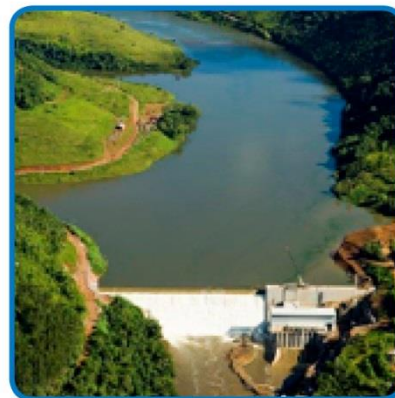
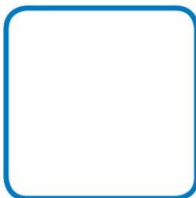


# Resultados 1T15



# Resultados 1T15

## Índice

<b>Mensagem do Presidente</b> .....	3
<b>Portfólio em operação</b> .....	5
<b>Portfólio contratado</b> .....	6
<b>Condições gerais de geração</b> .....	7
Fonte eólica.....	7
Fonte hídrica.....	8
Fonte biomassa .....	9
<b>Produção de energia</b> .....	10
<b>Desempenho econômico e financeiro</b> .....	13
Receita líquida.....	13
Custos e despesas operacionais .....	14
Despesas gerais e administrativas .....	16
EBITDA.....	16
Resultado Financeiro.....	18
Imposto de renda e contribuição social .....	19
Resultado líquido.....	19
Investimentos .....	20
Endividamento.....	20
<b>Mercado de capitais</b> .....	23
<b>Governança Corporativa</b> .....	23
<b>Estrutura societária</b> .....	24
<b>Anexos – ativos em operação</b> .....	26
<b>Anexos – ativos em construção</b> .....	28

# Resultados 1T15

## Mensagem do Presidente

*“O resultado econômico e financeiro do 1T15 reflete a evolução do portfólio de ativos em operação da Companhia, bem como o crescimento do volume de energia gerado no período – nossa capacidade instalada cresceu 25% e atingiu 1.772,7 MW no 1T15. Por outro lado, sofremos impacto das condições hidrológicas desfavoráveis nos três primeiros meses do ano (GSF), período em que nossos resultados são sazonalmente menores do que nos demais trimestres em função da entressafra das usinas movidas à biomassa e da temporada de ventos de menor velocidade em nossos parques eólicos. Assim, temos atuado com disciplina na gestão dos custos e despesas gerenciáveis, o que contribuiu para o crescimento de 21% do EBITDA ajustado em relação ao 1T14. O início de 2015 foi marcado, ainda, por importantes realizações ligadas à estratégia de longo prazo da CPFL Renováveis. Concluímos as obras do parque eólico de Morro dos Ventos com 8 meses de antecedência e vendemos energia proveniente da PCH Boa Vista II, com 26,5 MW de capacidade, no leilão A-5 realizado ao final de abril.”*

*Andre Dorf*  
Diretor Presidente

# Resultados 1T15

São Paulo, 07 de maio de 2015 – A CPFL Energias Renováveis S.A. anunciou hoje os resultados referentes ao 1T15. 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 trimestre

- i. Capacidade em operação da Companhia atingiu 1.772,7 MW (+25,1% versus 1T14) distribuída em 80 usinas;
- ii. A receita líquida atingiu R\$ 364,4 milhões no 1T15 (+26,1% versus 1T14);
- iii. O EBITDA totalizou R\$ 177,6 milhões no 1T15 (+48,9% versus 1T14). Desconsiderando os itens extraordinários, o EBITDA teria alcançado R\$ 231,9 milhões no 1T15, com margem ebitda ajustada de 63,6% no 1T15;
- iv. Investimentos de R\$ 146,7 milhões direcionados aos projetos em construção no 1T15;
- v. Enquadramento junto ao BNDES dos financiamentos de longo prazo para os complexos eólicos São Benedito e Campo dos Ventos; e
- vi. Situação de liquidez financeira adequada ao perfil da Companhia, com saldo de caixa de R\$ 1.005,3 milhão em março de 2015.

## Eventos subsequentes

- vii. Antecipação da entrada em operação comercial do parque eólico Morro dos Ventos (29,2 MW) - 16 de abril de 2015. Desde então, a energia gerada por este parque vem sendo injetada no sistema e vendida no mercado de curto prazo até o início do contrato de venda de energia do leilão A-5 de 2011, que passa a vigorar a partir de janeiro de 2016. Com isto, a capacidade em operação da Companhia passou para 1.801,9 MW, distribuída em 81 usinas; e
- viii. Comercialização no 21º Leilão de Energia A-5, realizado no dia 30 de abril de 2015, de 14,0 MW médios de energia da PCH Boa Vista II, localizada em Minas Gerais, com 26,5 MW de capacidade. A vigência dos contratos será de 30 anos, com início de suprimento de energia em 01 de janeiro de 2020.

# Resultados 1T15

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

	1T15	1T14	1T15 vs 1T14
<b>Demonstrativo de Resultados</b>			
Receita Líquida	364.415	288.908	26,1%
EBITDA <sup>(1)</sup>	177.562	119.273	48,9%
Margem EBITDA	48,7%	41,3%	7,4.p
Resultado líquido	(64.645)	(54.325)	N.A.
<b>Investimentos</b>	<b>146.654</b>	<b>31.351</b>	<b>367,8%</b>
<b>Indicadores Operacionais</b>			
Número de funcionários	367	327	12,2%
Capacidade em operação (MW)	1.773	1.417	25,1%
# usinas/ parques em operação	80	66	21,2%
Energia contratada (MWh médios) <sup>(2)</sup>	781	606	28,9%

(1) O 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

Ao final do 1T15, o parque gerador da CPFL Renováveis atingiu 1.772,7 MW de capacidade em operação nas quatro fontes de energia renovável em que a Companhia atua. Em relação ao 1T14, o crescimento foi de 25,1%, devido aos seguintes fatores:

- i. Conclusão das obras do complexo eólico Macacos I, com 78,2 MW de capacidade no Rio Grande do Norte - em maio de 2014. O complexo estava apto a operar desde o dia 01 de maio de 2014 e, de acordo com as regras do Leilão de Fontes Alternativas (LFA) 2010, passou a ter direito à receita correspondente à geração desde tal data. Entretanto, em dezembro de 2014, a ANEEL por meio dos despachos nºs 4.656, 4.706 e 4.766 autorizou a entrada em operação comercial dos parques eólicos desse Complexo; e
- ii. Conclusão da associação com a DESA: incorporação de 277,6 MW em capacidade em operação – setembro de 2014, com eficácia a partir de outubro de 2014.

No encerramento do 1T15, a capacidade da Companhia estava distribuída da seguinte forma:

Fonte	Capacidade em operação (MW)	Número de usinas e parques
Pequenas centrais hidrelétricas	399,0	38
Parques eólicos	1.002,6	33
Usinas de biomassa	370,0	8
Usina solar	1,1	1
<b>Total em operação</b>	<b>1.772,7</b>	<b>80</b>

# Resultados 1T15

Em 16 de abril de 2015 houve a entrada em operação comercial do parque eólico Morro dos Ventos com a capacidade de 29,2 MW contribuindo para o crescimento do parque gerador da companhia que atualmente é demonstrado conforme tabela abaixo:

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

## Portfólio contratado: projetos em andamento

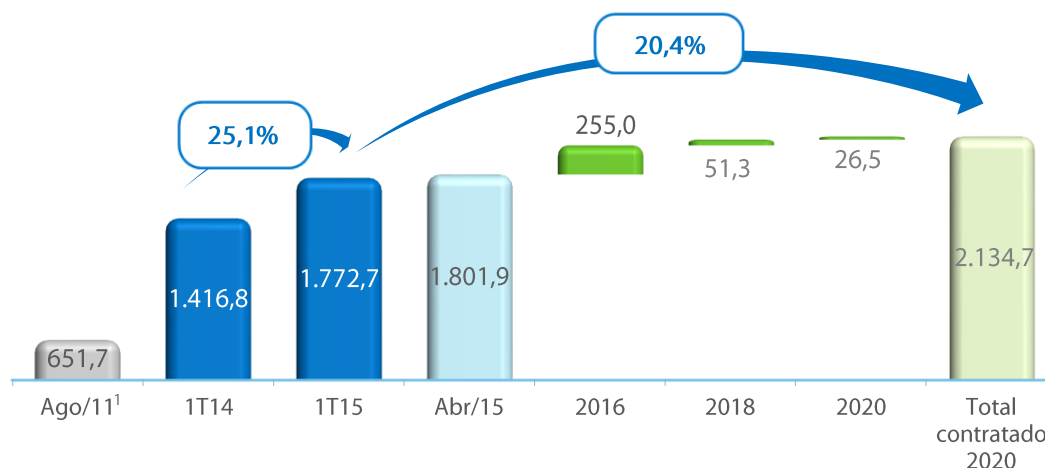
A Companhia possui atualmente 4 projetos em construção, que adicionarão um total de 332,8 MW de capacidade nos próximos 5 anos:

