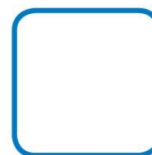
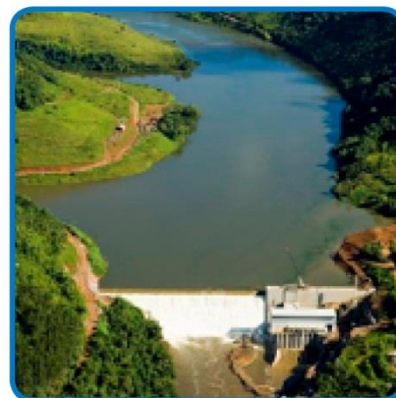
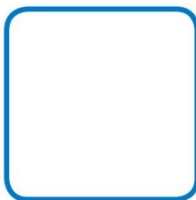
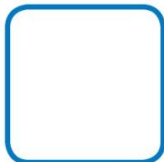


Resultados 4T15 e 2015



Resultados 4T15 e 2015



Índice

Mensagem do Presidente	3
Destaques do trimestre	4
Portfólio em operação	5
Portfólio contratado: projetos em implantação	5
Condições gerais de geração	8
Fonte eólica	8
Fonte hídrica	9
Fonte biomassa.....	14
Fonte solar	15
Produção de energia	17
Desempenho econômico e financeiro	21
Receita líquida	21
Custo de geração de energia.....	23
Despesas gerais e administrativas.....	26
Ebitda.....	27
Resultado Financeiro	29
Imposto de renda e contribuição social.....	31
Resultado líquido	31
Investimentos	32
Endividamento.....	33
Mercado de capitais	37
Governança Corporativa	37
Estrutura societária	38
Anexos – ativos em operação	40
Anexos – ativos em construção	42

Mensagem do Presidente

Um ano marcante. A despeito do cenário político conturbado, incertezas na economia e desafios ligados à hidrologia e ao ambiente regulatório, o ano de 2015 foi de avanço e amadurecimento para a CPFL Renováveis. Colhemos os frutos de diversas iniciativas de gestão desenvolvidas nos anos anteriores: revisão de processos, aperfeiçoamento dos controles, implantação de sistemas e foco no gerenciamento das operações e riscos da Companhia. Os resultados apresentados em 2015 evidenciam essa evolução.

Líder em energia renovável no Brasil, a Companhia encerrou o ano com 1,8 GW de capacidade instalada em operação em 4 fontes renováveis, distribuída em 81 usinas em 8 estados e 57 municípios. Ou seja, estamos entre as 8 maiores empresas privadas de geração de energia elétrica no País, com portfólio de ativos capaz de gerar energia equivalente ao consumo de estados como Maranhão, Rio Grande do Norte e Distrito Federal.

A geração de energia da Companhia alcançou 5.697,5 GWh em 2015, incremento de 35,2% em relação a 2014. Nossa receita líquida evoluiu 20,2% no ano para R\$ 1,5 bilhão e o Ebitda superou a marca de R\$ 1 bilhão no período, com crescimento de 50,9% em relação ao ano anterior.

Ainda que a performance operacional da Companhia tenha apresentado significativa evolução em 2015, o cenário macroeconômico adverso e a consequente elevação das taxas de juros ao longo do ano impactaram negativamente o resultado líquido no período: prejuízo de R\$ 48,7 milhões.

Vale mencionar que a hidrologia desfavorável em 2015 também gerou efeito negativo no ano (gastos com GSF de R\$ 103,7 milhões), impacto que foi atenuado pela disciplina na gestão de custos e despesas, que apresentaram queda de 14,7% em relação a 2014 (excluindo-se custos e despesas com depreciação e amortização).

Investimos R\$ 482 milhões em 2015, com foco nos 5 projetos de crescimento que adicionarão cerca de 330 MW de capacidade até 2020. É importante destacar que as implantações seguem dentro do cronograma e orçamento previstos. Além disso, antecipamos a conclusão das obras de Morro dos Ventos II para abril de 2015, que adicionou 29,2 MW ao portfólio e participamos do Leilão de Energia Nova (A-5) em abril de 2015, com a venda de energia da PCH Boa Vista II.

Ainda assim, reduzimos a alavancagem da Companhia para 4,7x Ebitda ao final de 2015, em comparação a 6,1x em 2014.

Dessa forma, a CPFL Renováveis chega ao final de 2015 mais sólida e preparada para enfrentar futuros desafios e oportunidades. Nos consolidamos como protagonista da diversificação da matriz elétrica brasileira e seguimos engajados com um modelo de desenvolvimento que garantirá um planeta sustentável para as próximas gerações.

Andre Dorf
Diretor Presidente

Resultados 4T15 e 2015



São Paulo, 16 de março de 2016 – A CPFL Energias Renováveis S.A. anunciou hoje os resultados referentes ao 4T15 e ao ano de 2015. As informações financeiras e operacionais a seguir, exceto quando indicado de outra forma, são apresentadas em bases consolidadas e de acordo com a legislação societária aplicável.

Destaques do ano

- i. Líder em energia renováveis e 8ª maior geradora privada de energia com 1,8 GW em operação;
- ii. Geração de energia de 1.645,1 GWh no 4T15 (+10,1%) e 5.697,5 GWh em 2015 (+35,2%);
- iii. Receita líquida de R\$ 437,4 milhões no 4T15 (+18,4%) e R\$ 1.499,4 milhões em 2015 (+20,2%);
- iv. Repactuação do risco hidrológico (GSF) nas usinas no mercado regulado: impacto positivo de R\$ 26,3 milhões;
- v. Ebitda de R\$ 372,0 milhões no 4T15 (+77,7%) e R\$ 1.001,4 milhões em 2015 (+50,9%);
- vi. Investimentos de R\$ 482,0 milhões em 2015 - projetos de crescimento;
- vii. 5 projetos em andamento: +330 MW de capacidade. Implantação dentro do orçamento e do prazo. PCH Mata Velha pronta, aguardando LO;
- viii. Situação de liquidez financeira adequada ao perfil da Companhia: caixa de R\$ 1,3 bilhão¹; e
- ix. Aprovação de financiamento de longo prazo para os complexos eólicos São Benedito e Campo dos Ventos pelo BNDES no valor de R\$ 764,1 milhões.

¹ Inclui caixa e equivalentes de caixa, aplicações financeiras, títulos e valores mobiliários e aplicações financeiras vinculadas.

Resultados 4T15 e 2015

Indicadores Econômicos e Operacionais (R\$ mil)

	4T15	4T14	4T15 vs 4T14	2015	2014	2015 vs 2014
Demonstrativo de Resultados						
Receita Líquida	437.427	369.362	18,4%	1.499.356	1.247.627	20,2%
Ebitda ⁽¹⁾	372.047	209.328	77,7%	1.001.350	663.515	50,9%
Margem Ebitda	85,1%	56,7%	28,4 p.p	66,8%	53,2%	13,6 p.p
Resultado líquido	82.643	(65.243)	N/A	(48.717)	(167.361)	-70,9%
Investimentos	199.542	46.290	331,1%	482.004	204.816	135,3%
Indicadores Operacionais						
Capacidade em operação (MW)	1.802	1.773	1,6%	1.802	1.773	1,6%
# usinas/ parques em operação	81	80	1,3%	81	80	1,3%
Energia gerada (GWh)	1.645	1.494	10,1%	5.697	4.214	35,2%
Energia contratada (MW médios) ⁽²⁾	793	781	1,6%	793	781	1,6%
Número de funcionários	394	357	10,4%	394	357	10,4%

(1) Ebitda corresponde ao lucro líquido antes: (i) das despesas de depreciação e amortização; (ii) do imposto de renda e contribuição social (tributos federais sobre a renda); e (iii) do resultado financeiro, conforme Instrução CVM Nº 527, de 04 de outubro de 2012.

(2) Energia contratada dos projetos em operação.

Portfólio em operação

A CPFL Renováveis tem como vantagem competitiva a diversificação de seu portfólio que, atualmente, conta com 81 usinas localizadas em 57 municípios brasileiros. Para atender a esse portfólio, a Companhia conta com uma plataforma robusta, preparada para receber novos ativos, capturando sinergias como redução de custos operacionais, ganhos de escala e de eficiência nas operações.

Em 2015, a CPFL Renováveis deu continuidade à execução de sua estratégia de crescimento, assegurando a liderança em geração de energia renovável no Brasil. A capacidade da Companhia totalizava 1.801,9 MW em dezembro de 2015, crescimento de 1,6% em relação a 2014. Esse aumento se deve à antecipação da entrada em operação comercial do parque eólico Morro dos Ventos II (29,2 MW) que aconteceu em abril de 2015.

No encerramento de 2015, a capacidade da Companhia estava distribuída da seguinte forma:

Fonte	Capacidade em operação (MW)	Número de usinas e parques
Parques eólicos	1.031,8	34
Pequenas centrais hidrelétricas (PCHs)	399,0	38
Usinas de biomassa	370,0	8
Usina solar	1,1	1
Total em operação	1.801,9	81

Sinistro em Bio Pedra

Em maio de 2015 houve um sinistro na usina de biomassa Pedra - com garantia física de 24,4 MW médios - localizada no município de Serrana, no estado de São Paulo. A usina conta com duas turbinas, porém uma delas ficou fora de operação no período de maio a novembro de 2015.

Resultados 4T15 e 2015



O seguro foi acionado e a regulação do sinistro – que apura as causas e danos – foi concluída. Desta forma, a Companhia reconheceu no 2T15 a provisão para perda de imobilizado no valor de R\$ 11 milhões na linha de outras receitas e despesas operacionais. No 3T15 foram reconhecidos os seguintes efeitos: (i) penalidade prevista de R\$ 2,2 milhões referente à falta de energia no contrato de venda do leilão de energia de reserva (LER) na linha de custo com compra de energia; e (ii) reconhecimento de receita parcial da seguradora no valor de R\$ 4,5 milhões para danos patrimoniais, na linha de outras receitas e despesas operacionais. Já no 4T15, ocorreu: (i) o reconhecimento do lucro cessante no valor de R\$ 25,6 milhões, registrado na linha de outras receitas operacionais; (ii) o reconhecimento de receita complementando o seguro relativos aos danos materiais no valor de R\$ 16,2 milhões na linha de outras receitas e despesas operacionais; e (iii) a penalidade prevista de R\$ 2,6 milhões referente à falta de energia no contrato de venda sob o leilão de energia de reserva (LER), na linha de custo com compra de energia.

No ano, o impacto do sinistro foi uma perda de R\$ 0,4 milhão, conforme demonstrado abaixo.

Efeito no resultado - Sinistro em Bio Pedra (R\$ milhões)

	2T15	3T15	4T15	2015
Receita: perda de geração	(8,5)	(13,3)	(9,1)	(30,9)
Receita: recuperação do seguro (lucro cessante)	-	-	25,6	25,6
Custo: penalidade contratual	-	(2,2)	(2,6)	(4,8)
Despesa: recuperação de seguros (danos materiais)	-	4,5	16,2	20,7
Despesa: baixa do ativo imobilizado danificado	(11,0)	-	-	(11,0)
Total	(19,5)	(11,0)	30,1	(0,4)

Resultados 4T15 e 2015

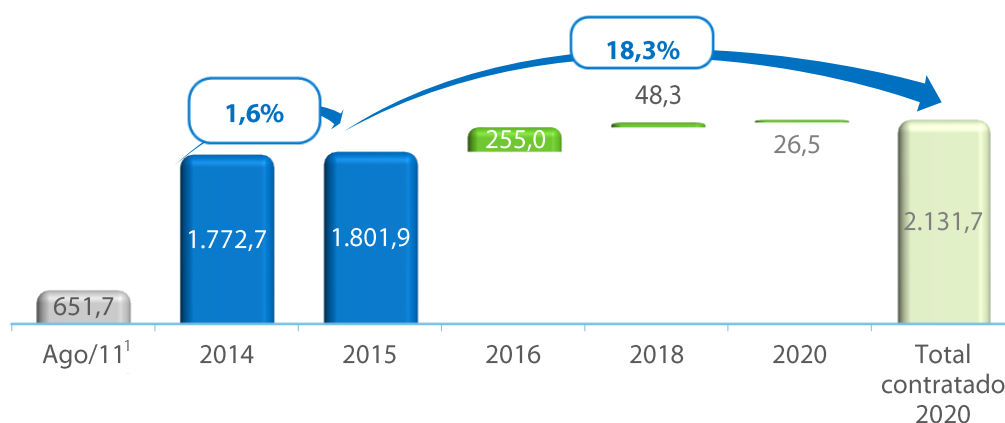
Portfólio contratado: projetos em implantação

A Companhia possui atualmente 5 projetos em implantação, que adicionarão 329,8 MW de capacidade nos próximos 5 anos:

Projeto	Fonte	U.F.	Município	Capacidade (MW)	Entrada em operação
Complexo eólico Campo dos Ventos	EOL	RN	João Câmara	115,5	2016 ¹
Complexo eólico São Benedito	EOL	RN	João Câmara	115,5	2016 ¹
PCH Mata Velha	PCH	MG	Unaí	24,0	2016 ²
Complexo eólico Pedra Cheirosa	EOL	CE	Itarema	48,3 ³	2018 ⁴
PCH Boa Vista II	PCH	MG	Varginha	26,5	2020 ⁵
Total em implantação				329,8	

- (1) Entrada em operação gradual a partir do 2T16.
- (2) Com a antecipação da obra foi celebrado um contrato bilateral (Mercado livre) entre abril de 2016 e 2018, quando iniciará a vigência do A-5 2013.
- (3) A redução na potência a ser instalada nos parques, de 51,3 MW para 48,3 MW, deve-se à troca de aerogerador. Os novos equipamentos têm maior eficiência operacional, permitindo que a energia média dos contratos de venda seja atendida com uma potência total reduzida.
- (4) Entrada em operação a partir do 1S18.
- (5) Comercialização no 21º Leilão de Energia A-5, realizado no dia 30 de abril de 2015, com início de suprimento de energia em 01 de janeiro de 2020.

