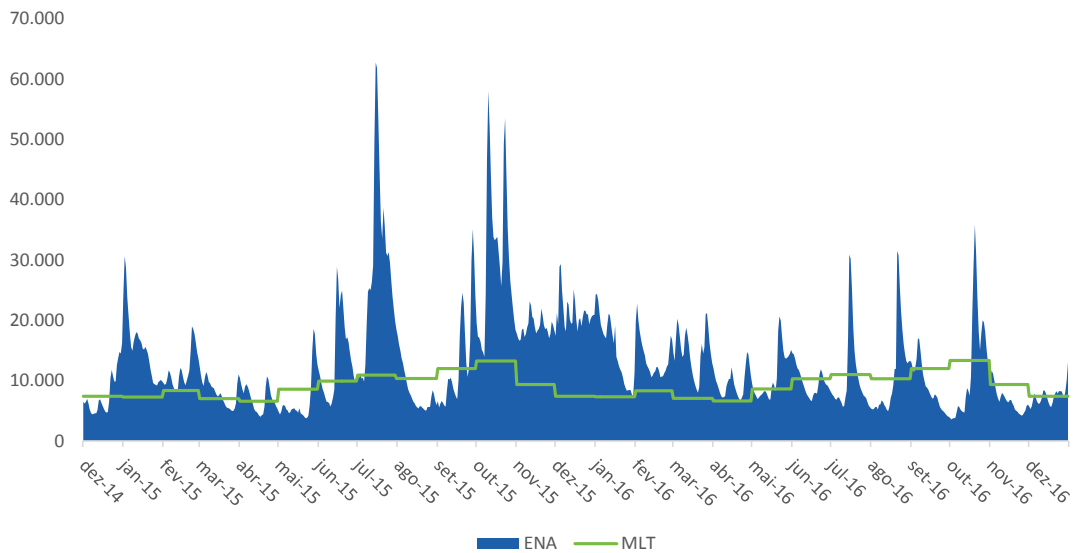
Fonte: Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS)

A região Sudeste/Centro-Oeste, onde está localizada grande parte das PCHs da CPFL Renováveis, encerrou 2016 com o seu nível de armazenamento dos reservatórios⁵ em 33,8%, 4,0 p.p. acima do nível do final de 2015 (29,8%). A melhor afluência combinada com a redução da carga devido à retração da economia em 2016 contribuíram para melhora do nível dos reservatórios da região Sudeste.

⁵ Fonte: ONS - Boletim Diário da Operação (Dezembro/2016)

Resultados 4T16 e 2016

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

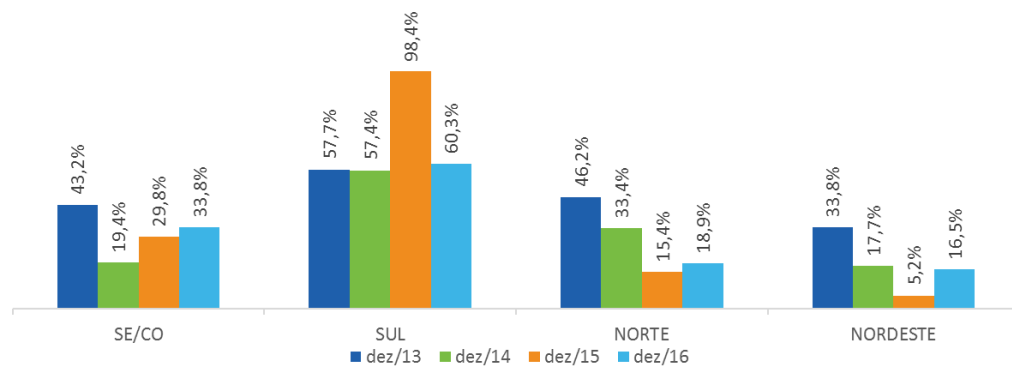


Fonte: ONS

Na região Sul, os reservatórios encerraram 2016 com 60,3% de sua capacidade de armazenamento, apresentando queda de 38,1 p.p. em relação ao final de 2015 (98,4%). A redução do nível dos reservatórios da região Sul é explicada basicamente pela hidrologia menos favorável em 2016.

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, exceto a Sul, apresentaram aumento do nível de seus reservatórios em dezembro/16.

Armazenamento dos reservatórios em dezembro - 2013 a 2016



Fonte: ONS

Resultados 4T16 e 2016

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, 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 será 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*”).

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 será de R\$ 33,68/MWh e o PLD máximo de R\$ 533,82/MWh.

No 4T16, a Companhia tinha quatro PCHs – Socorro, Três Saltos, Dourados e Guaporé - fora do MRE por não atenderem os requisitos de geração conforme Resolução ANEEL 409/2010. Estas PCHs totalizam 6,8 MW médios (equivalente a 0,8% da garantia física do portfólio total). Dessa forma, tais PCHs têm que comprar energia no mercado livre para atender seus contratos de venda de energia sempre que a geração for inferior à energia contratada naquele período.

Conforme o Despacho nº 3.264/2015, as PCHs Paiol e Pirapó, que juntas somam 11,0 MW médios, também deveriam ter sido excluídas do MRE, a partir de 01 de janeiro de 2016, por não atenderem à Resolução ANEEL 409/2010. Porém, em dezembro de 2015, a CPFL Renováveis, por meio da ABRAGEL (Associação Brasileira de Geração de Energia Limpa) obteve liminar que suspendeu a exclusão de tais usinas do MRE.

Em 29 de setembro de 2016, foi publicado o Despacho nº 2.618/2016 onde consta a relação de 15 centrais hidrelétricas da CPFL Renováveis que deveriam ser excluídas do MRE, a partir de 01 de janeiro de 2017. As centrais hidrelétricas notificadas foram: Americana, Buritis, Diamante, Andorinhas, Lençóis, Monjolinho, Eloy Chaves, Jaguari, Salto Grande, Santana, São Gonçalo, Cocais Grande, Ninho da Águia, Corrente Grande e Barra da Paciência, que juntas somam 71,9 MW médios (equivalente a 8,5% da garantia física do portfólio total). Porém, em 18 de novembro de 2016, foi publicada a Lei nº 13.360, conversão da Medida Provisória 735/2016, na qual determina-se 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. Com isso, a ANEEL, por meio do Despacho nº 3.144, revogou o Despacho nº 2.618/2016 em 1º de dezembro de 2016. As usinas listadas anteriormente, portanto, permanecem no MRE em 2017.

A Advocacia Geral da União (“AGU”) publicou, em fevereiro de 2017, duas Notas nas quais ratifica o entendimento de que com a publicação da Lei nº 13.360/2016, o Despacho nº 3.264/2015 deveria ser extinto tendo em vista sua caducidade. Do mesmo modo, a liminar perde sua eficácia nesse cenário. Sendo assim, a AGU conclui que não há mais fundamento legal para a ANEEL excluir as centrais hidrelétricas do MRE. Contudo, ainda é aguardada a manifestação

Resultados 4T16 e 2016

formal por parte da ANEEL para que se faça qualquer movimentação no sentido de retirada da ação na justiça.

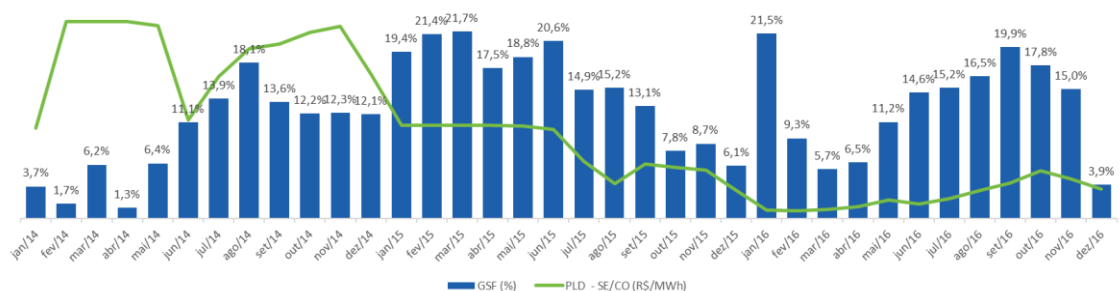
O tratamento dado às usinas que já se encontravam fora do MRE quando da publicação da referida Lei, bem como o tratamento dado às usinas que permaneceram no mecanismo em 2016 por força de liminar, está sob análise da Procuradoria da ANEEL.

Liminar sobre a revisão da garantia física: A hidrologia adversa dos últimos anos tem impactado diretamente a geração das usinas hidrelétricas. O resultado dessa anormalidade sistêmica é que a geração de muitas usinas hidrelétricas tem sido abaixo da garantia física. O Ministério de Minas e Energia (“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.

O MME publicou no dia 28 de dezembro de 2016 a Portaria nº 714/2016, que prorroga até 31 de dezembro de 2017, os valores vigentes de garantias físicas de energia das usinas hidrelétricas despachadas centralizadamente. Até o dia 30 de abril de 2017, o MME deverá publicar somente os valores revisados das garantias físicas das usinas hidrelétricas (UHEs).

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

Histórico do 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. O mês de dezembro de 2016 contempla 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

Resultados 4T16 e 2016

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. Em 31 de dezembro de 2016, o montante repactuado corresponde 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
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.