Projeto	Fonte	U.F.	Município	Capacidade (MW)	Entrada em operação
Complexos eólicos Campo dos Ventos e São Benedito	EOL	RN	João Câmara	231,0 <sup>1</sup>	2016 <sup>2</sup>
PCH Mata Velha	PCH	MG	Unaí	24,0	2016 <sup>3</sup>
Complexo eólico Pedra Cheirosa	EOL	CE	Itarema	51,3	2018 <sup>4</sup>
PCH Boa Vista II	PCH	MG	Varginha	26,5	2020 <sup>5</sup>
<b>Total em andamento</b>				<b>332,8</b>	

- (1) A redução na potência a ser instalada nos parques, de 254 MW para 231 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.
- (2) Entrada em operação gradual a partir do 2T16.
- (3) Com a antecipação da obra foi celebrado um contrato bilateral (Mercado livre) entre abril de 2016 e 2018, quando iniciará a vigência do LEN 2013.
- (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.

# Resultados 1T15

## Evolução do portfólio contratado até 2018



(1) Criação da CPFL Renováveis

Além dos projetos em operação e aqueles em andamento, a Companhia possui um *pipeline* de projetos em desenvolvimento, que soma cerca de 3,2 GW.

## Condições gerais de geração

### Fonte eólica

Nos últimos anos a geração de energia a partir da fonte eólica tem apresentado crescimento expressivo no Brasil. A capacidade instalada dos parques eólicos no País alcançou aproximadamente 6,4 GW ao final de março de 2015 e estava distribuída em 255 parques eólicos.

A geração dos parques eólicos oscila em função da velocidade média dos ventos. Nas regiões Nordeste e Sul do Brasil, a menor velocidade média dos ventos faz com que os parques eólicos apresentem menores volumes de geração no 1º e 2º trimestres do ano quando comparados aos do 3º e 4º trimestres. Observa-se o mesmo efeito sazonal em suas receitas, já que o reconhecimento das receitas das usinas eólicas segue a geração efetiva dessas usinas.

Vale observar que cada parque eólico tem seu fator de capacidade certificado, que considera principalmente as características do vento medido na região e do projeto propriamente dito. O volume de energia que pode ser negociado nos projetos eólicos depende do fator de capacidade certificado para referido projeto. Além disso, um projeto eólico só pode vender sua energia através dos leilões regulados de energia nova se o cálculo para determinação do fator de capacidade tiver considerado pelo menos 3 anos de medição de vento. Logo, a eficiência dos parques pode 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.

# Resultados 1T15

## Fonte hídrica

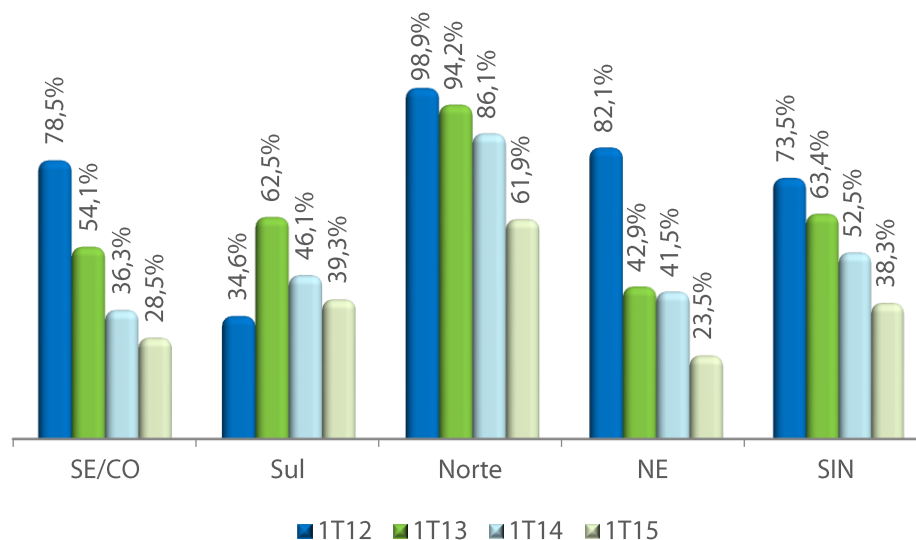
As pequenas centrais hidrelétricas (PCHs) são usinas de pequeno porte, com capacidade instalada entre 3 MW e 30 MW e área de reservatório de até 3 quilômetros quadrados, de acordo com a definição da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Por conta de suas características distintas e diferenças em relação às grandes usinas, esse tipo de empreendimento representa uma opção adequada para complementar a matriz elétrica brasileira, atualmente com aproximadamente 62%<sup>1</sup> da capacidade instalada baseada no aproveitamento hidrelétrico.

A região Sudeste/Centro-Oeste, onde está localizada grande parte das PCHs da CPFL Renováveis, encerrou o 1T15 com o seu nível de armazenamento dos reservatórios em 28,5% ante 36,3% no 1T14. Apesar das chuvas registradas acima da média nos meses de fevereiro e março, segundo o Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (Inpe), o volume de precipitação não foi suficiente para recuperar os mananciais. Vale mencionar que a geração das PCHs na região Sudeste/Centro-Oeste costuma ser maior no 4º e no 1º trimestre de cada ano, em razão do período de chuvas na região.

Na região Sul, os reservatórios encerraram o período com 39,3% de sua capacidade de armazenamento, apresentando redução em relação ao 1T14 (46,1%). Apesar do volume de aflúncias na região Sul ter sido maior no 1T15 em relação ao 1T14, a diminuição no nível dos reservatórios ocorreu, pois, o volume de intercâmbio para atendimento à região Sudeste aumentou significativamente. Cabe ressaltar que a geração de energia nesta região é historicamente maior no 2º e 3º trimestres de cada ano.

Nota-se no gráfico abaixo que os reservatórios nas diversas regiões do Brasil, exceto na região Sul, apresentaram em março de 2015 o pior nível desde 2011.

## Armazenamento dos reservatórios em março - 2012 a 2015



Fonte: ONS

**MRE:** A contabilização das receitas provenientes das PCHs é consequência 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

<sup>1</sup> Fonte: BIG (ANEEL) – Fevereiro/2015

# Resultados 1T15

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, sendo que para o ano de 2014 foi de R\$ 10,54/MWh e para o ano de 2015 é de R\$ 11,25/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”), que nos submercados Sul e Sudeste/ Centro-Oeste passou de R\$ 674,6/MWh no 1T14 para R\$ 388,5/MWh no 1T15. Este efeito é definido como GSF (“*Generation Scaling Factor*”).

Para 2015, a Aneel, por meio da Resolução homologatória nº 1.832/2014, estabeleceu novos limites máximo e mínimo de PLD. Dessa forma, o PLD mínimo é de R\$ 30,26/MWh e o PLD máximo é de R\$ 388,48/MWh.

No 1T15, a Companhia tinha quatro PCHs – Dourados, Guaporé, Socorro e Três Saltos - fora do MRE em função da regra da revisão da energia assegurada. Estas PCHs totalizavam 8,4 MW médios (equivalente a 1,1% 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 a energia contratada naquele período.

## Fonte biomassa

A produção de energia através da biomassa é considerada uma alternativa interessante para a diversificação da matriz energética dos países em substituição aos combustíveis fósseis, como petróleo e carvão.