Evolução do portfólio contratado até 2020



1) Criação da CPFL Renováveis

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

Condições gerais de geração

O ano de 2015 foi marcado pelo retorno do fenômeno El Niño no mundo. Referido fenômeno é caracterizado pelo aquecimento acima do normal nas águas do Pacífico Equatorial, provocando alterações nos padrões de vento e chuva.

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

O efeito direto do El Niño no Brasil tem como principais características: precipitação acima da média na região Sul, e secas severas na região Nordeste. Na tabela abaixo, pode-se identificar melhor os efeitos gerados do fenômeno nas regiões do Brasil.

Região	Efeito
Sul	Aumento intenso de precipitações e dos ventos
Sudeste	Aumento da temperatura
Centro-Oeste	Chuvas acima da média
Norte	Secas
Nordeste	Secas severas

Fonte: Centro de Previsão de Tempo e Estudos Climáticos (CPTEC), 2016.

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

Para os ativos da CPFL Renováveis, o efeito do El Niño foi identificado, principalmente, no 4T15, período em que o fenômeno foi mais intenso. Com o efeito, foi constatado um aumento da geração nas PCHs, localizadas na região Sul do Brasil, local onde ocorreu um aumento significativo das precipitações. Por outro lado, o aumento das chuvas no litoral do Nordeste, ocasionou o enfraquecimento da velocidade dos ventos, afetando diretamente a região onde a Companhia possui a maior parte de seus parques eólicos.

Fonte eólica

Nos últimos anos, a geração de energia a partir de projetos eólicos tem apresentado crescimento expressivo no Brasil. A capacidade instalada dos parques eólicos no País alcançou 8,7 GW em janeiro de 2016, distribuída em 349 parques. Espera-se que a matriz elétrica brasileira conte com 18,2 GW de capacidade de geração eólica até o final de 2019².

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

² Fonte: Boletim de Dados (ABEEólica) – Janeiro/2016

volumes de geração quando comparados aos do 3º e 4º trimestres. Observa-se o mesmo efeito sazonal em suas receitas, já que o reconhecimento das receitas dos parques eólicos segue a geração efetiva desses parques.

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

Fonte hídrica

As pequenas centrais hidrelétricas (PCHs) são usinas de pequeno porte, com capacidade instalada entre 3 MW e 30 MW e área de reservatório de até 3 quilômetros quadrados, de acordo com a definição da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Por conta de suas características distintas e diferenças em relação às grandes usinas, esse tipo de empreendimento representa uma opção adequada para complementar a matriz elétrica brasileira. Atualmente, o aproveitamento hidrelétrico representa aproximadamente 65% da capacidade instalada no país, sendo 4% de PCHs (5,2 GW de capacidade instalada, distribuída em 1.004 empreendimentos³).

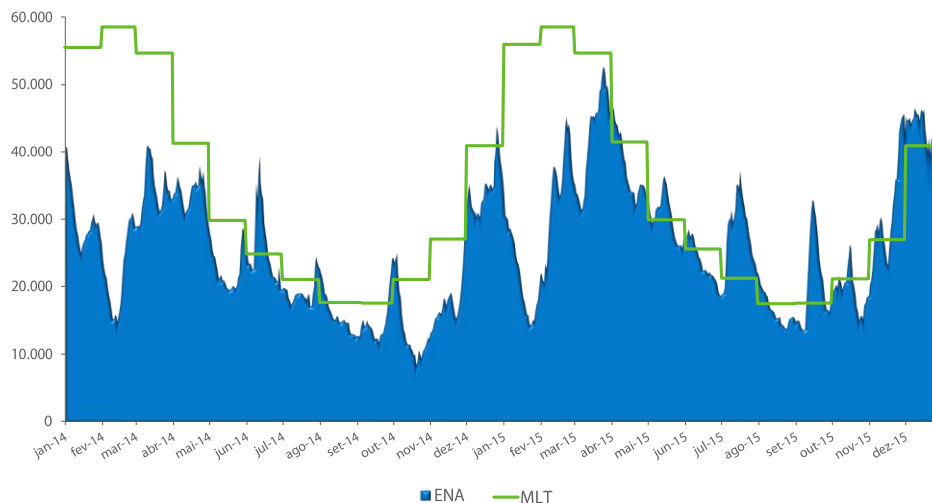
A energia hidrelétrica é produzida a partir das vazões dos rios, que podem ser medidas por meio das Energias Naturais Afluentes (ENAs) aos reservatórios. A ENA é a quantidade de energia que pode ser produzida com base na vazão de água de um determinado rio no seu ponto de aproveitamento. Quanto maior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

Os gráficos abaixo mostram o histórico dos últimos 24 meses findos em dezembro de 2015 da ENA para os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul, nos quais estão situadas as PCHs da CPFL Renováveis.

³Considera PCHs (Pequenas Centrais Hidrelétricas) e CGHs (Centrais de Geração Hidrelétricas) -Fonte: BIG (ANEEL) - Dezembro/2015

Resultados 4T15 e 2015

Energia Natural Afluyente – ENA – Sudeste/Centro-Oeste (MW médios – últimos 24 meses – dezembro/2015)

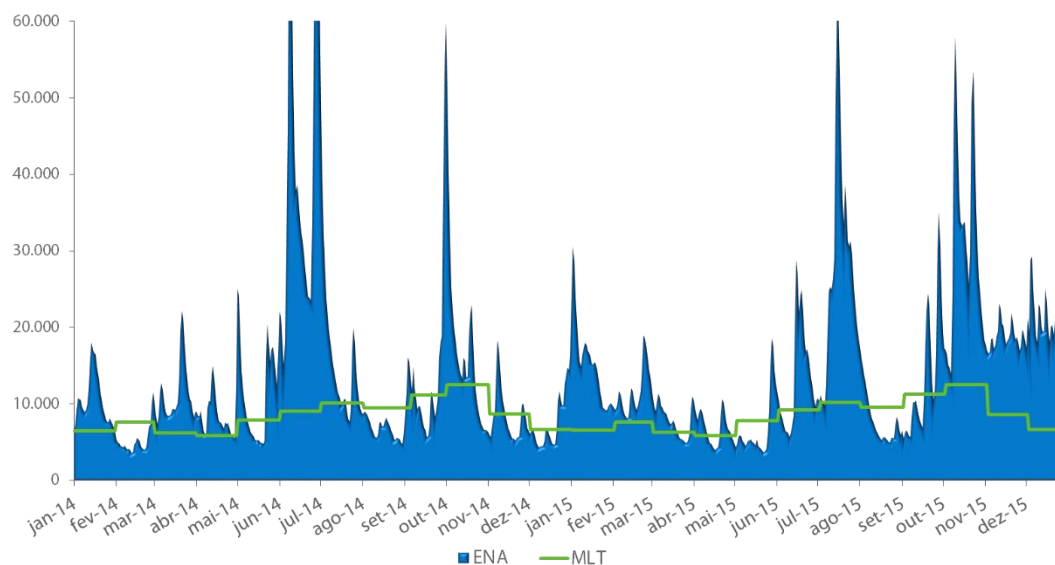


Fonte: Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS)

A região Sudeste/Centro-Oeste, onde está localizada grande parte das PCHs da CPFL Renováveis, encerrou 2015 com o seu nível de armazenamento dos reservatórios em 29,8% ante 19,4% no final de 2014⁴. Em condições normais de hidrologia, espera-se queda nos níveis dos reservatórios durante o período seco e sua recuperação nos períodos chuvosos. Essa região tem apresentado nos últimos anos um cenário com ENAs abaixo da MLT, principalmente nos períodos chuvosos, como pode ser visto no início do ano de 2015. Contudo, as ENAs acima da MLT no período seco, sobretudo nos meses de julho e setembro de 2015, auxiliaram na recuperação dos reservatórios.

⁴ Fonte: ONS - Boletim Diário da Operação (Dez/2015)

Energia Natural Afluyente – ENA – Sul (MW médios – últimos 24 meses – dezembro/2015)

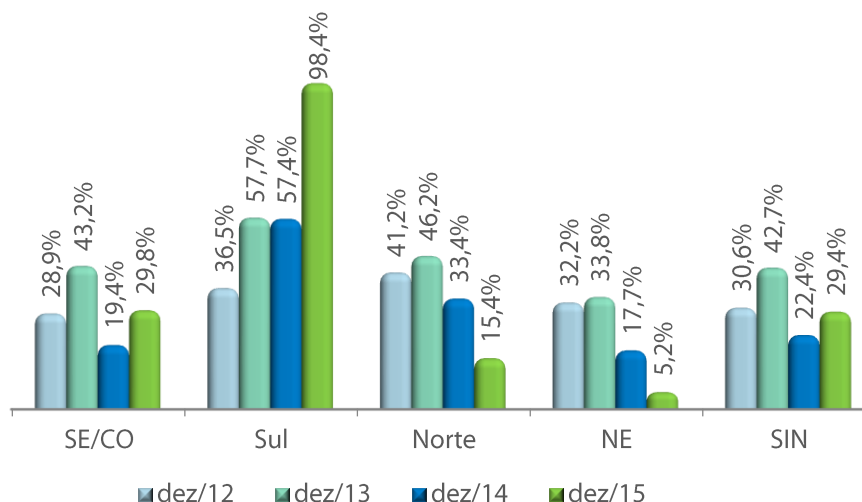


Fonte: ONS

Na região Sul, os reservatórios encerraram o ano de 2015 com 98,4% de sua capacidade de armazenamento devido, principalmente, ao efeito do El Niño, apresentando crescimento de 41,0 p.p. em relação a 2014. O volume de afluições nos últimos 12 meses na região Sul foi 14,7% maior do o mesmo período de 2014, com destaque para os meses de julho e outubro de 2015. Cabe ressaltar que a geração de energia nessa região é historicamente maior no 2º e 3º trimestres de cada ano.

A energia armazenada é aquela disponível a partir do aproveitamento do volume de água dos reservatórios em seus respectivos níveis operativos. É representada como porcentagem sobre a energia armazenável máxima. Nota-se no gráfico abaixo que, apesar dos reservatórios nas regiões Norte e Nordeste do Brasil apresentarem o pior nível desde 2012, a recuperação vista nos reservatórios do Sudeste, principalmente, tem resultado no aumento no armazenamento dos reservatórios de todo o Sistema Interligado Nacional (SIN).

Armazenamento dos reservatórios em dezembro - 2012 a 2015



Fonte: ONS

MRE: A contabilização das receitas provenientes das PCHs resulta da garantia física de cada usina, sazonalizada e registrada na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (“CCEE”). A diferença entre a energia gerada e a garantia física é coberta pelo Mecanismo de Realocação de Energia (“MRE”). A quantidade de energia gerada, acima ou abaixo da garantia física é valorada por uma tarifa denominada de Tarifa de Energia de Otimização (“TEO”), que cobre somente os custos variáveis de operação e manutenção das usinas. A TEO é reajustada anualmente. Para o ano de 2015 foi de R\$ 11,25/MWh e para o ano de 2016 será de R\$ 12,32/MWh. Esta receita ou despesa adicional é mensalmente contabilizada para cada gerador.

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

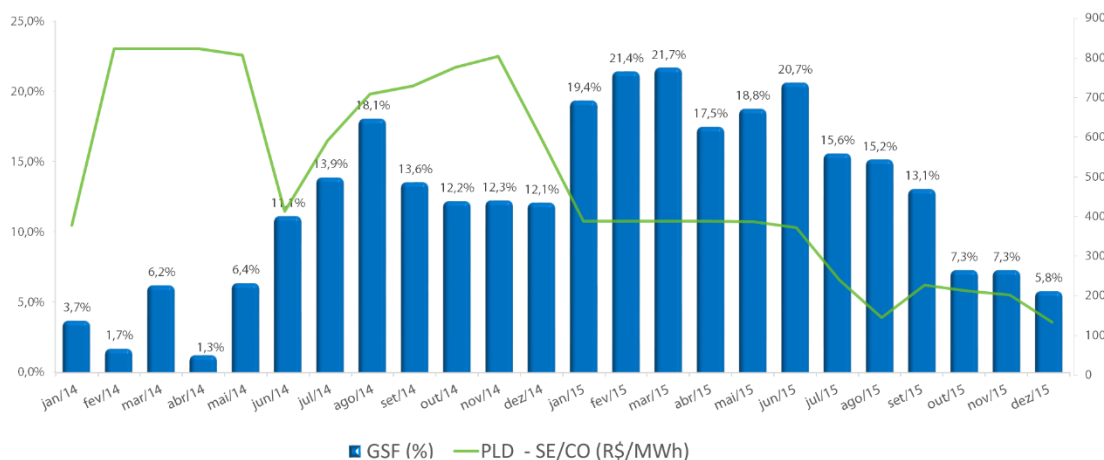
Em 2015, o PLD mínimo definido pela ANEEL foi de R\$ 30,26/MWh e o PLD máximo de R\$ 388,48/MWh. Já para 2016, o PLD mínimo passou a ser de R\$ 30,25/MWh e o PLD máximo de R\$ 422,56/MWh.