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 141,5 MWm (equivalente a 60,1% do portfólio das PCHs em operação).

Resultados 4T16 e 2016

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.

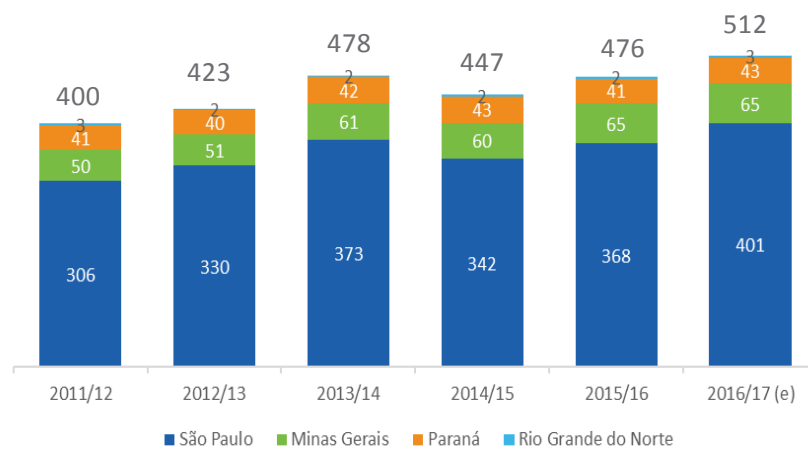
O aproveitamento da energia deste subproduto como insumo acontece desde a implantação das primeiras usinas sucroalcooleiras, localizadas em sua maioria nos estados de São Paulo, Goiás, Minas Gerais, Mato Grosso do Sul e Paraná, próximo dos maiores centros consumidores de energia. No primeiro momento, 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 14,5 GW⁶ instalados no país. O PDE 2024⁷ 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: Dezembro de 2016.

⁶ BIG (ANEEL) – Fevereiro de 2017

⁷ Plano Decenal de Expansão de Energia 2024 (MME)

Resultados 4T16 e 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 recentemente 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.

Atualmente, a fonte solar ainda é pouco representativa no País: 23,0 MW⁹ instalados. Entretanto, o PDE 2024¹⁰ 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).

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

⁹ BIG (ANEEL) – Fevereiro de 2017

¹⁰ Plano Decenal de Expansão de Energia 2024 (MME)

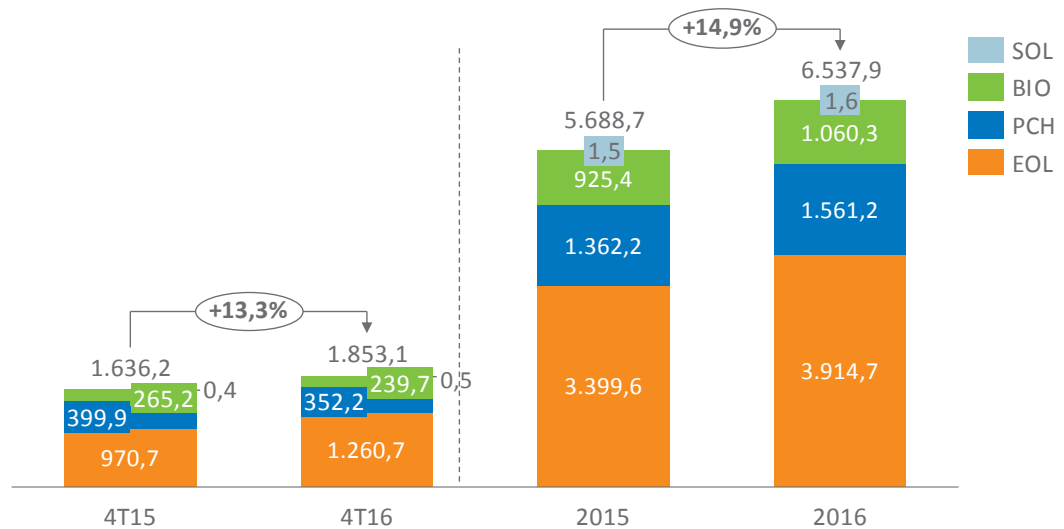
Resultados 4T16 e 2016

Produção de energia

No 4T16, a CPFL Renováveis gerou 1.853,1 GWh de energia, aumento de 13,3% em relação ao 4T15 (+216,9 GWh). Já no ano de 2016, a Companhia gerou 6.537,9 GWh de energia, aumento de 14,9% em relação a 2015 (+849,2 GWh).

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

Geração de energia por fonte (GWh)



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

EÓLICA

No 4T16, a geração de energia dos parques eólicos apresentou crescimento de 29,9% (+290,0 GWh) quando comparada à geração do 4T15. Tal variação pode ser explicada pelos seguintes fatores:

- (i) Entrada em operação comercial dos complexos eólicos Campo dos Ventos e São Benedito, gradualmente desde maio de 2016 e finalizada em dezembro de 2016; e
- (ii) Maior incidência de ventos nos estados do Ceará, Rio Grande do Norte e Rio Grande do Sul.

Em 2016, a geração de energia dos parques eólicos apresentou crescimento de 15,2% (+515,1 GWh) em relação a 2015 devido basicamente aos fatores mencionados no trimestre.

As taxas de eficiência dos últimos 12, 24 e 36 meses foram de 90,6%, 89,8% e 99,7%, respectivamente. Nos últimos 12 e 24 meses, a taxa de eficiência foi impactada principalmente

Resultados 4T16 e 2016

pele cenário de velocidade dos ventos abaixo do esperado, em função do fenômeno El Niño no Estado do Rio Grande do Norte, afetando negativamente a geração nos complexos eólicos Santa Clara, Morro dos Ventos, 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:

Ativo	Estado	Fator de capacidade Certificado ⁹	Fator de capacidade real últimos 12 meses	Taxa de eficiência
Complexo Eólico SIIF ⁽¹⁾	CE	36,7%	34,6%	94,3%
Complexo Eólico Bons Ventos ⁽²⁾	CE	41,1%	39,0%	94,8%
Complexo Eólico Rosa dos Ventos ⁽³⁾	CE	46,9%	43,2%	92,2%
Complexo Eólico Santa Clara ⁽⁴⁾	RN	43,0%	36,7%	85,5%
Complexo Eólico Morro dos Ventos ⁽⁵⁾	RN	46,9%	40,3%	86,1%
Complexo Eólico Atlântica ⁽⁶⁾	RS	43,4%	37,8%	87,2%
Complexo Eólico Macacos I ⁽⁷⁾	RN	47,6%	46,5%	97,8%
Parque Eólico Campo dos Ventos II	RN	49,6%	42,6%	86,0%
Complexo Eólico Eurus ⁽⁸⁾	RN	49,3%	44,2%	89,7%
Parque Eólico Morro dos Ventos II	RN	51,4%	50,2%	97,8%
Total		43,2%	39,1%	90,6%

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

Ativo	Estado	Fator de capacidade Certificado ⁹	Fator de capacidade real últimos 24 meses	Taxa de eficiência
Complexo Eólico SIIF ⁽¹⁾	CE	36,7%	36,6%	99,8%
Complexo Eólico - Bons Ventos ⁽²⁾	CE	41,1%	40,2%	97,7%
Complexo Rosa dos Ventos ⁽³⁾	CE	46,9%	46,0%	98,0%
Complexo Eólico Santa Clara ⁽⁴⁾	RN	43,0%	34,8%	81,0%
Complexo Eólico Morro dos Ventos ⁽⁵⁾	RN	46,9%	38,6%	82,3%
Complexo Eólico Atlântica ⁽⁶⁾	RS	43,4%	36,9%	85,1%
Complexo Eólico Eurus ⁽⁸⁾	RN	49,3%	41,9%	85,1%
Parque Eólico Campo dos Ventos II	RN	49,6%	40,4%	81,7%
Total		42,1%	38,4%	89,8%

Resultados 4T16 e 2016

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%	37,0%	100,8%
Complexo Eólico - Bons Ventos ⁽²⁾	CE	41,1%	40,4%	98,3%
Complexo Rosa dos Ventos ⁽³⁾	CE	46,9%	46,9%	100,1%
Total		38,9%	38,8%	99,7%

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, Taíba Albatroz e Canoa Quebrada.

³ Complexo Rosa dos Ventos é formado pelos parques eólicos Canoa Quebrada e Lagoa do Mato. A taxa de eficiência anterior à março de 2014 considera o histórico de dados disponibilizados pelo antigo proprietário destas usinas.

⁴ Complexo eólico Santa Clara é formado pelos parques eólicos Santa Clara I, Santa Clara II, Santa Clara III, Santa Clara IV, Santa Clara V, Santa Clara VI e Eurus VI.

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

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

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

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

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

HÍDRICA (PCH)

No 4T16, a geração de energia das PCHs apresentou queda de 11,9% (-47,7 GWh) se comparada à geração do 4T15. Esse decréscimo é explicado pelo menor volume gerado nas PCHs localizadas no Sul devido à menor afluência no 4T16, parcialmente compensado pela maior geração das usinas localizadas na região Sudeste e pela entrada em operação da PCH Mata Velha no 2T16.