O Plano Decenal de Expansão de Energia 2023 da EPE (Empresa de Pesquisa Energética), projeta uma crescente necessidade de processamento de cana-de-açúcar no Brasil para atender a evolução das demandas de etanol e açúcar, com conseqüente incremento na produção de bagaço, principal fonte de térmicas a biomassa no país. Além disto, vale destacar que o aproveitamento do bagaço para a queima em centrais de cogeração representa por si só uma evolução, pois transformou um antigo passivo ambiental das usinas sucroalcooleiras em fonte de geração de energia renovável. No 1T15, a capacidade instalada das usinas movidas a biomassa atingiu 10,0 GW<sup>2</sup> e estima-se que chegará a 14,0 GW em 2023, o que equivale a um potencial de produção de energia elétrica em 2023 de 7,7 GW médios. Destes 7,7 GW médios, 1,4 GW médios já se encontram contratados, com entrada em operação prevista até 2018. Esse expressivo aumento na oferta é decorrente da expectativa do incremento da eficiência, incluindo a utilização de biomassa residual advinda da palha da cana-de-açúcar, a qual pode ser aproveitada com a mecanização da colheita.

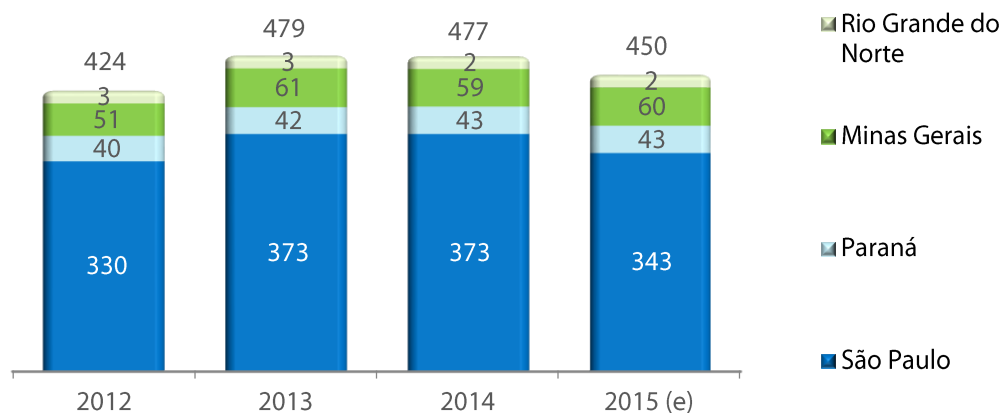
O gráfico a seguir apresenta o histórico da safra nos estados em que a Companhia atua:

---

<sup>2</sup> Fonte: ÚNICA – União da Indústria da Cana-de-Açúcar

# Resultados 1T15

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



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

A safra da cana-de-açúcar 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.

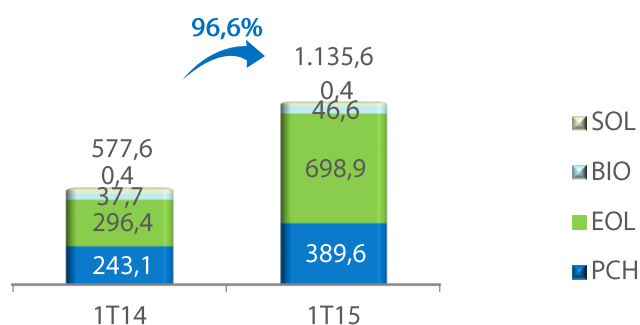
É importante mencionar que o reconhecimento das receitas das usinas termelétricas movidas à biomassa segue a geração efetiva dessas usinas. Portanto, observa-se o mesmo efeito sazonal em suas receitas, fazendo com que, de forma geral, o primeiro semestre do ano seja um período com menores receitas do que o segundo para esses ativos.

## Produção de energia

No 1T15, a CPFL Renováveis gerou 1.135,6 GWh de energia, um aumento de 96,6 % em relação ao 1T14.

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

### Geração de energia por fonte (GWh) <sup>(1)</sup>



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

# Resultados 1T15

## EÓLICA:

No 1T15 a geração de energia dos parques eólicos apresentou um aumento de 135,8% (402,5 GWh) quando comparado ao 1T14. Tal variação é explicada pelos seguintes itens:

- (i) Incorporação de 205,2 MW de capacidade em operação de DESA em outubro de 2014;
- (ii) Entrada em operação comercial do complexo eólico Santa Clara em abril de 2014 (auferindo receita desde julho de 2012);
- (iii) Período completo de operação dos parques eólicos de Rosa dos Ventos e do complexo eólico Atlântica (março de 2014); e
- (iv) Entrada em operação comercial de novas capacidades em dezembro de 2014: parque eólico de Campo dos Ventos II (auferindo receita desde setembro de 2013), complexo eólico Eurus (auferindo receita desde janeiro de 2014) e complexo eólico Macacos I (auferindo receita desde maio de 2014).

Abaixo 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 97,7%, 97,9% e 103,5% nos últimos 12, 24 e 36 meses findos em março de 2015, respectivamente. Apesar do bom desempenho dos parques eólicos de Rosa dos Ventos, o cenário de vento levemente abaixo do esperado nos últimos 12 meses contribuiu para ligeira queda nas taxas de eficiência das usinas localizadas no Ceará. A taxa de eficiência nos parques com mais de 12 meses em operação foi impactada, principalmente, pelo desempenho do complexo eólico Atlântica, que além do cenário de vento abaixo do esperado, apresentou baixa disponibilidade nos primeiros meses em função, principalmente, dos ajustes operacionais realizados durante o primeiro ano de operação.

Parque eólico	Fator de capacidade Certificado <sup>(3)</sup>	Fator de capacidade real últimos 12 meses	Taxa de eficiência
Complexo Eólico SIIF <sup>(1)</sup>	38,8%	37,8%	97,4%
Complexo Eólico - Bons Ventos <sup>(2)</sup>	40,0%	39,2%	97,9%
Complexo Rosa dos Ventos <sup>(4)</sup>	36,5%	44,4%	121,8%
Complexo Atlântica <sup>(5)</sup>	42,9%	31,7%	73,8%
Complexo Santa Clara <sup>(6)</sup>	43,0%	36,8%	85,6%
<b>Total</b>	<b>40,9%</b>	<b>36,9%</b>	<b>97,7%</b>

Parque eólico	Fator de capacidade Certificado <sup>(3)</sup>	Fator de capacidade real últimos 24 meses	Taxa de eficiência
Complexo Eólico SIIF <sup>(1)</sup>	38,8%	37,5%	96,6%
Complexo Eólico - Bons Ventos <sup>(2)</sup>	40,0%	39,1%	97,6%
Complexo Rosa dos Ventos <sup>(4)</sup>	36,5%	44,4%	121,7%
<b>Total</b>	<b>39,2%</b>	<b>38,4%</b>	<b>97,9%</b>

# Resultados 1T15

Parque eólico	Fator de capacidade Certificado <sup>(3)</sup>	Fator de capacidade real últimos 36 meses	Taxa de eficiência
Complexo Eólico SIIF <sup>(1)</sup>	38,8%	39,5%	101,9%
Complexo Eólico - Bons Ventos <sup>(2)</sup>	40,0%	41,5%	103,7%
Complexo Rosa dos Ventos <sup>(4)</sup>	36,5%	46,0%	126,3%
<b>Total</b>	<b>39,2%</b>	<b>40,6%</b>	<b>103,5%</b>

- (1) Complexo SIIF é formado pelos parques eólicos Paracuru, Foz do Rio Choró, Icaraizinho e Praia Formosa.  
(2) Complexo Bons Ventos é formado pelos parques Enacel, Bons Ventos, Taíba Albatroz e Canoa Quebrada.  
(3) O fator de capacidade considera perdas na rede básica para o P50, estimada em 2,5%.  
(4) Complexo Rosa dos Ventos é formado pelos Parques 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.  
(5) Complexo Atlântica é formado pelos Parques Atlântica I, Atlântica II, Atlântica IV e Atlântica V.  
(6) Complexo eólico Santa Clara é formado pelos Parques Santa Clara I, Santa Clara II, Santa Clara III, Santa Clara IV, Santa Clara V, Santa Clara VI e Eurus VI.

Os complexos eólicos Macacos I, Santa Clara, Morro dos Ventos e Eurus não estão sendo considerados na tabela acima pelo fato de não terem histórico de no mínimo doze meses, o que poderia distorcer a análise do fator de capacidade e a taxa eficiência da Companhia.

A taxa de eficiência média do complexo eólico Atlântica sofreu impacto devido aos ajustes operacionais realizados durante o primeiro ano de operação.