No 4T15, a Companhia tinha quatro PCHs – Socorro, Três Saltos, Dourados e Guaporé - fora do MRE em função da regra da revisão da energia assegurada. Estas PCHs totalizavam 6,8 MW médios (equivalente a 0,9% da garantia física do portfólio total). Desta forma, tais PCHs têm que comprar energia no mercado livre para atender seus contratos de venda de energia sempre que a geração for inferior à energia contratada naquele período. Vide a sessão “Custo de geração de energia”.

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

Resultados 4T15 e 2015

Histórico do GSF¹ (déficit da energia gerada em %) versus PLD da região SE/CO (R\$/MWh)



Fonte: CCEE.

1) Os meses de novembro e dezembro de 2015 são valores de projeção da CCEE.

Repactuação do risco hidrológico (GSF): Desde o final de 2013, a geração das usinas hidrelétricas participantes do MRE tem sido inferior ao total de suas garantias físicas, provocando custos decorrentes de GSF inferior a 1 (um).

A ANEEL discutiu o tema por meio da Audiência Pública nº 32 (AP 32/2015), com vistas a obter subsídios e informações adicionais para a discussão conceitual do GSF. Diversos agentes e associações do setor contribuíram, apresentando propostas de estruturação e mitigação do risco do GSF.

Como resultado das negociações que aconteceram ao longo de 2015, a ANEEL criou uma metodologia para permitir que os geradores troquem o risco de não conseguirem gerar o equivalente às suas garantias físicas por um "bônus de risco" a ser calculado para cada usina.

Concomitante ao andamento da AP 032/2015, foi publicada, em agosto de 2015, a MP 688, que dispõe sobre os critérios de repactuação do risco hidrológico (GSF). A Lei 13.203/2015, sancionada e publicada em dezembro de 2015, foi resultado da conversão da referida MP e permitiu que os geradores hidrelétricos repactuassem o risco de seus contratos decorrentes dos anos de baixa hidrologia.

Dessa forma, a ANEEL - por meio dos despachos nº 4.122 de 24 de dezembro de 2015 e nº 4.132 de 28 de dezembro de 2015 - concedeu anuência à repactuação do risco hidrológico (GSF) das seguintes usinas da CPFL Renováveis: PCH Arvoredo, PCH Salto Góes, PCH Varginha, PCH Santa Luzia, PCH Plano Alto, PCH Alto Irani, PCH Cocais Grande, PCH Figueirópolis e PCH Ludesa. O montante repactuado corresponde a 93,8 MW médios de garantia física e o produto de adesão foi o SP100* conforme demonstrado na tabela abaixo.

Resultados 4T15 e 2015

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

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

Os geradores que aderiram à repactuação do risco hidrológico (GSF) das usinas tiveram que cancelar processos judiciais em curso e quitar o passivo de GSF de maio a dezembro de 2015, e assim, passar a ter direito ao ressarcimento do GSF de 2015 líquido do prêmio pactuado, reconhecendo este montante como receita para os ativos negociados no Proinfra 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.

Na Companhia, o impacto da repactuação do risco hidrológico (GSF) foi de R\$ 26,3 milhões: R\$ 15,6 milhões contabilizado no resultado como receita líquida, e R\$ 10,6 milhões como redutor no custo.

Liminar sobre a revisão da garantia física: A CPFL Renováveis, por meio da ABRAGEL (Associação Brasileira de Geração de Energia Limpa), obteve decisão liminar que suspende os efeitos das Portarias subsequentes à Portaria 463/2009, referentes à revisão de garantia física de PCHs, restabelecendo os valores originais e impedindo novas revisões até que os pleitos dos geradores sejam discutidos entre os agentes. Enquanto isso, a CCEE deverá considerar os valores originais estabelecidos para as PCHs incluídas na ação, nos processos de contabilização e de liquidação posteriores à decisão da liminar.

Fonte biomassa

A produção de energia por meio da biomassa é considerada uma alternativa interessante para a diversificação da matriz energética em substituição aos combustíveis fósseis, como petróleo e carvão. Nessa categoria, a modalidade de geração de energia mais empregada no Brasil é a utilização de resíduos do processamento industrial da cana-de-açúcar, principalmente o bagaço.

O aproveitamento da energia deste subproduto como insumo vem ocorrendo 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 destas 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.

De acordo com o PDE 2024⁵, existe grande potencial de renovação e modernização das instalações e dos processos de diversas usinas de cogeração, aumentando a eficiência e a geração de excedentes. Além do bagaço, a cana-de-açúcar também gera biomassa residual composta por palhas e pontas, que é quase integralmente descartada na prática tradicional de queima antes do corte - a crescente mecanização da colheita possibilita a disponibilização dessa biomassa residual para o aproveitamento energético.

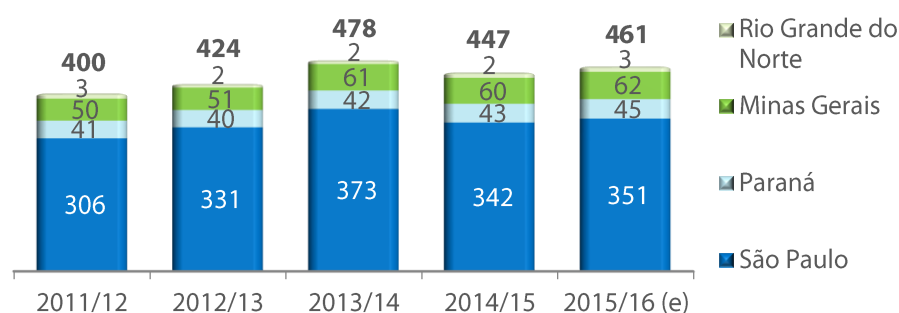
Nesse contexto, portanto, a inserção da geração a partir do bagaço de cana-de-açúcar vem se mostrando uma alternativa competitiva no mercado.

Atualmente, as usinas de geração de energia elétrica a partir da biomassa (cavaco de madeira e cana de açúcar) representam 13,9 GW⁵ instalados no país. O PDE 2024⁶ projeta crescimento dessa fonte, que deverá atingir capacidade instalada de 18 GW em dezembro de 2024.

O reconhecimento das receitas dos empreendimentos de geração de energia elétrica a partir da biomassa de cana-de-açúcar segue a geração efetiva dessas usinas. 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/2015.

Fonte solar

A geração de energia fotovoltaica é a única que transforma diretamente energia solar (radiação) em energia elétrica. Essa conversão direta ocorre pelos efeitos gerados pelo contato com materiais semicondutores, por exemplo, o silício, gerando o efeito fotovoltaico.

A EPE (Empresa de Pesquisa Energética), em seu relatório "Análise da Inserção da Geração Solar na Matriz Elétrica Brasileira" de maio de 2012 destaca que, apesar de eventualidades naturais como longos períodos de chuva poderem ter algum efeito temporário, a variabilidade interanual é muito baixa (entre 4% e 6% nas regiões áridas e de até 10% nas regiões costeiras e montanhosas⁷). Além disto, o "Atlas de Energia Elétrica do Brasil" de 2001 ressalta que a posição geográfica e as

⁵ Fonte: ONS - Boletim Diário da Operação (Dez/2015)

⁶ Plano Decenal de Expansão de Energia 2024 (MME)

⁷ "Uncertainty in Long-Term Photovoltaic Yield Predictions", CanmetEnergy

Resultados 4T15 e 2015



condições climáticas do Brasil apontam para a enorme disponibilidade de radiação solar e, conseqüentemente, potencialidade da utilização dessa fonte no País.

Atualmente, a fonte solar ainda é pouco representativa no País: 25,3 MW⁸ instalados. Entretanto, o PDE 2024⁹ projeta crescimento significativo para essa fonte, que chegará a uma capacidade instalada de 7 GW em dezembro de 2024.

A CPFL Renováveis se antecipou na exploração dessa fonte e possui, desde 2012, uma usina de energia solar em operação, localizada em Campinas, estado de São Paulo – usina Tanquinho. Essa usina possui 1,1 MW de potência instalada, 0,2 MW médio de garantia física e sua energia é comercializada por meio de um contrato firmado no ACL (Ambiente de Contratação Livre).

⁸ Fonte: BIG (ANEEL) – Janeiro de 2016

⁹ Plano Decenal de Expansão de Energia 2024 (MME)

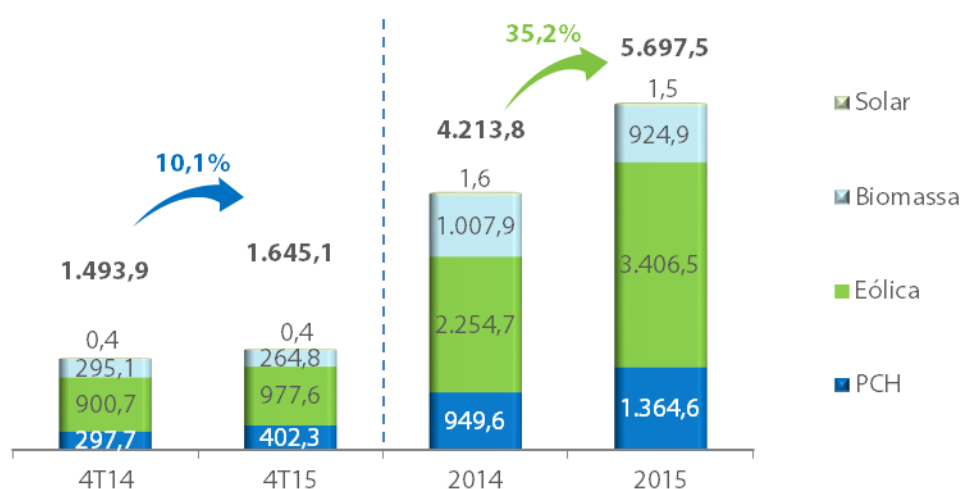
Resultados 4T15 e 2015

Produção de energia

No 4T15, a CPFL Renováveis gerou 1.645,1 GWh de energia, aumento de 10,1% em relação ao de 4T14. Já em 2015, a geração de energia atingiu 5.697,5 GWh, incremento de 35,2% em relação a de 2014.

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

Geração de energia por fonte (GWh) ⁽¹⁾



(1) Os dados de geração consideram a produção de energia dos parques eólicos de Morro dos Ventos II a partir de abril de 2015, Campo dos Ventos II, complexo eólico Eurus e complexo eólico Macacos I desde dez/14 e dos ativos incorporados de DESA em outubro de 2014.

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

EÓLICA:

No 4T15, a geração de energia dos parques eólicos apresentou crescimento de 8,5% (76,9 GWh) quando comparado ao 4T14. Tal variação pode ser explicada pela:

- (i) Entrada em operação comercial de novas capacidades em dezembro de 2014: parque eólico de Campo dos Ventos II, com 30,0 MW de capacidade, (auferindo receita desde setembro de 2013), complexo eólico Eurus (DESA), com 60,0 MW de capacidade, (auferindo receita desde janeiro de 2014, sendo que a partir de outubro de 2014, com a aquisição de DESA, a receita passou a ser incorporada na CPFL Renováveis) e complexo eólico Macacos I, com 78,2 MW de capacidade, (auferindo receita desde maio de 2014); e
- (ii) Entrada em operação comercial do parque eólico Morro dos Ventos II com 29,2 MW de capacidade, em abril de 2015.

O incremento na geração das eólicas por acréscimo do portfólio foi parcialmente compensado pela redução da energia gerada nos parques localizados no estado do Ceará e do Rio Grande do Norte devido à menor velocidade de ventos no período.

Resultados 4T15 e 2015

Em 2015, a geração de energia dos parques eólicos apresentou aumento de 51,1% (1.151,8 GWh) quando comparado a 2014. Essa variação é explicada pelos seguintes itens:

- (i) Incorporação de 205,2 MW de capacidade em operação de DESA em outubro de 2014;
- (ii) Início de geração de novas capacidades em dezembro de 2014 totalizando 168,2 MW de capacidade: parque eólico de Campo dos Ventos II, complexo eólico Eurus e complexo eólico Macacos I;
- (iii) Entrada em operação comercial do complexo eólico Santa Clara, com 188,0 MW de capacidade em abril de 2014 (auferindo receita desde julho de 2012);
- (iv) Entrada em operação comercial de novas capacidades do complexo eólico Atlântica, com 120,0 MW de capacidade, em março de 2014 (auferindo receita desde setembro de 2013);
- (v) Incorporação de 13,7 MW de capacidade em operação, em março de 2014, dos parques eólicos de Rosa dos Ventos.; e
- (vi) Entrada em operação comercial do parque eólico Morro dos Ventos II, com 29,2 MW de capacidade, em abril de 2015.

A seguir está o histórico de geração efetiva dos projetos eólicos da CPFL Renováveis em operação há mais de 12 meses. A taxa de eficiência média da Companhia totalizou 88,4%, 100,8% e 100,7% nos últimos 12, 24 e 36 meses findos em dezembro de 2015, respectivamente. A taxa de eficiência média na análise dos últimos 12 meses foi impactada negativamente, principalmente, pelo cenário de velocidade dos ventos abaixo do esperado no Estado do Rio Grande do Norte, afetando negativamente a geração nos complexos eólicos Santa Clara, Morro dos Ventos, Macacos I, Eurus e parque eólico Campo dos Ventos II. Adicionalmente, o complexo eólico Atlântica apresentou baixa disponibilidade em função dos ajustes operacionais realizados durante seu primeiro ano de operação, além do cenário de velocidade dos ventos abaixo do esperado.