Em 2016, houve aumento de 14,6% (+199,0 GWh) quando comparado a 2015. Tal variação deve-se principalmente ao aumento de geração nas usinas localizadas na região Sudeste em 2016, por conta da melhor afluência e à 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 4T16, a geração de energia das usinas de biomassa apresentou queda de 9,6% (-25,5 GWh) em relação a do 4T15. Essa variação pode ser explicada principalmente pela maior geração das usinas no 4T15 devido à antecipação do final da safra, efeito que não se repetiu no 4T16. Tal efeito foi parcialmente compensado pela maior geração de Bio Pedra (+30,8 GWh), em função da normalização de suas atividades, que ficou parcialmente fora de operação de maio a novembro de 2015.

Em 2016, a geração de biomassa apresentou crescimento de 14,6% (+134,9 GWh) quando comparada a 2015. Essa variação se deve principalmente à maior geração de Bio Pedra (+166,7 GWh) em 2016 e também pela prorrogação da operação em algumas usinas (Bio Ester, Bio

Resultados 4T16 e 2016

Coopcana e Bio Baldin) devido ao remanescente da safra de 2015, que estava prevista para terminar em dezembro de 2015 e foi até janeiro de 2016. Tal efeito foi parcialmente compensado pela menor geração das demais usinas devido à menor moagem de cana na safra no final de 2016, observada principalmente em Bio Formosa e Bio Baldin, e também pelo fato de não terem sido realizadas compras de biomassa adicional (cavaco de madeira), pois o valor da energia no mercado spot não alcançou os mesmos valores observados em 2015.

Desempenho econômico e financeiro

Demonstração de resultado

	4T16	4T15	4T16 vs 4T15	2016	2015	2016 vs 2015
Receita Líquida	501.857	437.427	14,7%	1.646.588	1.499.356	9,8%
Custo de geração de energia elétrica	(126.211)	(59.572)	111,9%	(460.709)	(406.980)	13,2%
Depreciação e amortização	(106.737)	(104.798)	1,9%	(395.372)	(379.989)	4,0%
Lucro Bruto	268.909	273.057	-1,5%	790.507	712.387	11,0%
Despesas gerais e administrativas	(106.144)	(5.808)	1.727,5%	(192.750)	(91.027)	111,8%
Amortização do direito de exploração	(38.460)	(37.798)	1,8%	(152.471)	(157.308)	-3,1%
Depreciação & amortização	(1.291)	(819)	57,6%	(5.326)	(3.280)	62,4%
Lucro operacional	123.014	228.632	-46,2%	439.960	460.772	-4,5%
Resultado Financeiro	(142.787)	(124.025)	15,1%	(537.356)	(460.268)	16,7%
IR e CS	(6.472)	(21.964)	-70,5%	(46.310)	(49.221)	-5,9%
Resultado líquido	(26.245)	82.643	-131,8%	(143.706)	(48.717)	195,0%
Ebitda	269.502	372.047	-27,6%	993.129	1.001.350	-0,8%
Margem Ebitda	53,7%	85,1%	-31,4 p.p	60,3%	66,8%	-6,5 p.p
Ebitda ajustado ¹	346.769	336.541	3,0%	1.084.542	1.074.912	0,9%
Margem Ebitda ajustado	69,1%	76,9%	-7,8 p.p	65,9%	71,7%	-5,8 p.p

(1) Exclui os itens extraordinários ligados à condição hidrológica e eventuais ocorrências relevantes nos ativos da Companhia.

A variação do resultado entre os trimestres foi influenciada principalmente pelo aumento na receita líquida resultante de novas capacidades de eólica e PCH, pelo maior volume de ventos e também pela estratégia de sazonalização da garantia física das PCHs. Esse resultado foi impactado principalmente por itens não recorrentes ocorridos no 4T16, como a baixa de projetos eólicos e de PCHs e a provisão de baixa de projetos, e também pelo aumento do custo de geração de energia elétrica, sendo este influenciado principalmente pelo aumento da rubrica de compra de energia.

A variação do resultado de 2016 em relação a 2015 foi influenciada pelo aumento na receita líquida principalmente em função de novas capacidades em operação, pelos maiores custos com geração de energia por conta basicamente do crescimento do portfólio e do aumento das

Resultados 4T16 e 2016

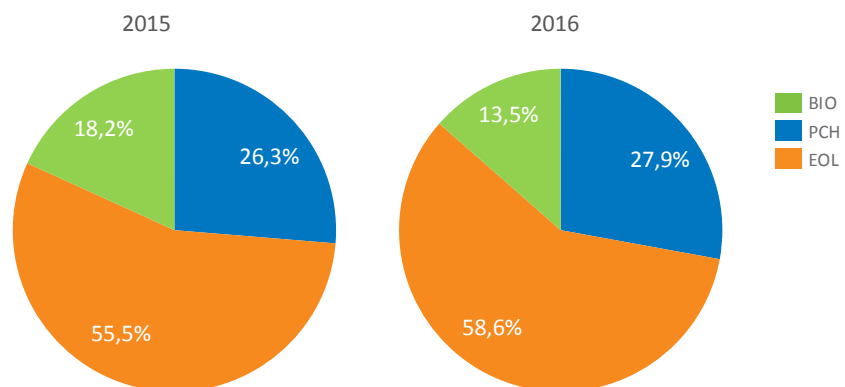
despesas gerais e administrativas devido principalmente à baixa de projetos eólicos e de PCHs e à provisão de baixa de projetos ocorridas no 4T16.

Já o resultado líquido foi impactado pelo aumento das despesas financeiras devido ao aumento das taxas de juros e pela entrada em operação de novos parques.

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.

Receita líquida

Composição da receita líquida por fonte¹



¹ A participação da fonte solar foi de 0,02% em 2016 e de 0,02% em 2015.

A receita líquida total atingiu R\$ 501,9 milhões no 4T16, 14,7% superior à receita do 4T15 (+R\$ 64,4 milhões). Essa variação é explicada principalmente pelos seguintes fatores:

- (i) Maior volume de energia gerada nas eólicas decorrente da maior velocidade dos ventos e reajuste de preço dos contratos no 4T16 (+R\$ 42,1 milhões);
- (ii) Entrada em operação comercial e geração em teste de parques que compõem os complexos eólicos Campo dos Ventos e São Benedito (+R\$ 33,6 milhões); e
- (iii) Maior receita nas PCHs em função de diferença na garantia física sazonalizada e reajuste de preço dos contratos no 4T16 (+R\$ 17,5 milhões). Vale ressaltar, que no ano passado, a sazonalização da garantia física das PCHs foi mais concentrada no 1T15, enquanto que nesse ano, a sazonalização foi mais linear ao longo dos meses; e
- (iv) Maior receita nas biomassas (+R\$ 6,3 milhões) devido à normalização da operação de uma das turbinas sinistradas da Bio Pedra e ao ressarcimento de geração a PLD em Bio Formosa, parcialmente compensado pela menor geração em outras usinas.

Resultados 4T16 e 2016

A variação também foi impactada pelos seguintes itens não recorrentes ocorridos no 4T15: reconhecimento do lucro cessante no valor de R\$ 25,6 milhões relativo ao sinistro de Bio Pedra e repactuação do risco hidrológico (GSF) das usinas que atendem aos contratos do Proinfa no valor de R\$ 15,6 milhões.

Em 2016, a receita líquida atingiu R\$ 1.646,6 milhão, crescimento de 9,8% quando comparado ao ano de 2015 (+R\$ 147,2 milhões). Essa variação pode ser explicada principalmente pelos seguintes fatores:

- (i) Maior volume de energia gerada nas eólicas decorrente da maior velocidade dos ventos e reajuste de preço dos contratos no 4T16 (+R\$ 86,1 milhões);
- (ii) Entrada em operação comercial e geração em teste dos parques que compõem os complexos eólicos Campo dos Ventos e São Benedito (+R\$ 55,1 milhões);
- (iii) Maior receita nas PCHs em função do reajuste de preço dos contratos (+R\$ 27,0 milhões) e menor GSF no período (+R\$ 25,3 milhões);
- (iv) Entrada em operação comercial da PCH Mata Velha, em abril de 2016 (+R\$ 14,6 milhões); e
- (v) Menor receita das biomassas em 2016, pois em Bio Alvorada e Bio Coopcana, houve a necessidade de compra de energia para atendimento de média móvel no 1T15 (-R\$ 48,2 milhões).

A variação também foi impactada pela repactuação do risco hidrológico (GSF) das usinas que atendem aos contratos do Proinfa no valor de R\$ 15,6 milhões.

Receita líquida	4T16	4T15	4T16 vs 4T15	2016	2015	2016 vs 2015
Eólica	317.649	241.869	31,3%	964.837	823.596	17,1%
PCH	127.360	103.831	22,7%	459.006	387.316	18,5%
Biomassa	56.749	50.419	12,6%	222.404	198.736	11,9%
Solar	100	109	-7,5%	342	306	11,7%
Repactuação do GSF (PCH)	-	15.600	NA	-	15.600	-NA
Lucro cessante (Biomassa)	-	25.600	NA	-	25.600	NA
Média móvel (Biomassa)	-	-	NA	-	48.200	NA
Total	501.857	437.427	14,7%	1.646.588	1.499.356	9,8%

Conforme mencionado houve efeito positivo na receita por conta do reajuste dos contratos nos últimos 12 meses, com base no IGP-M ou IPCA. A média dos preços de venda de energia em 31 de dezembro de 2016 era de R\$ 245,6/MWh, 6,2% superior a apurada em 31 de dezembro de 2015 (R\$ 231,4/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).