## HÍDRICA (PCH):

No 1T15, a geração de energia das PCHs teve um aumento de 60,3% (146,5 GWh) se comparada ao 1T14 devido, basicamente, à incorporação de três PCHs de DESA (Novo Horizonte, Figueirópolis e Ludesa) e pela melhor afluência em São Paulo e Santa Catarina no 1T15.

O total gerado pelas usinas pertencentes ao MRE tem sido inferior ao total da garantia física das mesmas, ocasionando um déficit que, dependendo do montante contratado, resulta em uma exposição no mercado de curto prazo para tais usinas. No 1T15, o rebaixamento da garantia física verificado foi de 20,2%, superior ao verificado no 1T14 que foi de 3,9%. Os maiores custos com GSF refletem a baixa hidrologia já mencionada e o elevado despacho térmico verificado no período (16,7 GWm no 1T15 e 14,8 GWm no 1T14).

## BIOMASSA:

No 1T15, a geração de energia das usinas de biomassa apresentou um aumento de 23,6% (8,9 GWh) em relação ao 1T14. Tal variação deve-se, principalmente, pelos seguintes fatores:

- (i) Maior geração de Bio Formosa, pois em 2015 a moagem da safra foi até o final de fevereiro. Já em 2014, a moagem da safra terminou no início de janeiro; e
- (ii) Antecipação da safra nas usinas de Bio Coopcana e Bio Alvorada em 2015.

É importante destacar que 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](#).

# Resultados 1T15

## Desempenho econômico e financeiro

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

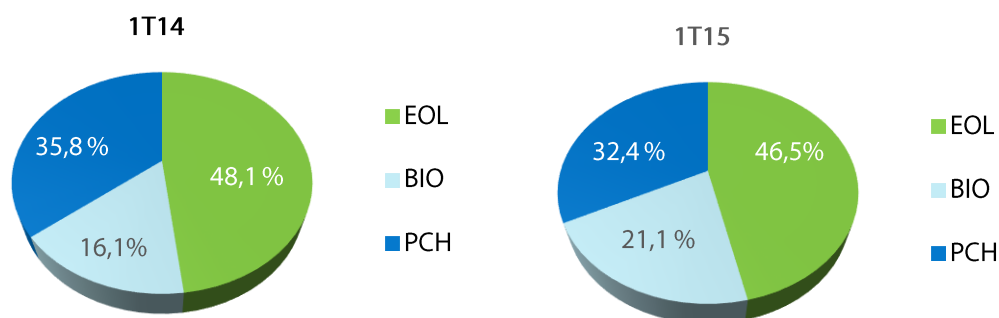
	1T15	1T14	1T15 vs 1T14
Receita Líquida	364.415	288.908	26,1%
Custo de geração de energia elétrica	(157.403)	(147.239)	6,9%
Depreciação e amortização	(83.737)	(67.331)	24,4%
<b>Lucro Bruto</b>	<b>123.275</b>	<b>74.338</b>	<b>65,8%</b>
Despesas gerais e administrativas	(27.351)	(20.431)	33,9%
Amortização do direito de exploração	(43.379)	(32.545)	33,3%
Depreciação e amortização	(1.159)	(694)	67,0%
Outros	(2.099)	(1.965)	6,8%
<b>Lucro operacional</b>	<b>49.287</b>	<b>18.703</b>	<b>163,5%</b>
Resultado Financeiro	(106.681)	(68.206)	56,4%
IR e CS	(7.251)	(4.822)	50,4%
<b>Resultado líquido</b>	<b>(64.645)</b>	<b>(54.325)</b>	<b>19,0%</b>
<b>EBITDA</b>	<b>177.562</b>	<b>119.273</b>	<b>48,9%</b>
Margem EBITDA	48,7%	41,3%	7,4 p.p
<b>EBITDA Ajustado<sup>(1)</sup></b>	<b>231.942</b>	<b>191.373</b>	<b>21,2%</b>
Margem EBITDA Ajustada <sup>(1)</sup>	63,6%	66,2%	-2,6 p.p

(1) Exclui os seguintes itens extraordinários: GSF, PCHs fora do MRE e compra de energia para suprir lastro de contrato de usinas em construção cujo cronograma sofreu alteração.

### Receita líquida

A receita líquida atingiu R\$ 364,4 milhões no 1T15, montante 26,1% superior ao 1T14 (R\$ 288,9 milhões).

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



(1) A participação da fonte solar é de 0,03% no 1T14 e no 1T15.

# Resultados 1T15

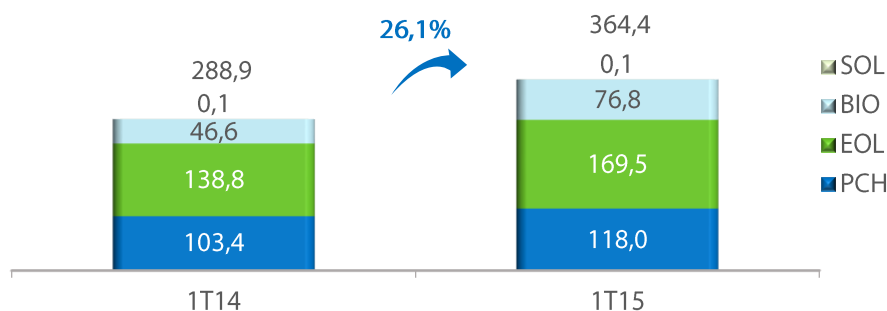
A variação da receita no 1T15 versus o 1T14 é explicada, basicamente, pelos seguintes fatores:

- (i) Incorporação dos ativos de DESA em outubro de 2014;
- (ii) Maior receita em Bio Alvorada devido à sazonalização do contrato de venda de energia com contrapartida na compra de energia;
- (iii) Início da vigência do contrato de venda do complexo eólico Macacos I em mai/14. Desde dez/14 a energia gerada por este ativo passou a estar disponível ao sistema em sua totalidade;
- (iv) Efeito positivo na SIF (eólica) e em Bio Formosa devido à maior geração entre os trimestres comparados;
- (v) Maior receita de Bio Ester devido à sazonalização dos contratos de venda de energia, com contrapartida na compra de energia.

Tais fatores foram parcialmente compensados pelo:

- (vi) Reconhecimento, do GSF relativo as usinas que atendem aos contratos do Proinfa no valor de R\$ 11,5 milhões no 1T15 versus R\$ 0,6 milhão no 1T14 (item extraordinário); e
- (vii) Pela menor receita do complexo eólico Santa Clara devido ao reconhecimento da geração efetiva no 1T15, enquanto no 1T14 a receita do complexo obedecia ao critério de rateio fixo da receita anual, já que a conexão com o sistema estava pendente (término da construção da ICG).

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



## Custos e despesas operacionais

No 1T15, os custos e despesas operacionais - excluindo depreciação e amortização - totalizaram R\$ 186,7 milhões, o que representa um incremento de 10,2% na comparação com o 1T14 (R\$ 169,6 milhões). Tal elevação é explicada pelo acréscimo nos custos e despesas dos ativos adicionados ao portfólio nos últimos 12 meses e pela provisão de contingência referente ao processo de arbitragem de projeto eólico descontinuado, parcialmente compensada pelos menores custos com compra de energia, conforme explicado abaixo.

# Resultados 1T15

## Custo de geração de energia

O custo de geração de energia da Companhia aumentou 12,4% no 1T15. Tal elevação reflete o maior portfólio e maiores custos com o GSF. Sendo esses itens, parcialmente, compensados pela redução nos custos com compra de energia para atender as PCHs fora do MRE.

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

	1T15	1T14	1T15 vs 1T14
Custo de compra de energia	(102.010)	(115.151)	-11,4%
Encargos de uso de sistema	(19.802)	(11.847)	67,1%
Depreciação e amortização	(83.737)	(67.331)	24,4%
PMSO <sup>(1)</sup>	(35.591)	(20.241)	75,8%
<b>Total dos Custos</b>	<b>(241.140)</b>	<b>(214.570)</b>	<b>12,4%</b>

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

O custo de compra de energia totalizou R\$ 102,0 milhões no 1T15, montante 11,4% inferior ao registrado no 1T14 (R\$ 115,2 milhões).