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

Parque eólico	Estado	Fator de capacidade Certificado ⁹	Fator de capacidade real últimos 12 meses	Taxa de eficiência
Complexo Eólico SIIF ⁽¹⁾	CE	38,8%	38,7%	99,8%
Complexo Eólico Bons Ventos ⁽²⁾	CE	40,0%	40,9%	102,1%
Complexo Eólico Rosa dos Ventos ⁽³⁾	CE	36,5%	48,8%	125,6%
Complexo Eólico Santa Clara ⁽⁴⁾	RN	43,0%	32,9%	76,6%
Complexo Eólico Morro dos Ventos ⁽⁵⁾	RN	46,9%	36,8%	78,5%
Complexo Eólico Atlântica ⁽⁶⁾	RS	42,9%	36,0%	83,9%
Complexo Eólico Macacos I ⁽⁷⁾	RN	47,6%	43,8%	92,1%
Campo dos Ventos II	RN	49,6%	38,5%	77,6%
Complexo Eólico Eurus ⁽⁸⁾	RN	46,9%	39,7%	84,6%
Morro dos Ventos II	RN	51,4%	38,8%	75,5%
Total		42,9%	37,9%	88,4%

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

Resultados 4T15 e 2015

Parque eólico	Estado	Fator de capacidade Certificado ⁹	Fator de capacidade real últimos 24 meses	Taxa de eficiência
Complexo Eólico SIIF ⁽¹⁾	CE	38,8%	38,3%	98,6%
Complexo Eólico - Bons Ventos ⁽²⁾	CE	40,0%	40,5%	101,2%
Complexo Rosa dos Ventos ⁽³⁾	CE	36,5%	45,7%	125,3%
Total		39,2%	39,5%	100,8%

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

Parque eólico	Estado	Fator de capacidade Certificado ⁹	Fator de capacidade real últimos 36 meses	Taxa de eficiência
Complexo Eólico SIIF ⁽¹⁾	CE	38,8%	38,4%	99,0%
Complexo Eólico - Bons Ventos ⁽²⁾	CE	40,0%	40,5%	101,1%
Complexo Rosa dos Ventos ⁽³⁾	CE	36,5%	45,6%	125,0%
Total		39,2%	41,5%	100,7%

- (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 Canoá Quebrada.
 (3) Complexo Rosa dos Ventos é formado pelos parques eólicos Canoá 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 Eurús 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 Eurús é formado pelos parques eólicos Eurús I e Eurús II.
 (9) O fator de capacidade considera perdas na rede básica para o P50, estimada em 2,5%.

HÍDRICA (PCH):

No 4T15, a geração de energia das PCHs teve crescimento de 35,1% (+104,6 GWh) se comparada a do 4T14, principalmente, pela elevação no volume de chuva na região Sul. No ano de 2015 houve aumento de 43,7% (+415,0 GWh) em relação a 2014 devido aos seguintes fatores:

- (i) Incorporação de três PCHs de DESA, com 72,7 MW de capacidade (Novo Horizonte, Figueirópolis e Ludesa) em outubro de 2014; e
- (ii) Aumento na geração de 73,1% no 4T15 nas usinas localizadas na região Sul devido às fortes chuvas.

O total gerado pelas usinas do sistema pertencentes ao MRE tem sido, nos últimos anos, inferior ao total da garantia física das mesmas, ocasionando déficit (GSF) que, dependendo da quantidade contratada, resulta em uma exposição no mercado de curto prazo para tais usinas. Os efeitos na CPFL Renováveis estão descritos nas sessões "Receita líquida e Custo de compra de energia".

BIOMASSA:

No 4T15, a geração de energia das usinas de biomassa apresentou redução de 10,3% (-30,3 GWh) em relação a do 4T14. Em 2015, essa fonte apresentou queda de geração de 8,2% (-83,0 GWh). Tal variação se deve, principalmente, ao sinistro ocorrido em Bio Pedra em maio de 2015 e pela menor geração de Bio Ester nesse trimestre, uma vez que a utilização de suplemento de cavaco ocorrida no 4T14 não se repetiu no 4T15.

Resultados 4T15 e 2015



Desconsiderando o efeito do sinistro (expurgando Bio Pedra da análise) no 4T15, a Companhia registraria geração 2,9% inferior a do 4T14 (-7,5 GWh) em função das chuvas verificadas no Sudeste, que prejudicaram a moagem em determinadas usinas. No acumulado de 2015, essa fonte apresentaria crescimento de 8,4% em relação a de 2014 (+67,5 GWh). Essa variação positiva se deve, principalmente, às melhorias implementadas em 2015 nas usinas de Bio Coopcana e Bio Alvorada, com foco na redução do consumo de vapor de processo, gerando maior eficiência no ciclo térmico.

Resultados 4T15 e 2015

Desempenho econômico e financeiro

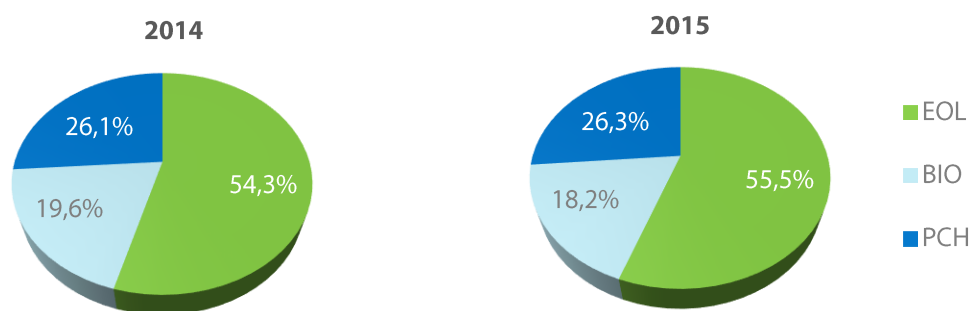
Demonstrativo de resultado (R\$ mil)

	4T15	4T14	4T15 vs 4T14	2015	2014	2015 vs 2014
Receita Líquida	437.427	369.362	18,4%	1.499.356	1.247.627	20,2%
Custo de geração de energia elétrica	(59.572)	(120.890)	-50,7%	(406.980)	(464.693)	-12,4%
Depreciação e amortização	(104.798)	(94.123)	11,3%	(379.989)	(302.327)	25,7%
Lucro Bruto	273.057	154.349	76,9%	712.387	480.607	48,2%
Despesas gerais e administrativas	(5.808)	(39.146)	-85,2%	(91.027)	(119.419)	-23,8%
Amortização do direito de	(37.798)	(24.153)	56,5%	(157.308)	(125.833)	25,0%
Depreciação & amortização	(819)	(1.922)	-57,4%	(3.280)	(4.074)	-19,5%
Lucro operacional	228.632	89.128	156,5%	460.772	231.281	99,2%
Resultado Financeiro	(124.025)	(135.991)	-8,8%	(460.268)	(364.997)	26,1%
IR e CS	(21.964)	(18.382)	19,5%	(49.221)	(33.645)	46,3%
Resultado líquido	82.643	(65.243)	N/A	(48.717)	(167.361)	-70,9%
Ebitda	372.047	209.328	77,7%	1.001.350	663.515	50,9%
Margem Ebitda	85,1%	56,7%	28,4 p.p	66,8%	53,2%	13,6 p.p
Ebitda Ajustado⁽¹⁾	336.541	213.364	57,7%	1.074.913	810.451	32,6%
Margem Ebitda Ajustada ⁽¹⁾	76,9%	57,8%	19,2 p.p	71,7%	65,0%	6,7 p.p

1) Exclui os seguinte itens extraordinários: GSF, PCHs fora do MRE e compra de energia para suprir lastro de contratos.

Receita líquida

Composição da receita líquida por fonte¹



(1) A participação da fonte solar foi de 0,02% em 2014 e 2015.

A receita líquida atingiu R\$ 437,4 milhões no 4T15, montante 18,4% superior a do 4T14 (+ R\$ 68,1 milhões). Essa variação é explicada, principalmente, pelos seguintes fatores:

- (i) Maior volume de energia gerado nas PCHs fora do MRE nesse trimestre, o qual foi comercializado no mercado de curto prazo gerando um efeito positivo na receita dessas usinas; e
- (ii) Entrada de 29,2 MW de capacidade eólica em operação em 2015.

Resultados 4T15 e 2015



Também contribuíram para o aumento da receita líquida no trimestre, os seguintes itens extraordinários:

- (iii) Reconhecimento do lucro cessante no valor de R\$ 25,6 milhões relativo ao sinistro de Bio Pedra;
- (iv) Efeito positivo de R\$ 15,6 milhões relativos à repactuação do risco hidrológico (GSF) das usinas que atendem aos contratos do Proinfa;
- (v) Menor montante provisionado de GSF nas receitas das usinas que atendem aos contratos do Proinfa no valor de R\$ 1,4 milhão no 4T15 e R\$ 6,7 milhões no 4T14; e
- (vi) Reconhecimento do lucro cessante, no valor de R\$ 3,6 milhões relativo ao sinistro de Bio Coopcana que ocorreu em maio de 2014.

Tais fatores foram parcialmente compensados pela sazonalização da receita nas biomassas Ipê e Ester, que gerou impacto positivo no 4T14.

Em 2015, a receita líquida atingiu R\$ 1.499,4 milhões, crescimento de 20,2% em comparação com 2014 (+ R\$ 251,7 milhões). Essa variação pode ser explicada, principalmente, pelos seguintes fatores:

- (i) Incorporação dos ativos em operação de DESA e Rosa dos Ventos, com 291,6 MW de capacidade em operação, em 2014;
- (ii) Entrada em operação comercial antecipada do parque eólico Morro dos Ventos II, com 29,2 MW de capacidade, em abril de 2015;
- (iii) Maior receita devido ao reconhecimento da geração efetiva do complexo eólico Macacos. Nos onze primeiros meses de 2014, a receita desse parque obedecia ao critério de rateio fixo da receita, já que a conexão com o sistema estava pendente (término da construção da ICG); e
- (iv) Efeito positivo do reajuste anual dos contratos com base no IGP-M ou IPCA que ocorreram ao longo de 2015. A média dos preços de venda de energia em 31 de dezembro de 2015 era de R\$ 231,4/MWh, 6,0% superior ao apurado em 31 de dezembro de 2014 (R\$ 218,3/MWh).

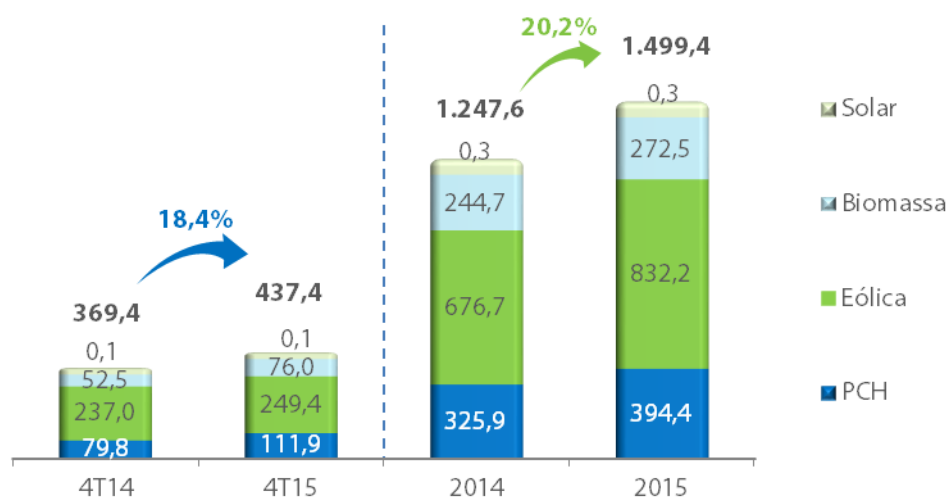
Também contribuíram para o aumento da receita líquida no ano, os principais itens extraordinários:

- (v) Efeito positivo de R\$ 15,6 milhões relativos à repactuação do risco hidrológico (GSF) das usinas que atendem aos contratos do Proinfa; e
- (vi) Reconhecimento do lucro cessante no valor de R\$ 3,6 milhões relativo ao sinistro de Bio Coopcana que ocorreu em maio de 2014.

Tais fatores foram parcialmente compensados pela menor velocidade dos ventos comparados a 2014 e também pelo maior reconhecimento do GSF nas receitas das usinas que atendem aos contratos do Proinfa no valor de R\$ 25,6 milhões em 2015 contra R\$ 16,7 milhões em 2014 (item extraordinário).

Resultados 4T15 e 2015

Evolução da receita líquida (R\$ MM)



Custo de geração de energia

No 4T15, os custos de geração de energia da Companhia totalizaram R\$ 164,4 milhões, o que representa uma redução de 23,6% na comparação com o 4T14. Em 2015, tais custos somaram R\$ 787,0 milhões, uma elevação de 2,6% em relação a 2014.