Resultados 4T16 e 2016

Custo de geração de energia

(R\$ mil)	4T16	4T15	4T16 vs 4T15	2016	2015	2016 vs 2015
Custo de compra de energia	(54.400)	(7.192)	656,4%	(182.161)	(181.447)	0,4%
Amortização de prêmio do risco hidrológico – GSF	(585)	-	N/A	(2.359)	-	N/A
Encargos de uso de sistema	(25.207)	(21.801)	15,6%	(89.964)	(78.645)	14,4%
PMSO ⁽¹⁾	(46.019)	(30.579)	50,5%	(186.225)	(146.888)	26,8%
Custo de geração de energia elétrica	(126.211)	(59.572)	111,8%	(460.709)	(406.980)	13,2%
Depreciação e amortização	(106.737)	(104.798)	1,9%	(395.372)	(379.989)	4,0%
Total dos custos com geração de energia elétrica + depreciação e amortização	(232.948)	(164.370)	41,7%	(856.081)	(786.969)	8,8%

¹ Pessoal, material, serviços de terceiros e outros.

No 4T16, os custos de geração de energia, incluindo depreciação e amortização, totalizaram R\$ 232,9 milhões, representando um aumento de 41,7% na comparação com o 4T15 (-R\$ 68,6 milhões). Já em 2016, os custos de geração de energia totalizaram R\$ 856,1 milhões, representando um aumento de 8,8% na comparação com 2015 (-R\$ 69,1 milhões).

Custo de compra de energia

O custo de compra de energia totalizou R\$ 54,4 milhões no 4T16, montante superior (-R\$ 47,2 milhões) ao registrado no 4T15.

Esta variação se deve, basicamente, aos seguintes fatores:

- (i) Reconhecimento de indenização devida de R\$ 8,4 milhões, de acordo com condições contratuais, dos Complexos Campo dos Ventos e São Benedito;
- (ii) Reconhecimento de R\$ 5,7 milhões referentes às apurações anual e quadrienal (findas em dezembro de 2016) dos contratos de venda de energia dos complexos eólicos Atlântica e Morro dos Ventos. 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; e
- (iii) Compra de energia para atender exposição no mercado de curto prazo e hedge no valor de R\$ 17,7 milhões.

A variação também foi impactada pelo item não recorrente no 4T15 de repactuação do risco hidrológico (GSF) para usinas contratadas no mercado regulado no valor positivo de R\$ 10,6 milhões no 4T15.

Em 2016, o custo de compra de energia totalizou R\$ 182,2 milhões estável em relação ao de 2015 (R\$ 181,4 milhões). O custo com compra de energia em 2016 deve-se, basicamente, aos seguintes fatores:

- (i) Reconhecimento de indenização devida de R\$ 56,2 milhões, de acordo com condições contratuais, dos Complexos Campo dos Ventos e São Benedito;

Resultados 4T16 e 2016

- (ii) Reconhecimento de R\$ 20,0 milhões referentes às apurações anual e quadrienal (findas em dezembro de 2016) dos contratos de venda de energia dos complexos eólicos Santa Clara, Atlântica e Morro dos Ventos. 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; e
- (iii) Compra de energia para atender exposição no mercado de curto prazo e hedge no valor de R\$ 25,5 milhões.

Já em 2015, ocorreram os seguintes fatores: (i) maiores gastos com a aplicação do GSF de R\$ 78,2 milhões versus R\$ 10,1 milhões em 2016; (ii) repactuação do risco hidrológico (GSF) para usinas contratadas no mercado regulado no valor positivo de R\$ 10,6 milhões; e (iii) compra de energia para atender a média móvel das usinas de biomassa Bio Coopcana e Bio Alvorada no valor de R\$ 45,8 milhões.

PMSO

O custo com pessoal, material, serviços de terceiros e outros atingiu R\$ 46,0 milhões no 4T16, aumento de 50,5% (-R\$ 15,4 milhões) em relação ao custo do 4T15. Em 2016, o custo com PMSO totalizou R\$ 186,2 milhões, aumento de 26,8% em relação a 2015 (-R\$ 39,3 milhões). Tais variações são explicadas principalmente pelos seguintes fatores:

- (i) Crescimento do portfólio em operação e maior geração no período;
- (ii) Reajuste de contratos com fornecedores de O&M de parques eólicos, fim do período de carência parcial dos primeiros anos de operação; e
- (iii) Reconhecimento de indenização por indisponibilidade de fornecedor de R\$ 6,0 milhões no 4T15.

Depreciação e Amortização

O custo com depreciação e amortização teve um aumento de 1,9% no 4T16 e de 4,0% em 2016, devido basicamente à entrada em operação dos ativos ao longo dos últimos 12 meses.

Despesas gerais e administrativas

(R\$ mil)	4T16	4T15	4T16 vs 4T15	2016	2015	2016 vs 2015
Despesas com pessoal	(17.187)	(13.616)	26,2%	(64.510)	(52.941)	21,9%
Serviços de terceiros ¹	(11.429)	(13.821)	-17,3%	(39.136)	(47.018)	-16,8%
Outros	(77.528)	21.629	-458,4%	(89.104)	8.932	1097,6%
Despesas gerais e administrativas	(106.144)	(5.808)	1727,8%	(192.750)	(91.027)	111,8%
Depreciação & Amortização	(1.291)	(819)	57,6%	(5.326)	(3.280)	62,4%
Amortização do direito de exploração	(38.460)	(37.798)	1,8%	(152.471)	(157.308)	-3,1%
Total das despesas gerais e administrativas + depreciação e amortização	(145.895)	(44.425)	228,4%	(350.547)	(251.615)	39,3%

¹ Considera despesas de ocupação, material e serviços profissionais

Resultados 4T16 e 2016

As despesas gerais e administrativas somaram R\$ 145,9 milhões no 4T16, aumento de 228,4% (-R\$ 101,5 milhões) em relação ao 4T15.

As principais variações do trimestre estão relacionadas à baixa de inventário físico de projetos eólicos e de PCHs e à provisão de baixa de projetos no valor total de R\$ 73,6 milhões (item não recorrente).

A variação também foi impactada pelo reconhecimento do seguro contra danos materiais referente ao sinistro de Bio Pedra no valor de R\$ 16,2 milhões no 4T15.

Em 2016, as despesas gerais e administrativas totalizaram R\$ 350,5 milhões em 2016, aumento de 39,3% (-R\$ 98,9 milhões) em relação a 2015. As principais variações, entre linhas, são justificadas pela baixa de inventário físico de projetos eólicos e de PCHs e provisão de baixa de projetos mencionadas anteriormente.

A variação também foi impactada pelos seguintes itens não recorrentes ocorridos em 2015:

- (i) Reconhecimento do seguro contra danos materiais e baixa de imobilizado referente à turbina sinistrada de Bio Pedra, gerando um valor positivo de R\$ 9,7 milhões em 2015; e
- (ii) Reversão da provisão no valor de R\$ 3,4 milhões relativa à descontinuidade de projeto de PCH.

Ebitda

No 4T16, o Ebitda totalizou R\$ 269,5 milhões, 27,6% inferior ao do 4T15 (-R\$ 102,5 milhões). A margem Ebitda atingiu 53,7% no 4T16, 31,4 p.p. inferior à do 4T15. Tal resultado se deve à maior receita líquida (+14,7%), resultante principalmente do maior volume de energia gerada nas eólicas e à entrada em operação de novos ativos. O aumento da receita líquida foi compensado principalmente pela baixa de inventário físico de projetos eólicos e de PCHs e provisão de baixa de projetos no valor total de R\$ 73,6 milhões registradas no 4T16. Além dos efeitos mencionados, a redução do Ebitda também se deve ao aumento de R\$ 66,6 milhões do custo de geração de energia elétrica, influenciado principalmente pelo aumento da rubrica de compra de energia.

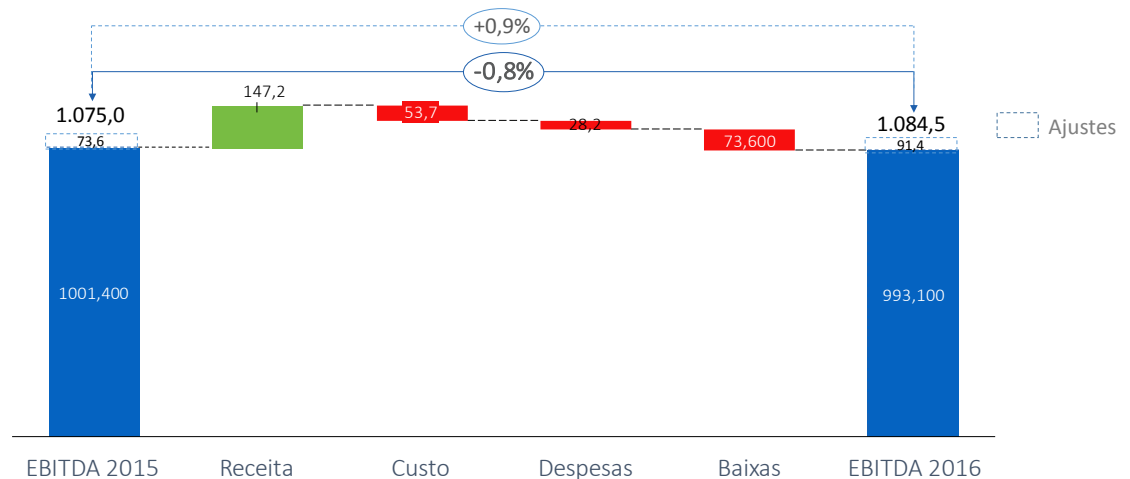
Evolução do Ebitda – 4T16 versus 4T15 (R\$ milhões)



Resultados 4T16 e 2016

Em 2016, o Ebitda totalizou R\$ 993,1 milhões, estável em relação ao ano de 2015 (R\$ 1.001,4 milhão). Esse resultado foi influenciado principalmente pelo aumento de 9,8% na receita líquida que foi parcialmente compensado pelos maiores custos com geração de energia em função basicamente do crescimento do portfólio e pelo aumento das despesas gerais e administrativas apresentadas anteriormente no trimestre.