Esta variação deve-se, basicamente, aos seguintes gastos extraordinários:

- (i) Menor compra de energia para atender ao lastro de contratos de venda de energia de PCHs. No 1T14, 3 PCHs não estavam no MRE (PCHs Três Saltos, Americana e Socorro) e a compra totalizou R\$ 39,2 milhões. Já no 1T15, houve a compra de energia no valor de R\$ 1,7 milhão para atender ao lastro de contrato de venda de energia das PCHs fora do MRE em 2015 (PCHs Dourados, Guaporé, Três Saltos e Socorro);
  - (ii) Compra de energia, no 1T14, para suprir lastro de contratos de venda de energia do complexo eólico Atlântica devido à revisão do cronograma de obras no valor de R\$ 26,4 milhões, item que não se repetiu no 1T15.
- Tais efeitos foram parcialmente compensado pela:
- (iii) Aplicação do GSF - conceito explicado na sessão "Produção de Energia" - no valor de R\$ 41,2 milhões no 1T15, contra R\$ 5,9 milhões no 1T14.

Além disto, no 1T15 ocorreu também um maior volume de energia comprada para atender a sazonalização dos contratos de venda de energia da usina de Bio Alvorada (R\$ 27,5 milhões). Para essa compra de energia foi registrada uma receita equivalente.

No 1T15, o custo com encargos de uso de sistema totalizou R\$ 19,8 milhões, 67,1% superior ao 1T14 (R\$ 11,8 milhões). Tal acréscimo é explicado 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; e

# Resultados 1T15

- (ii) Impacto do reajuste anual dos encargos de conexão e tarifas de uso e conexão do sistema de distribuição e transmissão.

O custo com depreciação e amortização totalizou R\$ 83,7 milhões no 1T15, 24,4% superior ao registrado no 1T14 (R\$ 67,3 milhões). Tal resultado é explicado pela incorporação dos ativos de DESA e pela entrada em operação de ativos ao longo dos últimos 12 meses.

O custo com PMSO totalizou R\$ 35,6 milhões no 1T15, aumento de 75,8% em relação ao 1T14 (R\$ 20,2 milhões). Essa elevação deve-se, basicamente, ao crescimento do portfólio e a maior geração de energia no período (96,6%).

## Despesas gerais e administrativas

As despesas gerais e administrativas somaram R\$ 74,0 milhões no 1T15, um incremento de 33,0% em relação ao 1T14 (R\$ 55,6 milhões).

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

	1T15	1T14	1T15 vs 1T14
Despesas com pessoal	(12.272)	(12.438)	-1,3%
Serviços de terceiros	(10.414)	(8.746)	19,1%
Depreciação	(1.159)	(694)	67,0%
Amortização do direito de exploração	(43.379)	(32.545)	33,3%
Outros	(6.764)	(1.212)	N.A.
<b>Total das despesas G&amp;A</b>	<b>(73.988)</b>	<b>(55.635)</b>	<b>33,0%</b>

As principais variações estão relacionadas aos seguintes fatores:

- (i) Acréscimo na linha de serviço de terceiros que reflete, principalmente, os maiores custos de consultoria e projetos ambientais de DESA no valor de R\$ 1,1 milhão ocorridos no 1T15;
- (ii) Aumento de R\$ 5,5 milhões em "Outros" explicado, principalmente, pela provisão de contingência no valor de R\$ 6,5 milhões referente a processo de arbitragem de projeto eólico descontinuado no Rio Grande do Norte; e
- (iii) Aumento nas despesas com amortização do direito de exploração, no valor de R\$ 10,8 milhões relacionados, principalmente, à adição de Rosa dos Ventos, complexo eólico Macacos, complexo eólico Atlântica e os ativos de DESA ao portfólio em operação da Companhia.

## EBITDA

No 1T15, a CPFL Renováveis registrou EBITDA de R\$ 177,6 milhões, com margem de 48,7%, representando um acréscimo de 48,9% em relação ao 1T14 (R\$ 119,3 milhões), com margem de 41,3%. Tal performance deve-se a maior receita líquida resultante, principalmente, da incorporação de DESA e entrada em operação do complexo eólico Macacos I, parcialmente

# Resultados 1T15

compensados pelos maiores custos oriundos dos ativos adicionados ao portfólio e à provisão de contingência mencionada acima.

Desconsiderando os itens extraordinários, a Companhia apresentaria um EBITDA ajustado de R\$ 231,9 milhões no 1T15, com margem de 63,6% ante um EBITDA ajustado de R\$ 191,4 milhões no 1T14, com margem de 66,2%. Os ajustes realizados são os seguintes:

- (i) Gastos com GSF (R\$ 52,7 milhões) no 1T15; e
- (ii) Compra energia para suprir os contratos das PCHs que estão fora do MRE (R\$ 1,7 milhão) no 1T15.

No 1T14, os ajustes efetuados no EBITDA se referem: a compra de energia para suprir lastro do complexo eólico Atlântica no 1T14 devido à revisão do cronograma de obras (R\$ 26,4 milhões), efeito esse que não se repetiu no 1T15, a compra energia para suprir os contratos das PCHs que estão fora do MRE no montante de R\$ 39,2 milhões e aos gastos com GSF de R\$ 6,5 milhões.

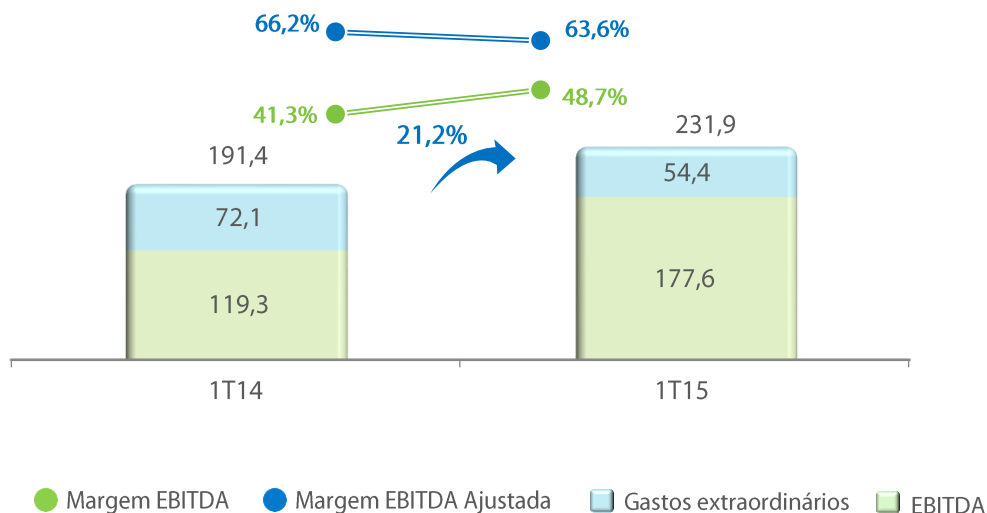
Os ajustes no Ebitda da Companhia consideram: (i) itens extraordinários ligados à condição hidrológica (GSF e PCH fora do MRE); (ii) a compra de energia relacionada às alterações nos cronogramas de obras; e (iii) eventuais ocorrências relevantes nos ativos da Companhia. Os ajustes relacionados aos itens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

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

	1T15	1T14	1T15 vs 1T14
<b>Ebitda</b>	<b>177.562</b>	<b>119.273</b>	<b>48,9%</b>
<b>Itens ajustados</b>	<b>54.380</b>	<b>72.100</b>	<b>-24,6%</b>
GSF (receita líquida)	11.518	600	N.A.
GSF (custo com compra de energia)	41.212	5.900	N.A.
PCHs fora do MRE	1.650	39.200	-95,8%
Compra de lastro - complexo eólico Atlântica	-	26.400	N.A.
<b>Ebitda ajustado</b>	<b>231.942</b>	<b>191.373</b>	<b>21,2%</b>

# Resultados 1T15

## Evolução do EBITDA e do EBITDA ajustado (R\$ MM)



## Resultado Financeiro

O resultado financeiro da CPFL Renováveis foi uma despesa líquida de R\$ 106,8 milhões no 1T15, R\$ 38,6 milhões superior ao 1T14 (R\$ 68,2 milhões).