Custo de geração de energia (R\$ mil)

	4T15	4T14	4T15 vs 4T14	2015	2014	2015 vs 2014
Custo de compra de energia	(7.192)	(65.684)	-89,1%	(181.447)	(297.881)	-39,1%
Encargos de uso de sistema	(21.801)	(17.415)	25,2%	(78.645)	(56.506)	39,2%
PMSO ⁽¹⁾	(30.579)	(37.791)	-19,1%	(146.888)	(110.306)	33,2%
Subtotal	(59.572)	(120.890)	-50,7%	(406.980)	(464.693)	-12,4%
Depreciação e amortização	(104.798)	(94.123)	11,3%	(379.989)	(302.327)	25,7%
Total dos Custos	(164.370)	(215.013)	-23,6%	(786.969)	(767.020)	2,6%

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

Custo de compra de energia

O custo de compra de energia totalizou R\$ 7,2 milhões no 4T15, montante 89,1% inferior ao registrado no 4T14 (-R\$ 58,5 milhões).

Esta variação se deve, basicamente, aos seguintes fatores:

- (i) Menor penalidade pela não geração de energia em Bio Formosa no valor de R\$ 2,1 milhões ocorrida no 4T15 contra R\$ 23,0 milhões no 4T14; e
- (ii) Necessidade de compra de energia no 4T14 para atender à sazonalização das PCHs e no valor de R\$ 15,2 milhões e para as usinas de biomassa Bio Coopcana e Bio Alvorada no valor de R\$ 14,5 milhões, que não se repetiu no 4T15.

Contribuíram, também, para a redução do custo de geração de energia no 4T15 os seguintes itens extraordinários:

- (i) Menor impacto do GSF no 4T15, totalizando R\$ 3,7 milhões, ante R\$ 24,4 milhões no 4T14; e
- (ii) Efeito positivo da repactuação do risco hidrológico (GSF) para usinas contratadas no mercado regulado no valor de R\$ 10,6 milhões no 4T15.

Tais fatores foram parcialmente compensados pela penalidade de R\$ 2,6 milhões ocorrida no 4T15 decorrente das obrigações previstas nas regras do contrato do leilão de energia de reserva (LER) da Bio Pedra, que teve sua geração reduzida devido ao sinistro e pela compra de energia para atender ao lastro de contratos de venda de energia de PCHs. No 4T14, houve a compra de energia no valor de R\$ 1,9 milhão para atender 3 PCHs que não faziam parte do MRE (PCHs Três Saltos, Americana e Socorro). Já no 4T15, a compra de energia foi de R\$ 1,9 milhão para atender os contratos de venda de energia das PCHs fora do MRE (PCHs Dourados, Guaporé, Três Saltos e Socorro) (item extraordinário). No 4T14, ocorreu o recebimento de R\$ 29,0 milhões a título de reembolso pela compra de energia para honrar os contratos do complexo eólico Atlântica, decorrentes de acordo firmado com o fornecedor de equipamento.

Cabe ressaltar também que o PLD médio dos submercados Sul e Sudeste/ Centro-Oeste foi de R\$ 171,97/MWh no 4T15 contra R\$ 719,99/MWh no 4T14, com consequente efeito positivo na compra de energia.

Em 2015, o custo de compra de energia totalizou R\$ 181,4 milhões, montante 39,1% inferior a 2014 (-R\$ 116,4 milhões). Essa redução no custo com compra de energia se deve, principalmente, aos seguintes fatores:

- (i) Menor penalidade pela não geração de energia em Bio Formosa. No acumulado de 2015 a penalidade foi de R\$ 2,1 milhões ante R\$ 23,0 milhões em 2014; e
- (ii) Maior volume de compra de energia para atender a sazonalização dos contratos de venda de energia das PCHs de R\$ 33,0 milhões em 2014, efeito que não se repetiu em 2015.

A variação foi impactada também pelos seguintes itens extraordinários:

- (iii) Menor compra de energia para atender ao lastro de contratos de venda de energia de PCHs. Em 2014, 3 PCHs não estavam no MRE (PCHs Três Saltos, Americana e Socorro) e a compra de energia totalizou R\$ 48,3 milhões. Já em 2015, houve a compra de energia no valor de R\$ 5,8 milhões para atender ao lastro de contrato de venda de energia das PCHs fora do MRE (PCHs Dourados, Guaporé, Três Saltos e Socorro);
- (iv) Menor compra de energia para atender ao lastro de contratos de venda de energia do complexo eólico Atlântica que sofreu alterações de cronograma de obras e cujo último parque entrou em operação comercial em março de 2014, no montante de R\$ 26,4 milhões em 2014, efeito esse que não se repetiu em 2015. Além disso, no 4T14, após acordo firmado com o fornecedor de equipamento, a Companhia contabilizou o recebimento de R\$ 29,0 milhões a título de reembolso de compra de energia de novembro de 2013 a março de 2014 para honrar os contratos do complexo eólico Atlântica;
- (v) Compra de energia para suprir o lastro do contrato de Bio Coopcana, em virtude do sinistro (queima da bobina do gerador) ocorrido em 2014 no valor de R\$ 11,8 milhões, efeito que não se repetiu em 2015; e

- (vi) Efeito positivo da repactuação do risco hidrológico (GSF) para usinas contratadas no mercado regulado no valor de R\$ 10,6 milhões.

Tais fatores foram parcialmente compensados pelos maiores gastos com a aplicação do GSF de R\$ 78,2 milhões em 2015 versus R\$ 72,7 milhões em 2014 e pela penalidade de R\$ 4,8 milhões decorrente das obrigações previstas nas regras do contrato do leilão de energia de reserva (LER) da Bio Pedra, que teve sua geração reduzida devido ao sinistro ocorrido em maio de 2015.

Encargos de uso de sistema

O custo com encargos de uso de sistema totalizou R\$ 21,8 milhões no 4T15, 25,2% superior ao do 4T14 (R\$ 17,4 milhões). Em 2015, tais custos totalizaram R\$ 78,6 milhões, aumento de 39,2% em relação a 2014 (R\$ 56,5 milhões). Tais 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 ou aquisição de ativos nos últimos 12 meses;
- (ii) Maior geração de energia entre os períodos comparados (+10,1% no 4T15 e +35,2% em 2015); e
- (iii) Impacto do reajuste anual dos encargos de conexão e tarifas de uso e conexão do sistema de distribuição e transmissão.

PMSO

O custo com PMSO totalizou R\$ 30,6 milhões no 4T15, diminuição de 19,1% em relação ao do 4T14 explicado, principalmente, pelo reconhecimento da indenização por indisponibilidade para geração com o fornecedor de O&M de R\$ 6,0 milhões no 4T15.

Em 2015, o custo com PMSO teve aumento de 33,2% em relação a 2014 devido aos seguintes fatores:

- (i) Crescimento do portfólio em operação e maior geração no período;
- (ii) Reajuste dos contratos com fornecedores de O&M dos aerogeradores de SIIF, Bons Ventos e Rosa dos Ventos; e
- (iii) Maior compra de cavaco de madeira para contribuir na geração de energia das biomassas.

Tais fatores foram parcialmente compensados pelo reconhecimento da indenização por indisponibilidade de geração com fornecedor de O&M de R\$ 6,0 milhões no 4T15.

Depreciação e Amortização

No 4T15, o custo com depreciação e amortização apresentou um aumento de 11,3% em relação ao do 4T14 devido, basicamente, a adequação dos prazos de depreciação dos ativos dos complexos eólicos Atlântica, Macacos, Bio Coopcana, Bio Alvorada e do parque eólico Rosa dos Ventos, que ocorreu no 4T15.

A variação de 25,7% entre 2015 e 2014, também é explicada pelo efeito acima, bem como pela incorporação da DESA, pela entrada em operação de ativos ao longo dos últimos 12 meses e da reclassificação no valor de R\$ 8,0 milhões da rubrica de amortização do direito de exploração

Resultados 4T15 e 2015

pertencente ao grupo de despesas gerais e administrativas para os custos com depreciação e amortização. Este efeito decorre da finalização do laudo de aquisição de DESA no 3T15.

Despesas gerais e administrativas

As despesas gerais e administrativas somaram R\$ 44,4 milhões no 4T15, redução de 31,9% em relação as do 4T14.

Despesas gerais e administrativas (R\$ mil)

	4T15	4T14	4T15 vs 4T14	2015	2014	2015 vs 2014
Despesas com pessoal	(13.616)	(14.164)	-3,9%	(52.941)	(55.236)	-4,2%
Serviços de terceiros	(11.564)	(10.437)	10,8%	(38.669)	(39.651)	-2,5%
Outros	19.372	(14.545)	N/A	583	(24.532)	N/A
Subtotal	(5.808)	(39.146)	-85,2%	(91.027)	(119.419)	-23,8%
Depreciação & Amortização	(819)	(1.922)	-57,4%	(3.280)	(4.074)	-19,5%
Amortização do direito de exploração	(37.798)	(24.153)	56,5%	(157.308)	(125.833)	25,0%
Total das despesas G&A	(44.425)	(65.221)	-31,9%	(251.615)	(249.326)	0,9%

As principais variações estão relacionadas aos seguintes fatores:

- (i) Maiores despesas com serviço de terceiros que reflete, principalmente, os gastos ligados à tecnologia da informação;
- (ii) Decréscimo na linhas de outros devido, basicamente, ao reconhecimento do seguro contra danos materiais referente ao sinistro de Bio Pedra no valor de R\$ 16,2 milhões no 4T15 e baixas contábeis (sem efeito caixa) de R\$ 9,9 milhões, no 4T14, de projetos descontinuados e créditos/adiantamentos, cuja expectativa de recebimento pela Companhia sofreu alteração, efeito que não se repetiu no 4T15; e
- (iii) Aumento nas despesas com amortização do direito de exploração devido ao ágio ocasionado pela incorporação de DESA.

Na comparação do ano, as despesas gerais e administrativas totalizaram R\$ 251,6 milhões, estáveis em relação a 2014. As principais variações, entre linhas, são justificadas pelos seguintes itens:

- (i) Decréscimo na linha de serviços de terceiros em 2015 devido, principalmente, às despesas com a incorporação de DESA (serviços de consultoria, honorários advocatícios e etc.) no valor de R\$ 6,0 milhões ocorridas em 2014 e que não se repetiram em 2015, parcialmente compensadas pelos maiores custos de consultoria, projetos ambientais e, honorários advocatícios decorrentes da entrada dos ativos da DESA (12 meses de 2015 versus um trimestre em 2014);
- (ii) Decréscimo na linha de "Outros" explicado, basicamente, pelos seguintes efeitos não recorrentes:
 - a. Reconhecimento do seguro contra danos materiais no valor de R\$ 20,7 milhões referente à turbina de Bio Pedra (sinistro) em 2015, parcialmente compensado pela provisão para perda do imobilizado realizada no 2T15, no montante de R\$ 11,0 milhões, referente ao valor contábil depreciado da turbina da Bio Pedra;
 - b. Registro da provisão para contingências no valor de R\$ 8,2 milhões, referente ao processo de arbitragem de projeto eólico descontinuado no Rio Grande do Norte em 2015;

- c. Reversão da provisão no valor de R\$ 3,4 milhões relativa à descontinuidade de projeto de PCH; e
 - d. Baixas contábeis (sem efeito caixa) de R\$ 9,9 milhões no 4T14 de projetos descontinuados e créditos/adiantamentos, cuja expectativa de recebimento pela Companhia sofreu alteração.
- (iii) Maiores despesas com amortização de ágio devido às incorporações e entrada em operação dos ativos ocorridas nos últimos 12 meses, parcialmente compensadas pela reclassificação de R\$ 8,0 milhões para a rubrica de custos com depreciação e amortização devido à conclusão do laudo de aquisição de DESA.

Ebitda

No 4T15, a CPFL Renováveis registrou Ebitda de R\$ 372,0 milhões, com margem de 85,1%, representando acréscimo de 77,7% em relação ao do 4T14 (+ R\$ 162,7 milhões). Tal performance se deve, principalmente, ao reconhecimento do seguro da turbina de Bio Pedra (R\$ 46,4 milhões), a repactuação do risco hidrológico (GSF) (R\$ 26,3 milhões) e aos menores custos com GSF e compra de energia.

Em 2015, o Ebitda totalizou R\$ 1.001,4 milhões, 50,9% superior ao de 2014 (+ R\$ 337,8 milhões). Esse resultado foi influenciado, principalmente, pela maior receita líquida oriunda da incorporação de DESA, pela repactuação do risco hidrológico (GSF) (R\$ 26,3 milhões), pelos menores custos com compra de energia, parcialmente compensados pelos maiores custos com os ativos adicionados ao portfólio.

Desconsiderando os itens extraordinários, a Companhia apresentaria Ebitda ajustado de R\$ 336,5 milhões no 4T15, com margem de 76,9% ante um Ebitda ajustado de R\$ 213,4 milhões no 4T14, com margem de 57,8%. Os ajustes realizados são os seguintes:

- (i) Reconhecimento do seguro contra danos materiais da turbina de Bio Pedra no valor de R\$ 16,2 milhões no 4T15;
- (ii) Repactuação do risco hidrológico (GSF) no valor de R\$ 26,3 milhões;
- (iii) Gastos com GSF de R\$ 5,1 milhões no 4T15; e
- (iv) Compra de energia para suprir os contratos das PCHs que estão fora do MRE (R\$ 1,9 milhão) no 4T15.

No 4T14, os ajustes efetuados no Ebitda se referem aos gastos com GSF no valor de R\$ 31,1 milhões, o recebimento a título de reembolso de R\$ 29,0 milhões no 4T14 decorrente de acordo firmado com fornecedor de equipamento por conta de compra de energia realizada em períodos anteriores ocasionada pelos atrasos de obras e a compra energia para suprir os contratos das PCHs que estavam fora do MRE no montante de R\$ 1,9 milhão.