Evolução do Ebitda – 2016 x 2015 (R\$ milhões)



Os ajustes no Ebitda da Companhia consideram itens extraordinários ligados à condição hidrológica (GSF e PCH fora do MRE) e eventuais ocorrências relevantes nos ativos da Companhia.

Desconsiderando os itens extraordinários, a Companhia apresentaria Ebitda de R\$ 346,8 milhões no 4T16, com margem de 69,1% ante um Ebitda ajustado de R\$ 336,5 milhões no 4T15, com margem de 76,9%.

Em 2016, desconsiderando os itens extraordinários, a Companhia apresentaria Ebitda de R\$ 1.084,5 milhão, com margem de 65,9% ante um Ebitda ajustado de R\$ 1.074,9 milhão em 2015, com margem de 71,7%. Os ajustes relacionados aos itens extraordinários que afetaram o Ebitda da Companhia estão descritos na tabela abaixo:

Ebitda e Ebitda ajustado

(R\$ mil)	4T16	4T15	4T16 vs 4T15	2016	2015	2016 vs 2015
Ebitda	269.502	372.047	-27,6%	993.129	1.001.350	-0,8%
Itens ajustados	77.267	-35.506	-317,6%	91.413	73.562	24,3%
Baixas e provisão de baixa	73.567	-	N/A	73.567	-	N/A
Contingência	-	-	N/A	7.491	-	N/A
GSF Receita	-	1.396	N/A	330	25.575	N/A
GSF Custo	403	3.679	N/A	10.025	78.168	N/A

Resultados 4T16 e 2016

Repactuação GSF - Receita	3.297	-15.640	N/A	-	-15.640	N/A
Repactuação GSF - Custo	-	-10.610	N/A	-	-10.610	N/A
Outros	-	-14.331	N/A	-	-3.931	N/A
Ebitda ajustado	346.769	336.541	3,0%	1.084.542	1.074.912	0,9%

Resultado Financeiro

(R\$ mil)	4T16	4T15	4T16 vs 4T15	2016	2015	2016 vs 2015
Receitas Financeiras	34.911	40.034	-12,8%	133.649	139.080	-3,9%
Despesas Financeiras	(177.698)	(164.059)	8,3%	(671.005)	(599.348)	12,0%
Resultado Financeiro	(142.787)	(124.025)	15,1%	(537.356)	(460.268)	16,7%

A CPFL Renováveis registrou um resultado financeiro líquido negativo em R\$ 142,8 milhões no 4T16, crescimento de 15,1% (-R\$ 18,8 milhões) em relação ao 4T15. Em 2016, o resultado financeiro ficou negativo em R\$ 537,4 milhões, aumento de 16,7% (-R\$ 77,1 milhões) em relação a 2015.

Receitas financeiras

Em 31 de dezembro de 2016, as disponibilidades e aplicações financeiras da CPFL Renováveis somavam R\$ 1.471,2 milhão ante R\$ 1.268,5 milhão em 31 de dezembro de 2015. Essa variação deve-se principalmente aos seguintes fatores: (i) novas captações do período; (ii) recebimento de adiantamento de futuro aumento de capital de acionista, sendo parcialmente compensada (iii) pelos investimentos realizados nos projetos em andamento; e (iv) pelas amortizações e custos dos empréstimos.

No 4T16, as receitas financeiras totalizaram R\$ 34,9 milhões, 12,8% inferior as do 4T15 (-R\$ 5,1 milhões), decorrente principalmente de ajuste nos valores a receber de contratos com clientes. Em 2016, as receitas financeiras totalizaram R\$ 133,6 milhões, 3,9% inferior as de 2015 (-R\$ 5,4 milhões) devido principalmente ao menor saldo de caixa médio no período.

Despesas financeiras

As despesas financeiras somaram R\$ 177,7 milhões no 4T16, aumento de 8,3% (-R\$ 13,6 milhões) em relação às do 4T15. Em 2016, as despesas financeiras totalizaram R\$ 671,0 milhões, 12,0% superior às de 2015 (-R\$ 71,7 milhões). As variações são explicadas pelos seguintes fatores:

- (i) Aumento do CDI médio entre os períodos: 13,84% a.a. no 4T16 versus 13,18% a.a. no 4T15 e 14,06% a.a. em 2016 versus 13,36% a.a. em 2015;
- (ii) Aumento da TJLP entre os períodos: 7,5% a.a. no 4T16 versus 7,0% a.a. no 4T15 e 7,5% a.a. em 2016 versus 6,25% a.a. em 2015; e

Resultados 4T16 e 2016

- (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.

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 Bioenergia, Campo dos Ventos I, III 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\$ 6,5 milhões no 4T16 ante R\$ 22,0 milhões no 4T15. Já em 2016, tais despesas foram de R\$ 46,3 milhões ante R\$ 49,2 milhões em 2015. Essas variações ocorreram 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%; (ii) aumento das receitas financeiras nas mesmas SPEs, que estão sujeitas ao pagamento de imposto de renda e contribuição social à alíquota de 34%; compensadas pelo (iii) efeito positivo no imposto de renda e contribuição social diferidos devido às baixas de ativos no valor de R\$ 17,9 milhões.

Resultado líquido

No 4T16, a Companhia registrou prejuízo líquido de R\$ 26,2 milhões ante a um lucro líquido de R\$ 82,6 milhões no 4T15. Em 2016, a CPFL Renováveis apresentou prejuízo líquido de R\$ 143,7 milhões ante a um prejuízo de R\$ 48,7 milhões registrado em 2015. Essas variações se devem basicamente ao aumento das despesas gerais e administrativas por conta da baixa de inventário físico de projetos eólicos e de PCHs e da provisão de baixa de projetos realizadas no 4T16, além da maior despesa financeira líquida – consequência do cenário macroeconômico atual e das novas captações dos últimos 12 meses.

Resultados 4T16 e 2016

Investimentos

A CPFL Renováveis investiu R\$ 127,5 milhões no 4T16, totalizando R\$ 929,8 milhões em 2016. Os investimentos foram direcionados basicamente aos projetos detalhados abaixo:

Projeto	Localização	Entrada em Operação	Capacidade (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.

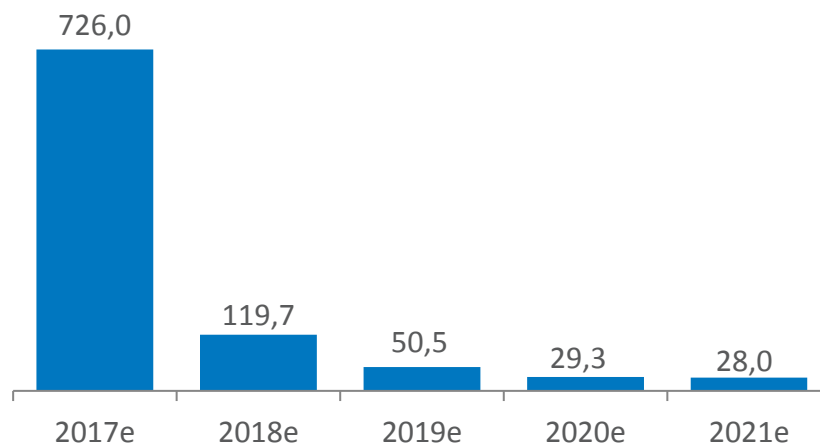
² Ventos de São Benedito, Santo Dimas, Santa Mônica e Santa Úrsula.

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

⁴ Pedra Cheirosa I e II.