### Resultado financeiro (R\$ mil)

	1T15	1T14	1T15 vs 1T14
<b>Receitas Financeiras</b>	<b>29.609</b>	<b>19.491</b>	<b>51,9%</b>
Receita de aplicação financeira	27.300	17.264	58,1%
Outras receitas	2.309	2.227	3,7%
<b>Despesas Financeiras</b>	<b>(136.290)</b>	<b>(87.697)</b>	<b>55,4%</b>
Juros de empréstimos e debentures	(122.978)	(94.540)	30,1%
Juros capitalizados no imobilizado	-	10.668	N.A.
Outras despesas financeiras	(13.312)	(3.825)	248,0%
<b>Resultado Financeiro</b>	<b>(106.681)</b>	<b>(68.206)</b>	<b>56,4%</b>

### Receitas financeiras

Em 31 de março de 2015, as disponibilidades e aplicações financeiras da CPFL Renováveis somavam R\$ 1.005,3 milhões ante R\$ 848,7 milhões em 31 de março de 2014.

No 1T15, as receitas financeiras totalizaram R\$ 29,6 milhões, montante R\$ 10,1 milhões superior ao 1T14 (R\$ 19,5 milhões). Esse acréscimo é explicado pelos seguintes fatores:

- (i) Maior saldo médio de caixa (R\$ 884,2 milhões no 1T15 versus R\$ 843,4 milhões no 1T14); e
- (ii) Acréscimo do CDI médio (12,12% a.a. no 1T15 versus 10,30% a.a. no 1T14).

# Resultados 1T15

## Despesas financeiras

As despesas financeiras somaram R\$ 136,3 milhões no 1T15, montante 55,4% superior ao 1T14 (R\$ 87,7 milhões). Tal desempenho é explicado pelos seguintes fatores:

- (i) Assunção de dívidas provenientes da aquisição de DESA;
- (ii) Aumento do CDI médio entre os períodos: 12,12% a.a. no 1T15 versus 10,30% a.a. no 1T14;
- (iii) Aumento da TJLP entre os períodos: 5,5% a.a. no 1T15 versus 5,0% a.a. no 1T14; e
- (iv) Despesas financeiras dos parques que estão em operação no 1T15, enquanto no 1T14 estavam sendo capitalizadas por estarem em construção.

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 da 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.

## Resultado líquido

A CPFL Renováveis registrou um prejuízo de R\$ 64,6 milhões no 1T15 ante a um prejuízo de R\$ 54,3 milhões no 1T14. Além do crescimento do portfólio e da maior geração de ebitda no 1T15 versus 1T14, o resultado líquido do período foi negativamente impactado pela maior despesa financeira líquida resultante do maior custo médio de dívida entre os períodos (9,4% versus 8,3% - maior CDI e TJLP), lançamento à resultado das despesas financeiras líquidas de projetos antes capitalizadas, além de novas dívidas oriundas das incorporações dos últimos 12 meses.

Desconsiderando os gastos extraordinários, o resultado teria sido um prejuízo de R\$ 10,3 milhões no 1T15 ante um lucro líquido de R\$ 17,8 milhões no 1T14 (sem considerar eventuais efeitos de impostos).

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

	1T15	1T14	1T15 vs 1T14
<b>Resultado líquido</b>	<b>(64.645)</b>	<b>(54.325)</b>	<b>N.A.</b>
Ajustes Ebitda	54.380	72.100	-24,6%
<b>Resultado líquido ajustado</b>	<b>(10.265)</b>	<b>17.775</b>	<b>-157,7%</b>

# Resultados 1T15

## Investimentos

A CPFL Renováveis investiu R\$ 146,7 milhões no 1T15 ante R\$ 31,4 milhões no 1T14. Os investimentos foram direcionados basicamente aos projetos detalhados abaixo:

Projeto concluído:

**Parque eólico Morro dos Ventos II** - localizados no Estado do Rio Grande do Norte, com entrada em operação comercial em abril de 2015. A potência é de 29,2 MW e a garantia física de 15,3 MW médios. A energia foi vendida por meio do leilão A-5 realizado em dezembro de 2011. Porém, com a antecipação da entrada em operação comercial em abril de 2015, a energia gerada por este parque está sendo vendida no mercado de curto prazo até o início do contrato de venda de energia.

Projetos em andamento:

- (i) **Complexo eólico Campo dos Ventos** (Campo dos Ventos I, III e V) e **Complexo eólico São Benedito** (Ventos de São Benedito, Ventos de Santo Dimas, Santa Mônica, Santa Úrsula, São Domingos e Ventos de São Martinho) - localizados no Estado do Rio Grande do Norte, com entrada em operação gradual a partir do 2T16. A potência total desses complexos é 231,0 MW e a garantia física de 129,1 MW médios. A energia foi vendida por meio de contrato de longo prazo no mercado livre;
- (ii) **PCH Mata Velha** – localizado no Estado de Minas Gerais, com entrada prevista para 1S16. A potência é de 24,0 MW e a garantia física de 13,1 MW médios. A energia foi vendida por meio do leilão A-5 realizado em agosto de 2013. Com a antecipação da obra, foi realizado um contrato bilateral (Mercado Livre) entre abril/2016 e 2018, quando iniciará a vigência do LEN 2013; e
- (iii) **Complexo eólico Pedra Cheirosa** (Pedra Cheirosa I e Pedra Cheirosa II) - localizados no Estado do Ceará, com entrada em operação prevista para o 1S18. A potência é de 51,3 MW e a garantia física de 26,1 MW médios. A energia foi vendida por meio do leilão A-5 realizado em dezembro de 2013.

## Endividamento

A Companhia encerrou o 1T15 com endividamento total de R\$ 5.631,7 milhões, montante 17,4% superior ao 1T14 (R\$ 4.797,7 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 5,9 anos e custo médio nominal de 9,4% a.a. (74,2% do CDI de 31 de março de 2015).

O maior endividamento deve-se à consolidação das dívidas da DESA, no valor de R\$ 973,4 milhões e às captações realizadas nos últimos 12 meses, em sua grande parte para reforçar o caixa da Companhia e fazer frente aos investimentos necessários para a construção do complexo eólico Macacos I, complexo eólico Atlântica, usina Bio Alvorada, usina Bio Coopcana, PCH Mata Velha e Salto Góes. Dessa forma, nos últimos 12 meses a Companhia realizou captações de R\$ 1.712,7 milhões, sendo as principais:

- (i) R\$ 973,4 milhões referente a consolidação das dívidas da incorporada DESA.
- (ii) R\$ 315,0 milhões referente ao financiamento de longo prazo do Complexo eólico Atlântica junto ao BNDES ao custo de TJLP + 2,14% a.a;

# Resultados 1T15

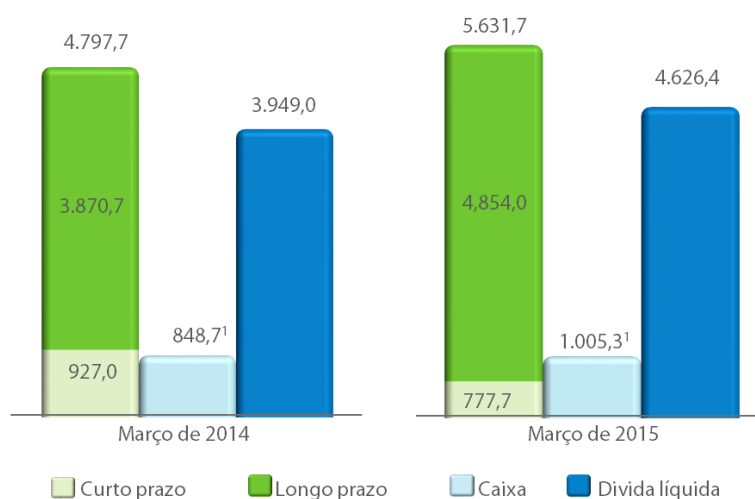
- (iii) R\$ 300,0 milhões referente a 2ª emissão de debêntures da CPFL Renováveis, emitida junto ao Banco do Brasil, ao custo de 114% CDI a.a.;
- (iv) R\$ 50,0 milhões referente a emissão de Notas Promissórias da Mata Velha, emitida junto ao Banco Votorantim, ao custo de CDI + 0,70% a.a.;
- (v) R\$ 31,5 milhões referentes aos financiamentos de Bio Alvorada e Bio Coopcana junto ao BNDES ao custo médio de 3,6% a.a.;
- (vi) R\$ 22,8 milhões referentes ao financiamento de longo prazo do Complexo eólico Macacos I junto ao BNDES ao custo de TJLP + 2,18% a.a.;
- (vii) R\$ 10,3 milhões referente ao financiamento da CPFL Renováveis junto à FINEP ao custo de TJLP – 1% a.a.; e
- (viii) R\$ 9,7 milhões referente ao financiamento de Salto Góes junto ao BNDES ao custo de TJLP + 2,05% a.a.