Em 2015, desconsiderando os itens extraordinários, a Companhia apresentaria Ebitda ajustado de R\$ 1.074,9 milhões, com margem de 71,7% ante um Ebitda ajustado de R\$ 810,5 milhões em 2014, com margem de 65,0%. Os ajustes realizados são os seguintes:

- (i) Gastos com GSF no valor R\$ 103,8 milhões em 2015;
- (ii) Repactuação do risco hidrológico (GSF) no valor de R\$ 26,3 milhões;
- (iii) Efeitos do sinistro ocorrido em Bio Pedra: R\$ 11,0 milhões decorrentes da provisão para perda do imobilizado no 2T15. Em contrapartida, houve o reconhecimento do seguro contra danos materiais no valor de R\$ 20,7 milhões em 2015; e

Resultados 4T15 e 2015

- (iv) Compra de energia para suprir os contratos das PCHs que estão fora do MRE (R\$ 5,8 milhões) em 2015.

Em 2014, os ajustes efetuados no Ebitda se referem: aos gastos com GSF de R\$ 89,4 milhões, a compra energia para suprir os contratos das PCHs que estavam fora do MRE no montante de R\$ 48,3 milhões, a compra de energia para suprir lastro do complexo eólico Atlântica no 1T14 devido à revisão do cronograma de obras (R\$ 26,4 milhões), a compra de energia no valor de R\$ 11,8 milhões para suprir o lastro do contrato de Bio Coopcana em virtude do sinistro ocorrido em maio de 2014 e o recebimento a título de reembolso de R\$ 29,0 milhões em 2014 decorrente de acordo firmado com fornecedor de equipamento por conta de compra de energia realizada em períodos anteriores ocasionada pelos atrasos de obras.

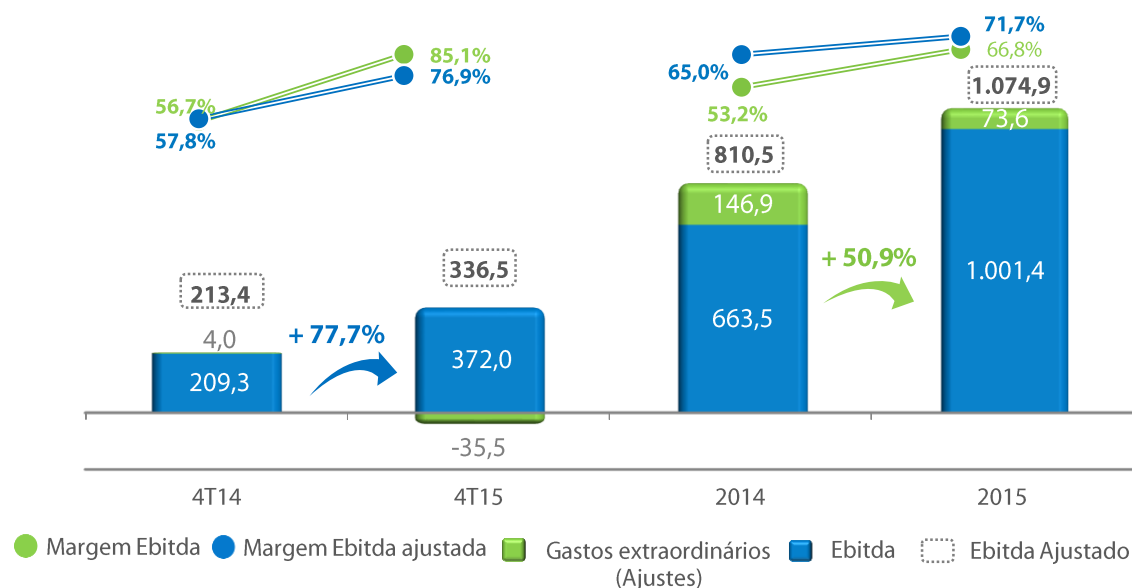
Os ajustes no Ebitda da Companhia consideram: (i) itens extraordinários ligados à condição hidrológica (GSF e PCH fora do MRE); (ii) a compra de energia relacionada às alterações nos cronogramas de obras; e (iii) eventuais ocorrências relevantes nos ativos da Companhia. Os ajustes relacionados aos itens extraordinários que afetaram o Ebitda da Companhia estão descritos na tabela abaixo:

Ebitda e Ebitda ajustado (R\$ mil)

	4T15	4T14	2015	2014
Ebitda	372.047	209.327	1.001.350	663.515
Itens ajustados	(35.506)	4.036	73.562	146.936
GSF Receita	1.396	6.700	25.575	16.700
GSF Custo	3.679	24.400	78.168	72.700
Repactuação GSF - Receita	(15.640)	-	(15.640)	-
Repactuação GSF - Custo	(10.610)	-	(10.610)	-
Compra de energia (Atlântica)	-	-	-	26.400
Recuperação do seguro de Bio Pedra (danos materiais)	(16.218)	-	(20.718)	-
Baixa do ativo imobilizado - Bio Pedra	32	-	11.032	-
Recebimento de acordo com fornecedor	-	(28.964)	-	(28.964)
Sinistro Bio Coopcana	-	-	-	11.800
Compra de energia (PCHs fora do MRE)	1.855	1.900	5.755	48.300
Ebitda ajustado	336.541	213.364	1.074.912	810.451

Resultados 4T15 e 2015

Evolução do Ebitda e do Ebitda ajustado (R\$ MM)



Resultado Financeiro

A CPFL Renováveis apresentou despesa financeira líquida de R\$ 124,0 milhões no 4T15, R\$ 12,0 milhões inferior à do 4T14 (R\$ 136,0 milhões). Em 2015, a despesa financeira líquida totalizou R\$ 460,3 milhões, R\$ 95,3 milhões superior a de 2014 (R\$ 365,0 milhões).

Resultado financeiro (R\$ mil)

	4T15	4T14	4T15 vs 4T14	2015	2014	2015 vs 2014
Receitas Financeiras	40.034	28.159	42,2%	139.080	98.991	40,5%
Receita de aplicação financeira	29.240	23.995	21,9%	115.639	87.131	32,7%
Outras receitas	10.794	4.164	159,2%	23.441	11.860	97,6%
Despesas Financeiras	(164.059)	(164.150)	-0,1%	(599.348)	(463.988)	29,2%
Juros de empréstimos e debentures	(194.622)	(117.477)	65,7%	(582.531)	(416.188)	40,0%
Juros capitalizados no imobilizado	12.069	(6.433)	N/A	32.485	4.235	667,1%
Outras despesas financeiras	18.494	(40.240)	N/A	(49.302)	(52.035)	-5,3%
Resultado Financeiro	(124.025)	(135.991)	-8,8%	(460.268)	(364.997)	26,1%

Vale destacar que o resultado financeiro foi impactado no 4T14 por efeitos não recorrentes no valor de R\$ 35,3 milhões, que serão explicados a seguir. Desconsiderando tais efeitos, a Companhia teria auferido uma despesa financeira líquida de R\$ 100,7 milhões no 4T14 e R\$ 329,7 milhões em 2014.

Resultados 4T15 e 2015

Resultado financeiro ajustado (R\$ mil)

	4T15	4T14	2015	2014
Resultado financeiro	(124.025)	(135.991)	(460.268)	(364.997)
Receita financeira não recorrente	0	(1.700)	0	(1.700)
Despesa financeira não recorrente	0	36.995	0	36.995
Resultado financeiro ajustado	(124.025)	(100.696)	(460.268)	(329.702)

Receitas financeiras

Em 31 de dezembro de 2015, as disponibilidades e aplicações financeiras da CPFL Renováveis somavam R\$ 1.268,5 milhões ante R\$ 1.081,9 milhões em 31 de dezembro de 2014. Tal aumento reflete as captações realizadas no período para fazer frente aos investimentos previstos para 2016.

No 4T15, as receitas financeiras totalizaram R\$ 40,0 milhões, montante R\$ 11,9 milhões superior as do 4T14 (R\$ 28,2 milhões). Esse acréscimo é explicado, principalmente, pelos seguintes fatores:

- (i) Acréscimo do CDI médio (13,18% a.a. no 4T15 versus 10,77% a.a. no 4T14);
- (ii) Maior saldo médio de caixa¹⁰ (R\$ 1.206,5 milhões no 4T15 versus R\$ 971,9 milhões no 4T14); e
- (iii) Efeito não recorrente do recebimento, no 4T14, de atualização monetária sobre adiantamento pela rescisão de contrato com fornecedor de equipamentos eólicos no valor de R\$ 1,7 milhão.

As receitas financeiras somaram R\$ 139,1 milhões em 2015, montante R\$ 40,1 milhões superior a 2014 (R\$ 99,0 milhões). Essa elevação é explicada, principalmente, pelos seguintes efeitos:

- (i) Acréscimo do CDI médio (14,14% a.a. em 2015 versus 10,96% a.a. em 2014);
- (ii) Maior saldo médio de caixa⁹ (R\$ 1.129,7 milhões em 2015 comparado a R\$ 895,0 milhões em 2014); e
- (iii) Efeito não recorrente do recebimento, no 4T14, de atualização monetária sobre a devolução do adiantamento pela rescisão de contrato com fornecedor de equipamentos eólicos no valor de R\$ 1,7 milhão.

Despesas financeiras

As despesas financeiras somaram R\$ 164,1 milhões no 4T15, estáveis em relação as do 4T14 (R\$ 164,2 milhões). Em 2015, as despesas financeiras totalizaram R\$ 599,3 milhões, com elevação de 29,2% em relação as de 2014 (R\$ 463,9 milhões) explicadas pelos seguintes fatores:

- (i) Aumento do CDI médio entre os períodos: 13,18% a.a. no 4T15 versus 10,77% a.a. no 4T14 e 14,14% a.a. em 2015 versus 10,96% a.a. em 2014;
- (ii) Aumento da TJLP entre os períodos: 7,0% a.a. no 4T15 versus 5,0% a.a. no 4T14;
- (iii) Efeito não recorrente da reversão dos juros capitalizados do complexo eólico Atlântica ocorrida no 4T14 decorrente da revisão da entrada em operação desse Complexo de R\$ 17,2 milhões (sem efeito no caixa). Efeito esse que não se repetiu no 4T15;
- (iv) Efeito não recorrente referente ao registro de ajuste a valor presente no valor de R\$ 19,8 milhões (sem efeito no caixa) devido à aprovação do novo plano de recuperação judicial de Baldin Bioenergia S.A. no 4T14, e que não se repetiu no 4T15; e

¹⁰ Saldo médio diário

- (v) Despesas financeiras do parque eólico Morro dos Ventos II concluído em 2015, dado que antes da entrada em operação os juros eram 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 adotaram o regime de tributação com base no lucro real em função de ultrapassarem o limite de faturamento exigido por lei para enquadramento no lucro presumido, que é de R\$ 78 milhões desde janeiro de 2014.

As despesas com imposto de renda e contribuição social totalizaram R\$ 22,0 milhões no 4T15, aumento de 19,5% em relação as do 4T14. No acumulado de 2015, as despesas com imposto de renda e contribuição social totalizaram R\$ 49,2 milhões, aumento de 46,3% em relação as de 2014. O aumento é devido, principalmente, pelas maiores receitas de geração e entrada de novas capacidades.

Resultado líquido

A CPFL Renováveis registrou lucro líquido de R\$ 82,6 milhões no 4T15 ante a um prejuízo de R\$ 65,2 milhões no 4T14. Em 2015, foi registrado prejuízo de R\$ 48,7 milhões contra um prejuízo de R\$ 167,4 milhões em 2014. O resultado líquido da Companhia reflete o melhor desempenho em função do crescimento do portfólio, otimização de custos e despesas e, em contrapartida, a maior despesa financeira líquida - consequência do cenário macroeconômico desfavorável e das novas dívidas oriundas das incorporações dos últimos 12 meses.

Desconsiderando os gastos extraordinários, a Companhia teria apresentado os seguintes resultados:

- i) Lucro líquido de R\$ 47,1 milhões no 4T15 ante um prejuízo de R\$ 25,9 milhões no 4T14 (sem considerar eventuais efeitos de impostos); e
- ii) Lucro líquido de R\$ 24,8 milhões em 2015 ante um lucro líquido de R\$ 14,9 milhões em 2014 (sem considerar eventuais efeitos de impostos).

Resultados 4T15 e 2015

Os efeitos não recorrentes que afetaram o resultado da Companhia estão na tabela abaixo:

	4T15	4T14	2015	2014
Resultado líquido	82.643	(65.243)	(48.717)	(167.361)
Ajustes Ebitda	(35.506)	4.036	73.562	146.936
Ajustes Resultado Financeiro	0	35.295	0	35.295
Resultado líquido ajustado	47.137	(25.912)	24.845	14.870

Investimentos

A CPFL Renováveis investiu R\$ 482,0 milhões em 2015 ante R\$ 204,8 milhões em 2014. Os investimentos foram direcionados basicamente aos projetos detalhados abaixo:

Projeto	Localização	Entrada em operação	Potencia Total (MW)	Garantia Física (MWm)
Complexo eólico Campo dos Ventos ¹	RN	2T16	115,5	68,3
Complexo eólico São Benedito ²	RN	2T16	115,5	60,9
PCH Mata Velha	MG	1S16	24,0	13,1
Complexo eólico Pedra Cheirosa ³	CE	1S18	48,3	26,1
PCH Boa Vista	MG	1T20	26,5	14,8

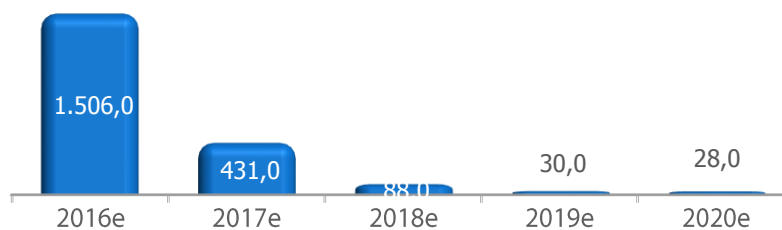
¹ São Domingos, Ventos de São Martinho e Campo dos Ventos I, III e V.