Os investimentos para os próximos 5 anos somam R\$ 953,5 milhões (moeda constante) e viabilizarão a expansão da capacidade da Companhia. A seguir estão os valores por ano:

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



Resultados 4T16 e 2016

Balanço Patrimonial

	31/12/2016	31/12/2015		31/12/2016	31/12/2015
Ativo			Passivo		
Circulante e Realizável a longo prazo	1,972,182	1,778,622	Circulante e Não Circulante	8,027,079	7,600,305
Caixa e equivalentes de caixa e Aplicações Financeiras	1,471,197	1,268,521	Fornecedores	76,395	62,127
Contas a receber (Clientes)	273,373	229,326	Obrigações Fiscais, trabalhistas e encargos	59,334	56,575
Tributos a Recuperar	70,499	75,461	Dividendos e juros sobre o capital próprio a pagar	9,045	5,588
Tributos diferidos	260	1,422	Empréstimos e financiamentos e Debêntures	6,407,871	6,021,059
Créditos com partes relacionadas	9,067	7,680	Outros	1,474,434	1,454,956
Outros	147,786	196,212			
			Patrimônio Líquido	4,437,806	4,303,797
Imobilizado	7,466,547	6,888,333	Capital social	3,390,870	3,390,444
			Adiantamento para futuro aumento de capital	300,000	-
Intangível	3,026,156	3,237,146	Reservas de capital	592,138	740,427
			Reservas de lucro	1,305	1,305
			Ajuste de avaliação patrimonial	40,275	43,887
			Lucros/prejuízos acumulados	-	-
			Participação de acionistas não controladores	113,218	127,734
Tota do ativo	12,464,885	11,904,102	Total do passivo	12,464,885	11,904,102

Principais variações do ativo

O ativo circulante e realizável a longo prazo da Companhia encerrou o 4T16 em R\$ 2,0 bilhões, aumento de 10,9% (+R\$ 193,6 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 4T16 com R\$ 1,5 bilhão, aumento de 16,0% comparadas às de 31 de dezembro de 2015. Esse aumento foi decorrente: (i) novas captações do período; (ii) recebimento de adiantamento de futuro aumento de capital de acionista no valor de R\$ 300,0 milhões, sendo parcialmente compensados (iii) pelos investimentos realizados nos projetos em andamento; e (iv) pelas amortizações e custos dos empréstimos.

A rubrica contas a receber (Clientes) teve uma variação positiva de 19,2% quando comparada ao encerramento de 2015, decorrente principalmente da entrada em operação comercial de alguns ativos e melhor geração das usinas eólicas.

A variação do imobilizado (+8,4%) foi decorrente principalmente do andamento das obras dos projetos em construção: complexos eólicos Campo dos Ventos e São Benedito, Pedra Cheirosa e PCH Boa Vista II, parcialmente compensados pela depreciação das usinas em operação.

Principais variações do passivo

O passivo circulante e não circulante encerrou o 4T16 com montante de R\$ 8,0 bilhões, 5,6% (+R\$ 426,8 milhões) superior ao saldo de 31 de dezembro de 2015, sendo influenciado basicamente pelo aumento de 4,0% na rubrica de empréstimos, financiamentos e debêntures, decorrente de novas captações ocorridas no período.

O patrimônio líquido foi de R\$ 4,4 bilhões no encerramento do 4T16, variação positiva de 3,1% ou R\$ 134,0 milhões em relação ao de 31 de dezembro de 2015.

Resultados 4T16 e 2016

Endividamento

A Companhia encerrou o 4T16 com endividamento total de R\$ 6.407,9 milhões, montante 6,4% superior ao endividamento do 4T15 (R\$ 6.021,1 milhões). Considerando os empréstimos ponte (que serão quitados com as captações de dívida de longo prazo), as dívidas da Companhia possuem prazo médio de 5,4 anos e custo médio nominal de 11,38% a.a. (88,34% do CDI de 31 de dezembro de 2016).

As captações realizadas nos últimos 12 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 12 meses, a Companhia realizou captações de R\$ 1.070,2 milhão, sendo as principais:

- (i) R\$ 130,0 milhões referente à emissão de ações preferenciais resgatáveis das PCHs Alto Irani e Plano Alto, emitidas junto ao Banco Safra com custo de 105% CDI a.a.;
- (ii) R\$ 100,0 milhões referente à 1ª emissão de debêntures do complexo eólico Pedra Cheirosa I e II, emitidas junto ao Banco 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 Banco 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\$ 219,0 milhões referentes ao financiamento de longo prazo do complexo eólico ACL junto ao BNDES com custo de TJLP + 2,75% a.a.;
- (vii) R\$ 44,0 milhões referentes ao financiamento de curto prazo da CPFL Renováveis junto ao Banco BBM com custo de CDI + 3,40% a.a.;
- (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.;
- (ix) R\$ 70,0 milhões referente à emissão de ações preferenciais resgatáveis da Cia. Hidroelétrica Figueirópolis, emitidas junto ao Banco Safra com custo de 105% CDI a.a.;
- (x) R\$ 100,0 milhões referentes à emissão de notas promissórias da CPFL Renováveis junto ao Banco ABC com custo de CDI + 3,80% a.a.;
- (xi) R\$ 200,0 milhões referente à 4ª emissão de debêntures da CPFL Renováveis, emitidas junto ao Banco Santander com custo de 126% do CDI a.a.; e
- (xii) R\$ 6,7 milhões referentes ao financiamento de longo prazo da DESA Morro dos Ventos II junto ao BNDES com custo de TJLP + 2,18% a.a.

Destacamos as principais amortizações ocorridas nos últimos 12 meses:

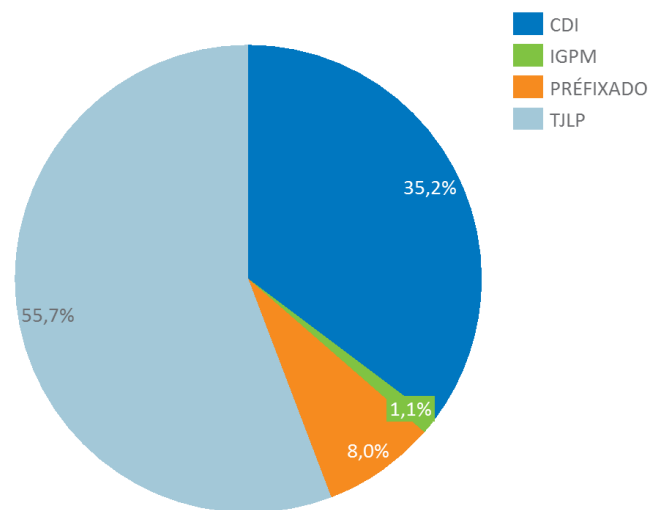
- (i) R\$ 277,0 milhões referentes à amortização da 1ª emissão de debêntures da Turbina 16;
- (ii) R\$ 43,0 milhões referentes à amortização da 1ª emissão de debêntures da CPFL Renováveis;
- (iii) R\$ 42,0 milhões referentes à amortização da 1ª emissão de debêntures de Campo dos Ventos V;
- (iv) R\$ 30,8 milhões referentes à amortização da 1ª emissão de debêntures da Santa Úrsula;

Resultados 4T16 e 2016

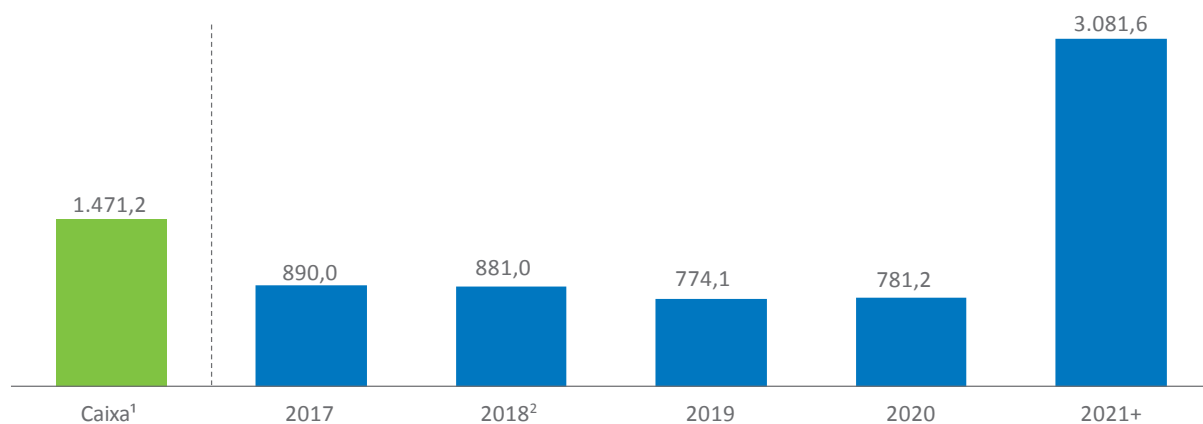
- (v) R\$ 40,5 milhões referentes à amortização da 1ª emissão das debêntures do complexo SIIF;
- (vi) R\$ 17,5 milhões referentes à amortização da 1ª emissão das debêntures da Dobrevê;
- (vii) R\$ 8,7 milhões referentes à amortização da 1ª emissão das debêntures da PCH Holding 2; e
- (viii) R\$ 387,5 milhões referentes à amortização de outros empréstimos.

O endividamento líquido consolidado totalizou R\$ 4.936,7 milhões no 4T16, montante 3,9% superior ao mesmo período de 2015, devido, principalmente, às captações realizadas no período.