Em relação às amortizações, destacamos os principais eventos ocorridos nos últimos 12 meses:

- (i) R\$ 292,8 milhões referentes à quitação do empréstimo ponte do Complexo eólico Atlântica emitido junto ao BNDES;
- (ii) R\$ 150,0 milhões referentes à quitação da nota promissória da CPFL Renováveis;
- (iii) R\$ 138,0 milhões referentes à quitação das notas promissórias do Complexo eólico Atlântica;
- (iv) R\$ 35,9 milhões referentes à amortização das debêntures da SIIF;
- (v) R\$ 30,0 milhões referentes à quitação da 1ª emissão de Debêntures da WF2 (incorporada pela CPFL Renováveis);
- (vi) R\$ 27,5 milhões referentes ao resgate das ações preferencias de Alto Irani e Plano Alto;
- (vii) R\$ 24,0 milhões referentes ao resgate das ações preferenciais da T-15 Energia; e
- (viii) R\$ 266,1 milhões referentes à amortização de outros empréstimos.

O endividamento líquido consolidado totalizou R\$ 4.626,4 milhões no 1T15, montante 17,2% superior ao 1T14, refletindo a posição de caixa e o efeito da incorporação das dívidas da DESA.

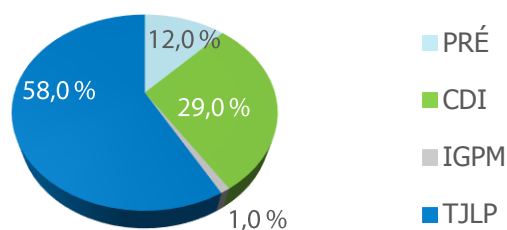
## Endividamento (R\$MM)



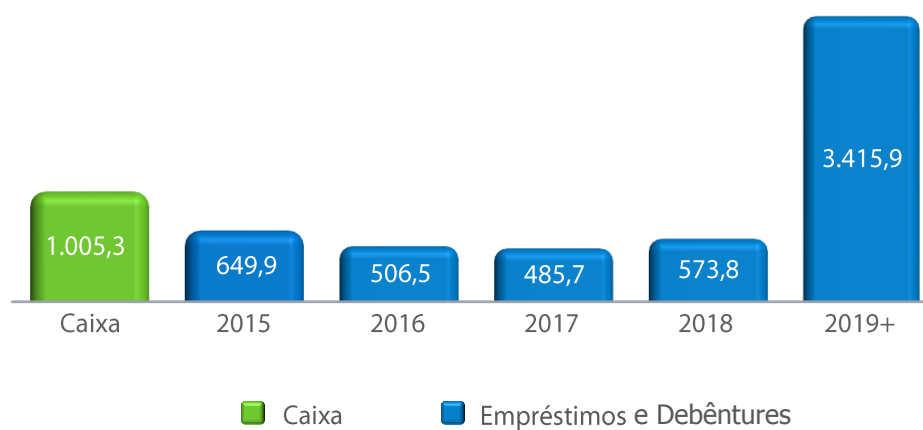
(1) O saldo de caixa considera a conta reserva (aplicações vinculadas) de R\$ 278,4 MM no 1T15 (R\$ 132,2 MM no 1T14).

# Resultados 1T15

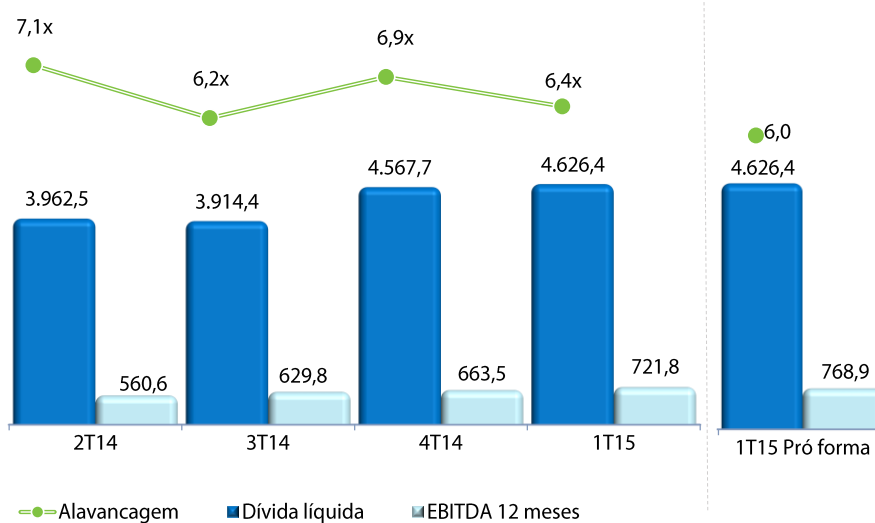
## Dívida por indexador – março de 2015



## Cronograma de amortização da dívida – março de 2015



## Dívida líquida/EBITDA (R\$MM)<sup>1,2</sup>



(1) O saldo de caixa considera a conta reserva (aplicações vinculadas) de R\$ 278,4 MM no 1T15 (R\$ 132,2 MM no 1T14).

(2) Para o cálculo de *covenants* em determinados contratos financeiros da Companhia, o Ebitda utilizado considera o Ebitda de empresas adquiridas para os últimos 12 meses, independente da data de aquisição.

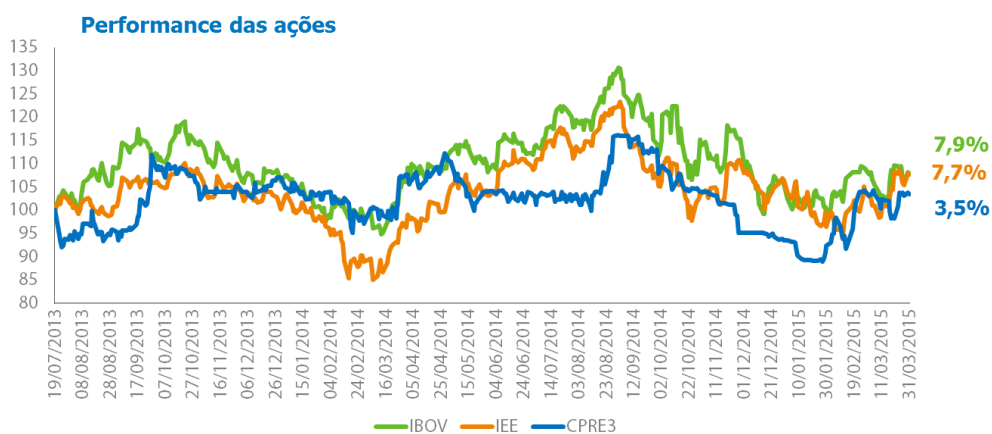
# Resultados 1T15

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 da operação.

## Mercado de capitais

As ações da CPRE3 tiveram valorização de 3,5% desde a abertura de capital da Companhia até o fechamento do pregão de 31 de março de 2015, quando encerrou cotada à R\$ 12,95. Neste mesmo período o índice Bovespa (IBOV), valorizou 7,9%, enquanto o índice de Energia Elétrica (IEE) valorizou 7,7%.

### Desempenho desde o IPO até 31/03/2015 – base 100 em 19/07/2013



(1) Data base 31/03/2015 (2) De 19/07/2013 até 31/03/2015

## 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 conta com a existência do 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.

# Resultados 1T15

O Conselho de Administração é composto por um conselheiro independente e oito conselheiros indicados pelos acionistas, com prazo de mandato unificado de um ano, sendo permitida a reeleição. 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.