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

³ Pedra Cheirosa I e II.

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

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



Endividamento

A Companhia encerrou 2015 com endividamento total de R\$ 6.021,1 milhões, montante 6,6% superior a 2014 (R\$ 5.649,5 milhões). Sem considerar os empréstimos ponte (que serão quitados com as captações de dívida de longo prazo), as dívidas da Companhia apresentaram prazo médio de 5,0 anos e custo médio nominal de 10,86% a.a. (76,8% do CDI de 31 de dezembro de 2015).

Às 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 complexos eólicos São Benedito e Campo dos Ventos, PCH Mata Velha e Morro dos Ventos II. Dessa forma, nos últimos 12 meses, a Companhia realizou captações de R\$ 1.042,4 milhões, sendo as principais:

- (i) R\$ 296,0 milhões referente a 3ª emissão de Debêntures da CPFL Renováveis, emitidas junto ao Banco do Brasil ao custo de 117,25% CDI;
- (ii) R\$ 277,2 milhões referente a 1ª emissão de Debêntures da Turbina 16, emitidas junto ao Banco do Brasil ao custo de 112,75% CDI;
- (iii) R\$ 270,6 milhões referente ao financiamento de longo prazo dos Complexos eólicos São Benedito e Campo dos Ventos junto ao BNDES ao custo de TJLP + 2,75% a.a.;
- (iv) R\$ 75,7 milhões referentes ao financiamento de longo prazo da controlada Morro dos Ventos II junto ao BNDES ao custo de TJLP + 2,14% a.a.;
- (v) R\$ 50,0 milhões referente a emissão de Notas Promissórias da Mata Velha, emitida junto ao Banco Votorantim, ao custo de CDI + 0,70% a.a.;
- (vi) R\$ 42,0 milhões referente a 1ª emissão de Debêntures da Campo dos Ventos V, emitidas junto ao Banco do Brasil ao custo de 112,75% CDI; e
- (vii) R\$ 30,8 milhões referente a 1ª emissão de Debêntures da Santa Úrsula, emitidas junto ao Banco do Brasil ao custo de 112,75% CDI.

Destacamos as principais amortizações ocorridas nos últimos 12 meses:

- (i) R\$ 132,0 milhões referentes à quitação da 2ª emissão de Debêntures da WF2 (incorporada pela CPFL Renováveis);
- (ii) R\$ 51,3 milhões referentes à quitação do empréstimo ponte do parque eólico Morro dos Ventos II emitido junto ao BNDES;
- (iii) R\$ 50,0 milhões referentes à quitação do empréstimo ponte de Mata Velha;
- (iv) R\$ 38,0 milhões referentes à amortização das debêntures da SIIF;
- (v) R\$ 32,0 milhões referentes ao resgate das ações preferenciais da T-15 Energia;
- (vi) R\$ 30,0 milhões referentes à quitação da 1ª emissão de Debêntures da WF2 (incorporada pela CPFL Renováveis);
- (vii) R\$ 21,5 milhões referentes à amortização da 1ª emissão de Debêntures da CPFL Renováveis;
- (viii) R\$ 21,0 milhões referente à amortização do empréstimo de Bons Ventos emitido junto ao BNDES;
- (ix) R\$ 8,9 milhões referente à amortização do empréstimo de Bons Ventos emitido junto ao NIB;
- (x) R\$ 8,7 milhões referentes à amortização das Debêntures da PCH Holding 2;
- (xi) R\$ 8,5 milhões referente à amortização referente à amortização do empréstimo de Santa Luzia emitido junto ao BNDES; e
- (xii) R\$ 271,9 milhões referentes à amortização de outros empréstimos.

Resultados 4T15 e 2015

O endividamento líquido consolidado totalizou R\$ 4.752,5 milhões em 2015, montante 4,0% superior a 2014, devido, principalmente, às captações realizadas no período.

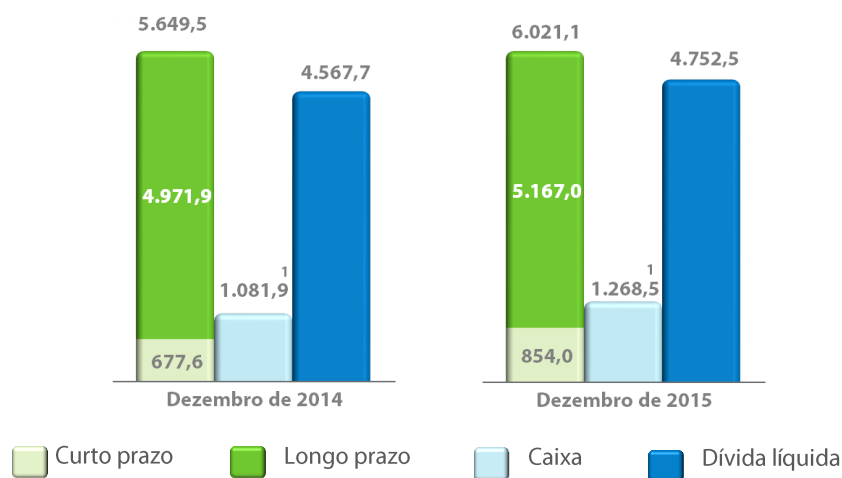
Financiamento do BNDES para os projetos no mercado livre (ACL)

No 4T15 a Companhia assinou o seu primeiro contrato de financiamento junto ao Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) para projetos no mercado livre (ACL). A Companhia usou como garantia para a operação o contrato de venda de energia para a CPFL Brasil, líder na comercialização de energia para clientes incentivados.

Os contratos de financiamento são para os Complexos Eólicos Campo dos Ventos e São Benedito, localizados no Rio Grande do Norte. Juntos, os parques somam 231 MW de capacidade instalada e estão previstos para iniciar operação comercial a partir de abril, com conclusão em novembro de 2016. Ao término das obras, a capacidade da CPFL Renováveis será ampliada em aproximadamente 13%, passando dos atuais 1,8 GW para 2,0 GW.

Do montante total aprovado pela diretoria do BNDES no valor de R\$ 764,1 milhões, R\$ 270,6 milhões já foram desembolsados e o saldo remanescente será desembolsado de acordo com o cronograma físico das obras. O financiamento tem prazo de 16 anos.

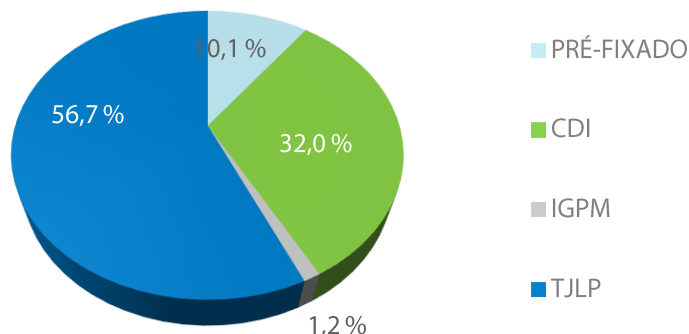
Endividamento (R\$MM)



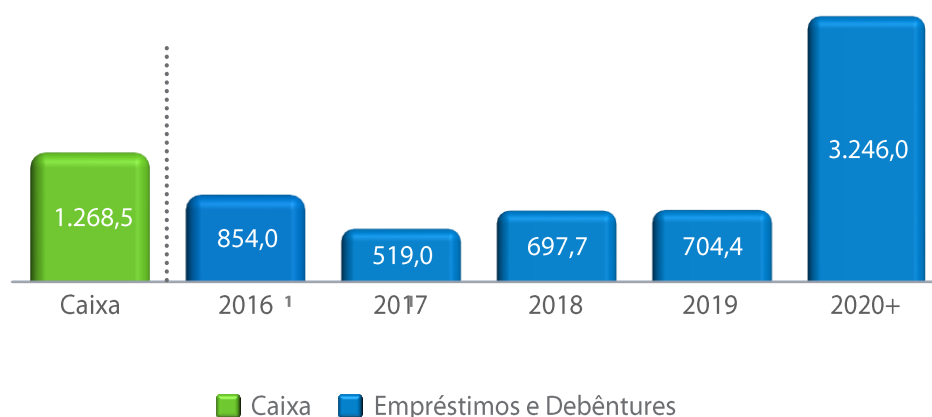
1) O saldo de caixa considera a conta reserva (aplicações vinculadas) de R\$ 373,4 milhões no 4T15 (R\$ 248,1 milhões no 4T14).

Resultados 4T15 e 2015

Dívida por indexador – dezembro de 2015



Cronograma de amortização da dívida – dezembro de 2015

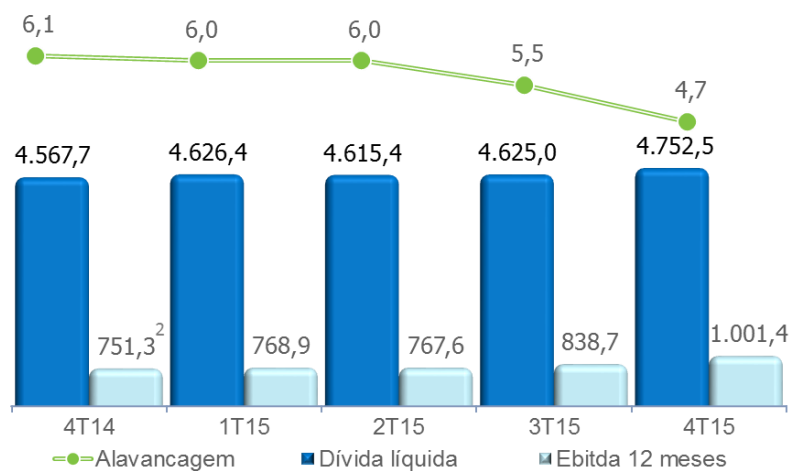


(1) Considera encargos financeiros no valor de R\$ 42,0 milhões em 2016 e de R\$ 16,0 milhões em 2017

É importante reforçar que a Companhia, de acordo com a natureza de seu negócio, possui um portfólio relevante de usinas que recentemente entraram em operação, para o qual foi contraído um montante significativo em dívidas sem a contrapartida de Ebitda, que está sendo gerado a partir do início de operação das referidas usinas.

Divida líquida/Ebitda (R\$MM)¹

Resultados 4T15 e 2015



1) O saldo de caixa considera a conta reserva (aplicações vinculadas) de R\$ 373,4 milhões no 4T15 (R\$ 248,1 milhões no 4T14).

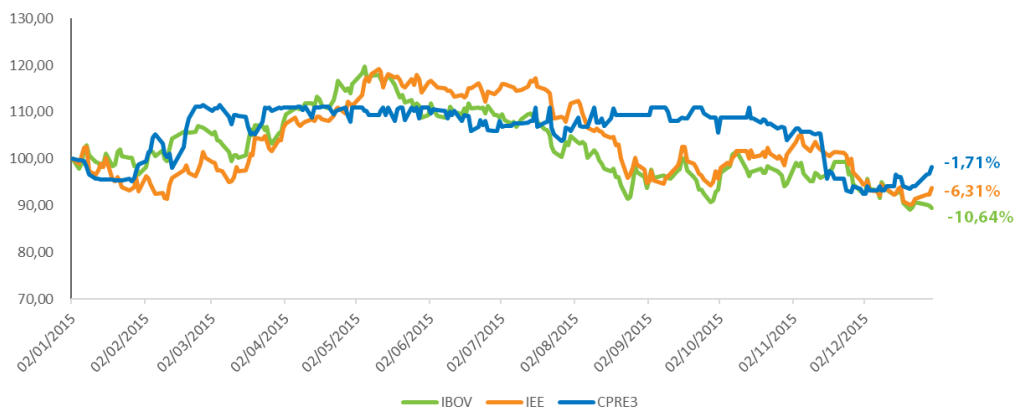
2) No 4T14, o Ebitda utilizado considera o Ebitda de empresas adquiridas para os últimos 12 meses, independente da data de aquisição.

Resultados 4T15 e 2015

Mercado de capitais

As ações da CPRE3 apresentaram desvalorização de 1,71% nos últimos 12 meses até o fechamento do pregão de 31 de dezembro de 2015, quando encerrou cotada à R\$ 11,50. Neste mesmo período o índice Bovespa (IBOV) se desvalorizou 10,64%. Já o índice de Energia Elétrica (IEE) apresentou queda de 6,31%.

Desempenho dos últimos 12 meses até 30/12/2015 – base 100 em 02/01/2015



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.