Dívida por indexador – dezembro de 2016



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



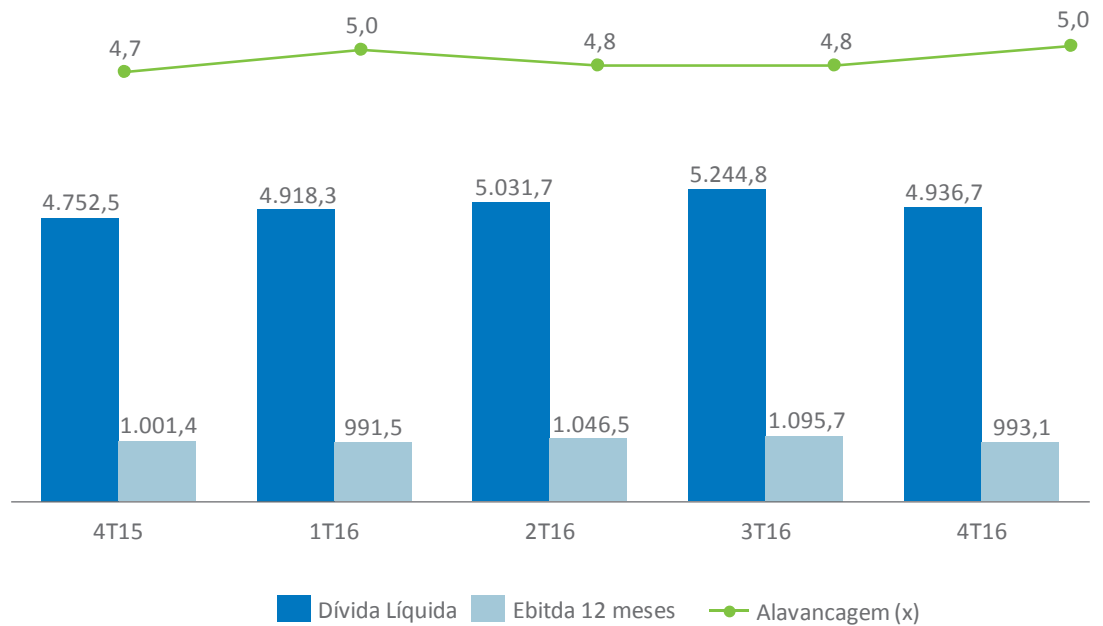
Resultados 4T16 e 2016

¹ O saldo de caixa considera a conta reserva (aplicações financeiras vinculadas) de R\$ 476,7 milhões no 4T16 (R\$ 373,4 milhões no 4T15).

² Considera encargos financeiros no valor de R\$ 29,2 milhões.

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

Divida Líquida/Ebitda (R\$ milhões)¹



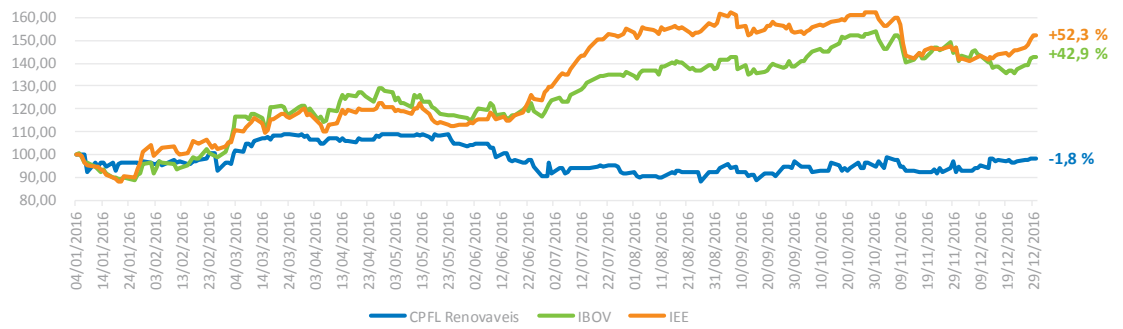
¹ O saldo de caixa considera a conta reserva (aplicações financeiras vinculadas) de R\$ 476,7 milhões no 4T16 (R\$ 373,4 milhões no 4T15).

Mercado de capitais

As ações da CPFL Renováveis (CPRE3) encerraram o 4T16 cotadas a R\$ 11,69, representando uma desvalorização de 1,8% em relação ao fim do 4T15. Neste mesmo período o índice Bovespa (IBOV) valorizou 42,9% e o índice de Energia Elétrica (IEE) apresentou valorização de 52,3%.

Resultados 4T16 e 2016

Desempenho CPRE3 vs. IBOV e IEE: 31/12/2015 até 31/12/2016



Resultados 4T16 e 2016

Governança Corporativa

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

A estrutura de governança corporativa da Companhia é composta pelo Conselho de Administração, que é assessorado por dois Comitês de Assessoramento (Financeiro e Operacional), da Diretoria Executiva e da Auditoria Interna.

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

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

O Conselho de Administração é composto por nove conselheiros, sendo dois conselheiros independentes, com prazo de mandato unificado de um ano, sendo permitida a reeleição. O referido conselho se reúne ordinariamente uma vez a cada dois meses e, extraordinariamente, sempre que convocado pelo presidente do Conselho ou por quaisquer dois conselheiros. Nenhum conselheiro integra a diretoria estatutária da Companhia.

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

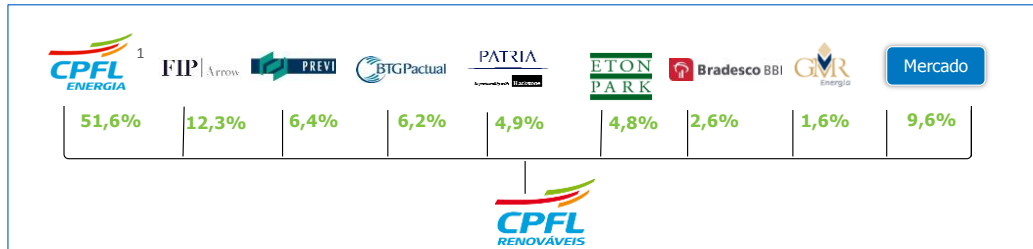
A Diretoria Executiva é formada por quatro diretores estatutários, com prazo de mandato de dois anos, sendo permitida a reeleição. Compete à Diretoria Executiva representar a Companhia e gerir seus negócios sociais de acordo com as diretrizes traçadas pelo Conselho de Administração.

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

Resultados 4T16 e 2016

Estrutura societária

Abaixo a demonstração da estrutura societária atual da Companhia:



¹ Via CPFL Geração

Resultados 4T16 e 2016

Contatos	Teleconferência	CPRE3
<p>Gustavo Sousa Diretor Presidente e Diretor Financeiro e de Relações com Investidores Interino</p> <p>Flávia de Lima Carvalho Superintendente de Relações com Investidores</p> <p>Luciana Silvestre Fonseca Especialista de Relações com Investidores</p> <p>Lais Helena Lobão Analista de Relações com Investidores</p> <p>Bruno Ferrete Gomes Assistente de Relações com Investidores</p> <p>E-mail: ri@cpflrenovaveis.com.br Telefone: 11- 3157-9312</p> <p>Assessoria de Imprensa RP1 Comunicação Empresarial E-mail: marianacesena@rp1.com.br Telefone: 11-5501-4655</p>	<p>Teleconferência / webcast</p> <p>Data: 23 de março de 2017</p> <p>Horário: 09h00 (Horário de Brasília) 08h00 (Eastern time)</p> <p>Teleconferência em Português com tradução simultânea para o Inglês.</p> <p>Telefones para conexão: Brasil: (+55)11 3193-1001 ou (+55)11 2820-4001 EUA: +1 888 700 0802 Mundo: +1 786 924-6977</p> <p>Senha: CPFL Renovaveis</p>	<p>Cotação de fechamento em 22/03/2017: R\$ 12,12</p> <p>Valor de Mercado: Reais: R\$ 6,13 bilhões Dolar: USD: 1,97 bilhão</p> <div data-bbox="1117 712 1332 913" data-label="Image">  </div>

Resultados 4T16 e 2016

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 4T16 e 2016

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 4T16 e 2016

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).
ACL	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 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 4T16 e 2016