Resultados 4T15 e 2015

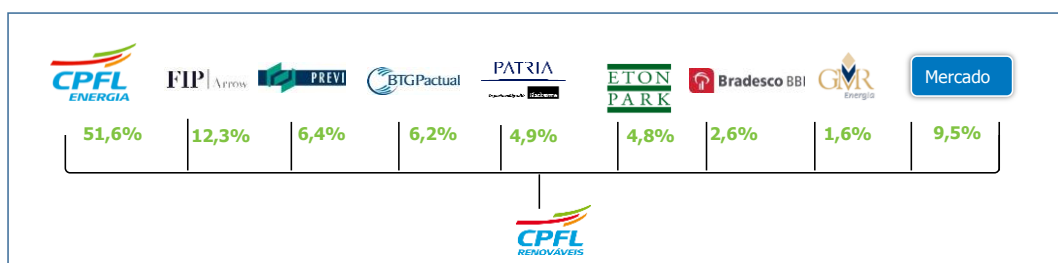
A CPFL Renováveis também possui Conselho Fiscal em permanente funcionamento, que é composto por três membros efetivos, com mandato até a Assembleia Geral Ordinária seguinte à de sua eleição, podendo ser reeleitos.

A Diretoria Executiva é formada por seis 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.

Estrutura societária

Abaixo a demonstração da estrutura societária atual da Companhia:



(1) Via CPFL Geração

Resultados 4T15 e 2015



Contatos	Teleconferência	CPRE3
Andre Dorf Diretor Presidente	Teleconferência / webcast	Cotação de fechamento em 16/03/2016: R\$ 12,80
Gustavo Henrique Santos de Sousa Diretor Financeiro e de Relações com Investidores	Data: 17 de março de 2016	Valor de Mercado:
Flávia de Lima Carvalho Superintendente de Relações com Investidores	Horário: 10h00 (Horário de Brasília) 09h00 a.m (Eastern time)	Reais: R\$ 6,4 bilhões
Luciana Silvestre Fonseca Analista de Relações com Investidores	Teleconferência em Português com tradução simultânea para o Inglês.	Dolar: USD: 1,7 bilhão
Lais Helena Lobão Analista de Relações com Investidores	Telefones para conexão: Brasil: (+55)11 3193-1001 EUA: +1 888 700 0802 Mundo: +1 786 924-6977	
E-mail: ri@cpflrenovaveis.com.br Telefone: 11- 3157-9312	Senha: CPFL Renovaveis	
Assessoria de Imprensa RP1 Comunicação Empresarial E-mail: marianacesena@rp1.com.br Telefone: 11-5501-4655		

Resultados 4T15 e 2015

Anexos – ativos em operação

Projetos	Município	UF	Capacidade (MW)	Garantia Física (MWm)	Preço (R\$/MWh) dez/15	Tipo de contrato	
Eólico							
Complexo eólico Atlântica	Atlântica I	Palmares do Sul	RS	30,0	13,1	191,5	LFA 2010
	Atlântica II	Palmares do Sul	RS	30,0	12,9	191,5	LFA 2010
	Atlântica IV	Palmares do Sul	RS	30,0	13,0	191,5	LFA 2010
	Atlântica V	Palmares do Sul	RS	30,0	13,7	191,5	LFA 2010
	Foz do Rio Choró	Beberibe	CE	25,2	7,4	400,7	Proinfa
Complexo eólico SIFF	Icaraizinho	Amontada	CE	54,6	22,1	344,8	Proinfa
	Paracuru	Paracuru	CE	25,2	12,6	339,8	Proinfa
	Praia Formosa	Camocim	CE	105,0	28,8	389,1	Proinfa
Complexo eólico Santa Clara	Santa Clara I	Parazinho	RN	30,0	13,7	214,3	LER 2009
	Santa Clara II	Parazinho	RN	30,0	12,7	214,3	LER 2009
	Santa Clara III	Parazinho	RN	30,0	12,5	214,3	LER 2009
	Santa Clara IV	Parazinho	RN	30,0	12,3	214,3	LER 2009
	Santa Clara V	Parazinho	RN	30,0	12,4	214,3	LER 2009
	Santa Clara VI	Parazinho	RN	30,0	12,2	214,3	LER 2009
	EURUS VI	Parazinho	RN	8,0	3,1	214,3	LER 2009
Complexo eólico Macacos I	Macacos	João Camara	RN	20,7	9,8	192,9	LFA
	Juremas	João Camara	RN	16,1	7,6	192,9	LFA
	Pedra Preta	João Camara	RN	20,7	10,3	185,0	LFA
	Costa Branca	João Camara	RN	20,7	9,8	185,0	LFA
Complexo eólico Bons Ventos	Bons Ventos	Aracati	CE	50,4	16,4	383,8	Proinfa
	Taíba Albatroz	Taíba	CE	16,8	6,7	349,7	Proinfa
	Canoa Quebrada	Aracati	CE	58,8	24,1	351,7	Proinfa
	Enacel	Aracati	CE	31,5	10,2	394,9	Proinfa
Complexo eólico Rosa dos Ventos	Campo dos Ventos II	João Câmara	RN	30,0	15,0	176,3	LER 2010
	Canoa Quebrada - RV	Aracati	CE	10,5	3,3	385,3	Proinfa
	Lagoa do Mato - RV	Aracati	CE	3,2	1,4	339,8	Proinfa
	Morro dos Ventos I	João Câmara	RN	28,8	13,5	215,8	LER 2009
Complexo eólico Morro dos Ventos	Morro dos Ventos III	João Câmara	RN	28,8	13,9	215,7	LER 2009
	Morro dos Ventos IV	João Câmara	RN	28,8	13,7	215,7	LER 2009
	Morro dos Ventos VI	João Câmara	RN	28,8	13,1	215,8	LER 2009
	Morro dos Ventos IX	João Câmara	RN	30,0	14,3	215,7	LER 2009
	Eurus I	Parazinho	RN	30,0	15,5	173,6	LER 2010
Complexo eólico Eurus	Eurus III	Parazinho	RN	30,0	16,1	173,6	LER 2010
	Morro dos Ventos II	João Câmara	RN	29,2	15,3	133,2	LEN 2011
Subtotal Eólico			1.031,8	432,5	249,7		
Biomassa							
Alvorada	Araporã	PR	50,0	18,0	161,0	ACL	
Baia Formosa	Baía Formosa	RN	40,0	11,0	236,9	ACR	
Bio Buriti	Buritizal	SP	50,0	21,0	202,8	ACL	
Bio Energia	Pirassununga	SP	45,0	11,9	203,7	ACL	
Bio Ipê	Nova Independência	SP	25,0	8,2	202,8	ACL	
Bio Pedra	Serrana	SP	70,0	24,4	194,6	LER 2010	
Coopcana	São Carlos do Ivaí	MG	50,0	18,0	161,0	ACL	
Ester	Cosmópolis	SP	40,0	11,2	185,5	LFA 2007 / ACL	
Subtotal Biomassa			370,0	123,7	190,6		

Resultados 4T15 e 2015

Projetos	Município	UF	Capacidade (MW)	Garantia Física (MWm)	Preço (R\$/MWh) dez/15	Tipo de contrato
PCH						
Alto Irani	Arvoredo	SC	21,0	12,4	226,4	Proinfa
Americana	Americana	SP	30,0	5,9	228,2	ACL
Andorinhas	Bozano	RS	0,5	0,4	208,7	ACL
Arvoredo	Arvoredo e Xanxerê	SC	13,0	7,4	217,5	LFA
Barra da Paciência	Açucena e Gonzaga	MG	23,0	14,9	212,9	ACL
Buritiz	Buritizal	SP	0,8	0,4	228,2	ACL
Capão Preto	São Carlos	SP	4,3	2,2	228,2	ACL
Chibarro	Araraquara	SP	2,6	1,5	228,2	ACL
Cocais Grande	Antonio Dias	MG	10,0	4,6	226,4	Proinfa
Corrente Grande	Açucena e Gonzaga	MG	14,0	8,5	212,9	ACL
Diamante	Nortelândia	MT	4,2	1,6	208,7	ACL
Dourados	Nuporanga	SP	10,8	5,7	228,2	ACL
Eloy Chaves	Espirito Santo do Pinhal	SP	18,8	11,0	228,2	ACL
Esmeril	Patrocínio Paulista	SP	5,0	2,9	228,2	ACL
Figueirópolis	Gavião Peixoto	MT	19,4	12,6	220,7	Proinfa
Gavião Peixoto	Guaporé	SP	4,8	3,6	228,2	ACL
Guaporé	Pedreira	RS	0,7	0,4	208,7	ACL
Jaguari	Macatuba	SP	11,8	4,5	228,2	ACL
Lençóis	São Carlos	SP	1,7	1,0	228,2	ACL
Ludesa	Delfim Moreira	SC	30,0	21,2	224,0	Proinfa / ACL
Monjolinho	Frei Inocêncio e Mathias Lobato	SP	0,6	0,1	187,0	ACL
Ninho da Águia	Espirito Santo do Pinhal	MG	10,0	6,5	212,9	ACL
Novo Horizonte	Roque Gonzales	PR	23,0	10,4	150,0	ACL
Paioi	Xavantina	MG	20,0	10,5	212,9	ACL
Pinhal	Muitos Capões	SP	6,8	3,7	228,2	ACL
Pirapó	Tangará	RS	0,8	0,6	208,7	ACL
Plano Alto	Campinas	SC	16,0	9,3	226,4	Proinfa
Saltinho	São Domingos e Ipuaçú	RS	0,8	0,7	208,7	ACL
Salto Góes	São Carlos	SC	20,0	11,1	205,9	LFA
Salto Grande	São Gonçalo do Rio Abaixo	SP	4,6	2,6	228,2	ACL
Santa Luzia	Guará	SC	28,5	18,4	222,6	LFA 2007 / ACL
Santana	Socorro	SP	4,3	2,6	228,2	ACL
São Gonçalo	Torrinha	MG	11,0	7,2	212,9	ACL
São Joaquim	Chalé e São José do Mantimento	SP	8,1	5,1	228,2	ACL
Socorro	Conceição de Ipanema	SP	1,0	0,3	228,2	ACL
Três Saltos	Ipuaçú	SP	0,6	0,4	228,2	ACL
Varginha	Indiavaí	MG	9,0	5,4	217,5	LFA 2007
Várzea Alegre	Campina Grande do Sul	MG	7,5	4,9	212,9	ACL
Subtotal PCH			399,0	222,4	217,4	
Solar						
Tanquinho	Campinas	SP	1,1	0,2	194,7	ACL
Subtotal Solar			1,1	0,2	194,7	
TOTAL			1.801,9	778,8	231,4	

Resultados 4T15 e 2015

Anexos – ativos em construção

Project	State	Installed Capacity (MW)	Physical guarantee (MWm)	Preço (R\$/MWh) dec/15	PPA	
Wind						
Campo dos Ventos Complex	Campo dos Ventos I	RN	25,2	13,6	166,6	ACL
	Campo dos Ventos III	RN	25,2	13,4	166,6	ACL
	Campo dos Ventos V	RN	25,2	13,1	166,6	ACL
	São Domingos	RN	25,2	14,1	166,6	ACL
	Ventos de São Martinho	RN	14,7	14,1	166,6	ACL
São Benedito Complex	São Benedito	RN	29,4	14,8	166,6	ACL
	Vento de Santo Dimas	RN	29,4	16,6	166,6	ACL
	Vento de Santa Mônica	RN	29,4	14,9	166,6	ACL
	Ventos de Santa Úrsula	RN	27,3	14,6	166,6	ACL
Pedra Cheirosa Complex	Pedra Cheirosa I	CE	25,2	13,6	133,0	18º LEN 2014 (A-5)
	Pedra Cheirosa II	CE	23,1	12,5	133,0	18º LEN 2014 (A-5)
Subtotal Wind			279,3	155,3	148,9	
SHPP						
Mata Velha	MG	24,0	13,1	143,3	16º LEN 2013 (A-5)	
Boa Vista II	MG	26,5	14,8	207,6*	21º LEN 2015 (A-5)	
Subtotal SHPP			50,5	27,9	177,4	
TOTAL			329,8	183,2	141,0	
Projetos	UF	Capacidade (MW)	Garantia física (MWm)	Preço (R\$/MWh) dez/15	Tipo de contrato	
Eólico						
Complexo Campo dos Ventos	Campo dos Ventos I	RN	25,2	13,6	166,6	ACL
	Campo dos Ventos III	RN	25,2	13,4	166,6	ACL
	Campo dos Ventos V	RN	25,2	13,1	166,6	ACL
	São Domingos	RN	25,2	14,1	166,6	ACL
	Ventos de São Martinho	RN	14,7	14,1	166,6	ACL
Complexo São Benedito	São Benedito	RN	29,4	14,8	166,6	ACL
	Vento de Santo Dimas	RN	29,4	16,6	166,6	ACL
	Vento de Santa Mônica	RN	29,4	14,9	166,6	ACL
	Ventos de Santa Úrsula	RN	27,3	14,6	166,6	ACL
Complexo Pedra Cheirosa	Pedra Cheirosa I	CE	25,2	13,6	133,0	18º LEN 2014 (A-5)
	Pedra Cheirosa II	CE	23,1	12,5	133,0	18º LEN 2014 (A-5)
Subtotal EOL			279,3	155,2	161,0	
PCH						
Mata Velha	MG	24,0	13,1	143,3	16º LEN 2013 (A-5)	
Boa Vista II	MG	26,5	14,8	207,6*	21º LEN 2015 (A-5)	
Subtotal PCH			50,5	27,9	177,4	
TOTAL			329,8	183,1	163,5	

* A energia desse projeto foi vendida no leilão A-5 realizado em abril/2015

*A energia desse projeto foi vendida no leilão A-5 realizado em abril/2015.