Anexos – ativos em operação

Projetos	Município	UF	Capacidade (MW)	Garantia Física (MWm)	Energia Contratada 2016* (MWm)	Preço (R\$/MWh) Dez/16	Tipo de contrato	
Eólico								
Complexo eólico Atlântica	Atlântica I	Palmares do Sul	RS	30,0	13,1	13,1	207,15	LFA 2010
	Atlântica II	Palmares do Sul	RS	30,0	12,9	12,9	207,15	LFA 2010
	Atlântica IV	Palmares do Sul	RS	30,0	13,0	13,0	207,15	LFA 2010
	Atlântica V	Palmares do Sul	RS	30,0	13,7	13,7	207,15	LFA 2010
Complexo eólico SIIF	Foz do Rio Choró	Beberibe	CE	25,2	7,4	7,4	447,27	Proinfa
	Icaraizinho	Amontada	CE	54,6	22,1	21,4	386,43	Proinfa
	Paracuru	Paracuru	CE	25,2	12,6	11,7	380,80	Proinfa
	Praia Formosa	Camocim	CE	105,0	28,8	28,0	435,72	Proinfa
Complexo eólico Santa Clara	Santa Clara I	Parazinho	RN	30,0	13,7	12,5	233,21	LER 2009
	Santa Clara II	Parazinho	RN	30,0	12,8	11,2	233,21	LER 2009
	Santa Clara III	Parazinho	RN	30,0	12,5	11,8	233,21	LER 2009
	Santa Clara IV	Parazinho	RN	30,0	12,3	10,9	233,21	LER 2009
	Santa Clara V	Parazinho	RN	30,0	12,4	11,2	233,21	LER 2009
	Santa Clara VI	Parazinho	RN	30,0	12,3	10,5	233,21	LER 2009
Complexo eólico Macacos I	EURUS VI	Parazinho	RN	8,0	3,2	2,6	233,21	LER 2009
	Macacos	João Camara	RN	20,7	9,8	9,7	208,70	LFA 2010
	Juremas	João Camara	RN	16,1	7,6	7,5	208,70	LFA 2010
	Pedra Preta	João Camara	RN	20,7	10,3	10,1	200,14	LFA 2010
Complexo eólico Bons Ventos	Costa Branca	João Camara	RN	20,7	9,8	9,8	200,14	LFA 2010
	Bons Ventos	Aracati	CE	50,0	16,4	15,9	430,11	Proinfa
	Taiba Albatroz	São Gonçalo do Amarante	CE	16,5	6,7	6,6	391,97	Proinfa
	Canoa Quebrada - BV	Aracati	CE	57,0	24,1	22,9	390,66	Proinfa
Complexo eólico Rosa dos Ventos	Enacel	Aracati	CE	31,5	10,2	9,9	438,72	Proinfa
	Campo dos Ventos II	João Camara	RN	30,0	15,0	14,0	192,15	LER 2010
	Canoa Quebrada - RV	Aracati	CE	10,5	3,3	3,3	431,87	Proinfa
Complexo eólico Morro dos Ventos	Lagoa do Mato - RV	Aracati	CE	3,2	1,4	1,4	380,80	Proinfa
	Morro dos Ventos I	João Camara	RN	28,8	13,6	12,7	234,83	LER 2009
	Morro dos Ventos III	João Camara	RN	28,8	13,9	12,7	234,78	LER 2009
	Morro dos Ventos IV	João Camara	RN	28,8	13,7	12,1	234,80	LER 2009
	Morro dos Ventos VI	João Camara	RN	28,8	13,1	11,2	234,84	LER 2009
Complexo eólico Eurus	Morro dos Ventos IX	Parazinho	RN	30,0	14,3	12,8	234,81	LER 2009
	Eurus I	João Câmara	RN	30,0	15,5	14,5	189,18	LER 2010
Complexo Campo dos Ventos	Eurus III	João Câmara	RN	30,0	16,1	15,0	189,17	LER 2010
	Morro dos Ventos II	João Camara	RN	29,1	15,4	15,1	147,37	LEN 2011
	Campo dos Ventos I	João Câmara	RN	25,2	13,6	64,6	169,26	ACL
	Campo dos Ventos III	João Camara	RN	25,2	13,4		169,26	ACL
	Campo dos Ventos V	Parazinho	RN	25,2	13,1		169,26	ACL
	São Domingos	São Miguel do Gostoso	RN	25,2			169,26	ACL
	Ventos de São Martinho	Touros	RN	14,7			169,26	ACL
Complexo São Benedito	Ventos de São Benedito	São Miguel do Gostoso	RN	29,4		60,6	169,26	ACL
	Ventos de Santo Dimas	São Miguel do Gostoso	RN	29,4			169,26	ACL
	Ventos de Santa Mônica	Touros	RN	29,4			169,26	ACL
	Ventos de Santa Úrsula	Touros	RN	27,3			169,26	ACL
Subtotal Eólico			1.260,2	473,1	534,4	265,89		

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

Resultados 4T16 e 2016

Projetos	Município	UF	Capacidade (MW)	Garantia Física (MWm)	Energia Contratada 2016* (MWm)	Preço (R\$/MWh) Dez/16
Biomassa						
Alvorada	Araporã	MG	50,0	19,9	18,0	178,21
Baia Formosa	Baía Formosa	RN	40,0	5,5	11,0	258,26
Bio Buriti	Buritzal	SP	50,0	18,7	21,0	224,12
Bio Energia	Pirassununga	SP	45,0	14,1	12,8	225,12
Bio Ipê	Nova Independência	SP	25,0	13,6	8,2	224,12
Bio Pedra	Serrana	SP	70,0	10,3	24,4	214,72
Coopcana	São Carlos do Ivaí	PR	50,0	18,0	18,0	178,21
Ester	Cosmópolis	SP	40,0	14,5	14,9	198,31
Subtotal Biomassa			370,0	114,6	128,4	206,59

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

Resultados 4T16 e 2016

Projetos	Município	UF	Capacidade (MW)	Garantia Física (MWm)	Energia Contratada 2016* (MWm)	Preço (R\$/MWh) Dez/16	Tipo de contrato
PCH							
Alto Irani	Arvoredo	SC	21,0	12,4	12,4	251,44	Proinfa
Americana	Americana	SP	30,0	5,9	5,9	237,91	ACL
Andorinhas	Bozano	RS	0,5	0,4	0,4	230,68	ACL
Arvoredo	Arvoredo	SC	13,0	7,4	7,0	237,08	LFA
Barra da Paciência	Gonzaga	MG	23,0	14,9	14,8	235,65	ACL
Buritis	Buritizal	SP	0,8	0,4	0,4	237,91	ACL
Capão Preto	São Carlos	SP	4,3	2,2	2,2	237,91	ACL
Chibarro	Araraquara	SP	2,6	1,5	1,5	237,91	ACL
Cocais Grande	Antonio Dias	MG	10,0	4,6	4,6	251,44	Proinfa
Corrente Grande	Açucena	MG	14,0	8,5	8,4	235,65	ACL
Diamante	Nortelândia	MT	4,2	1,6	1,6	214,24	ACL
Dourados	Nuporanga	SP	10,8	5,7	5,7	237,91	ACL
Eloy Chaves	Espirito Santo do Pinhal	SP	18,8	11,0	11,0	237,91	ACL
Esmeril	Patrocínio Paulista	SP	5,0	2,9	2,9	237,91	ACL
Figueirópolis	Indiavaí	MT	19,4	12,6	12,5	247,32	Proinfa
Gavião Peixoto	Gavião Peixoto	SP	4,8	3,6	3,6	237,91	ACL
Guaporé	Guaporé	RS	0,7	0,4	0,4	230,68	ACL
Jaguari	Pedreira	SP	11,8	4,5	4,5	237,91	ACL
Lençóis	Macatuba	SP	1,7	1,0	1,0	237,91	ACL
Ludesa	Ipuaçu	SC	30,0	21,2	20,8	239,84	Proinfa / ACL
Mata Velha	Unai	MG	24,0	13,1	12,5	182,63	ACL
Monjolinho	São Carlos	SP	0,6	0,1	0,4	237,91	ACL
Ninho da Águia	Delfim Moreira	MG	10,0	6,5	4,2	235,65	ACL
Novo Horizonte	Campina Grande do Sul	PR	23,0	10,4	10,2	165,07	ACL
Paiol	Frei Inocência	MG	20,0	10,5	10,9	235,62	ACL
Pinhal	Espirito Santo do Pinhal	SP	6,8	3,7	3,7	237,91	ACL
Pirapó	Roque Gonzales	RS	0,8	0,6	0,6	230,68	ACL
Plano Alto	Xavantina	SC	16,0	9,3	9,3	251,44	Proinfa
Saltinho	Muitos Capões	RS	0,8	0,7	0,7	230,68	ACL
Salto Góes	Tangará	SC	20,0	11,1	11,1	223,60	LFA
Salto Grande	Campinas	SP	4,6	2,6	2,6	237,91	ACL
Santa Luzia	São Domingos	SC	28,5	18,4	18,0	244,00	LFA 2007 / ACL
Santana	São Carlos	SP	4,3	2,6	2,6	237,91	ACL
São Gonçalo	São Gonçalo do Rio Abaixo	MG	11,0	7,2	6,4	235,65	ACL
São Joaquim	Guará	SP	8,1	5,1	5,1	237,91	ACL
Socorro	Socorro	SP	1,0	0,3	0,3	237,91	ACL
Três Saltos	Torrinha	SP	0,6	0,4	0,4	237,91	ACL
Varginha	Chalé	MG	9,0	5,4	4,0	237,08	LFA 2007
Várzea Alegre	Chalé	MG	7,5	4,9	4,8	235,65	ACL
Subtotal PCH			423,0	235,5	229,4	232,83	

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

Resultados 4T16 e 2016

Projetos	Município	UF	Capacidade (MW)	Garantia Física (MWm)	Energia Contratada 2016* (MWm)	Preço (R\$/MWh) Dez/16	Tipo de contrato
Solar							
Tanquinho	Campinas	SP	1,1	0,2	0,2	215,42	ACL
Subtotal Solar			1,1	0,2	0,2	215,42	
TOTAL			2.054,3	823,4		248,17	

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

Resultados 4T16 e 2016

Anexos – ativos em construção

Projetos		UF	Capacidade (MW)	Garantia Física (MWm)	Energia Contratada (MWm)	Preço (R\$/MWh) Dez/16
Complexo Pedra Cheirosa	Pedra Cheirosa I	CE	25,2	13,6	13,6	146,85
	Pedra Cheirosa II	CE	23,1	12,5	12,5	147,78
Subtotal EOL			48,3	26,1	26,1	147,30
PCH						
	Boa Vista II	MG	26,5	14,4	14,0	228,67
Subtotal PCH			26,5	14,4	14,0	228,67
TOTAL			74,8	40,5	40,1	176,24