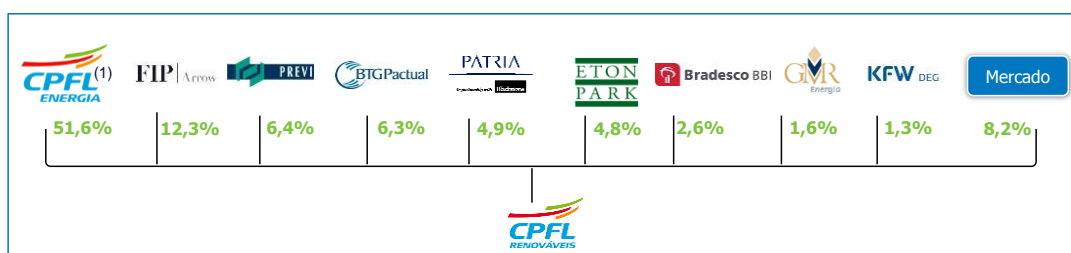
A CPFL Renováveis também possui um Conselho Fiscal em permanente funcionamento, que é composto por três membros efetivos, com mandato até a Assembleia Geral Ordinária seguinte à de sua eleição, podendo ser reeleitos.

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](http://www.cpfrenovaveis.com.br/ri).

## Estrutura societária


Abaixo a demonstração da estrutura societária atual da Companhia, após a conclusão da associação com a DESA:



<sup>(1)</sup> Via CPFL Geração

# Resultados 1T15



Contatos	Teleconferência	CPRE3
<b>Andre Dorf</b> Diretor Presidente	<b>Teleconferência / webcast</b>	<b>Cotação de fechamento em 07/05/2015:</b> R\$ 12,79
<b>Carlos Wilson Ribeiro</b> Diretor Financeiro e de Relações com Investidores	<b>Data:</b> 08 de maio de 2015	<b>Valor de Mercado:</b>
<b>Maria Carolina Gonçalves</b> Superintendente de Relações com Investidores	<b>Horário:</b> 10h00 (Horário de Brasília) 09h00 a.m (Eastern time)	<b>Reais:</b> R\$ 6,4 bilhões
<b>Luciana Silvestre Fonseca</b> Analista de Relações com Investidores	Teleconferência em Português com tradução simultânea para o Inglês.	<b>Dolar:</b> USD: 2,1 bilhões
<b>Priscila de Oliveira</b> 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: <a href="mailto:ri@cpflrenovaveis.com.br">ri@cpflrenovaveis.com.br</a> Telefone: 11- 3157-9312	Senha: CPFL Renovaveis	
<b>Assessoria de Imprensa</b> RP1 Comunicação Empresarial E-mail: <a href="mailto:marianacesena@rp1.com.br">marianacesena@rp1.com.br</a> Telefone: 11-5501-4655		

# Resultados 1T15

## Anexos – ativos em operação

	Projetos	Município	UF	Capacidade (MW)	Garantia Física (MWm)	Preço (R\$/MWh) mar/15	Tipo de contrato
<b>Eólico</b>							
Complexo eólico Atlântica	Atlântica I	Palmares do Sul	RS	30,0	13,1	174,7	LFA 2010
	Atlântica II	Palmares do Sul	RS	30,0	12,9	174,7	LFA 2010
	Atlântica IV	Palmares do Sul	RS	30,0	13,0	174,7	LFA 2010
	Atlântica V	Palmares do Sul	RS	30,0	13,7	174,7	LFA 2010
Complexo eólico SIF	Foz do Rio Choró	Beberibe	CE	25,2	7,4	374,6	Proinfa
	Icarazinho	Amontada	CE	54,6	21,5	344,8	Proinfa
	Paracuru	Paracuru	CE	25,2	11,8	339,8	Proinfa
	Praia Formosa	Camocim	CE	105,0	28,1	382,7	Proinfa
Complexo eólico Santa Clara	Santa Clara I	Parazinho	RN	30,0	13,0	196,8	LER 2009
	Santa Clara II	Parazinho	RN	30,0	12,0	196,8	LER 2009
	Santa Clara III	Parazinho	RN	30,0	12,0	196,8	LER 2009
	Santa Clara IV	Parazinho	RN	30,0	12,0	196,8	LER 2009
	Santa Clara V	Parazinho	RN	30,0	12,0	196,8	LER 2009
	Santa Clara VI	Parazinho	RN	30,0	12,0	196,8	LER 2009
Complexo eólico Macacos I	EURUS VI	Parazinho	RN	8,0	3,0	196,8	LER 2009
	Macacos	João Camara	RN	20,7	9,7	176,0	LFA
	Juremas	João Camara	RN	16,1	7,5	176,0	LFA
	Pedra Preta	João Camara	RN	20,7	10,1	168,8	LFA
Complexo eólico Bons Ventos	Costa Branca	João Camara	RN	20,7	9,8	168,8	LFA
	Bons Ventos	Aracati	CE	50,4	15,9	383,8	Proinfa
	Taíba	Taíba	CE	16,8	6,6	349,7	Proinfa
	Canoa Quebrada	Aracati	CE	58,8	22,9	337,8	Proinfa
Complexo eólico Rosa dos Ventos	Enacel	Aracati	CE	31,5	10,0	379,3	Proinfa
	Campo dos Ventos II	João Câmara	RN	30,0	14,0	161,0	LER 2010
	Canoa Quebrada	Aracati	CE	10,5	3,3	385,3	Proinfa
	Lagoa do Mato	Aracati	CE	3,2	1,4	339,8	Proinfa
Complexo eólico Morro dos Ventos	Morro dos Ventos I	João Câmara	RN	28,8	13,0	198,1	LER 2009
	Morro dos Ventos III	João Câmara	RN	28,8	13,0	198,1	LER 2009
	Morro dos Ventos IV	João Câmara	RN	28,8	13,0	198,1	LER 2009
	Morro dos Ventos VI	João Câmara	RN	28,8	13,0	198,1	LER 2009
	Morro dos Ventos IX	João Câmara	RN	30,0	14,0	198,1	LER 2009
Complexo eólico Eurus	Eurus I	Parazinho	RN	30,0	14,5	158,5	LER 2010
	Eurus III	Parazinho	RN	30,0	15,0	158,5	LER 2010
	Morro dos Ventos II	João Câmara	RN	29,2	15,3	133,2	LEN 2011
<b>Subtotal Eólico</b>				<b>1.031,8</b>	<b>419,5</b>	<b>236,5</b>	
<b>Biomassa</b>							
	Alvorada	Araporã	PR	50,0	18,0	161,0	ACL
	Baía Formosa	Baía Formosa	RN	40,0	11,0	217,9	ACR/ ACL
	Bio Buriti	Buritizal	SP	50,0	21,0	202,8	ACL
	Bio Energia Baldin)	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	180,7	LER 2010
	Coopcana	São Carlos do Ivaí	MG	50,0	18,0	161,0	ACL
	Ester	Cosmópolis	SP	40,0	11,2	179,5	LFA 2007 / ACL
<b>Subtotal Biomassa</b>				<b>370,0</b>	<b>123,7</b>	<b>185,6</b>	

# Resultados 1T15

Projetos	Município	UF	Capacidade (MW)	Garantia Física (MWm)	Preço (R\$/MWh) mar/15	Tipo de contrato
<b>PCH</b>						
Alto Irani	Arvoredo	SC	21,0	13,5	217,4	Proinfa
Americana	Americana	SP	30,0	5,9	214,3	ACL
Andorinhas	Bozano	RS	0,5	0,4	208,7	ACL
Arvoredo	Arvoredo e Xanxerê	SC	13,0	7,0	199,9	LFA
Barra da Paciência	Açucena e Gonzaga	MG	23,0	14,8	212,9	ACL
Buritis	Buritizal	SP	0,8	0,4	214,3	ACL
Capão Preto	São Carlos	SP	4,3	2,3	214,3	ACL
Chibarro	Araraquara	SP	2,6	1,7	214,3	ACL
Cocais Grande	Antonio Dias	MG	10,0	5,0	217,4	Proinfa
Corrente Grande	Açucena e Gonzaga	MG	14,0	8,4	212,9	ACL
Diamante	Nortelândia	MT	4,2	1,6	193,8	ACL
Dourados	Nuporanga	SP	10,8	7,0	214,3	ACL
Eloy Chaves	Espirito Santo do Pinhal	SP	18,8	11,6	214,3	ACL
Esmeril	Patrocínio Paulista	SP	5,0	2,9	214,3	ACL
Figueirópolis	Gavião Peixoto	MT	19,4	12,5	220,7	Proinfa
Gavião Peixoto	Guaporé	SP	4,8	3,8	214,3	ACL
Guaporé	Pedreira	RS	0,7	0,6	214,3	ACL
Jaguari	Macatuba	SP	11,8	4,5	214,3	ACL
Lençóis	São Carlos	SP	1,7	1,0	214,3	ACL
Ludesa	Delfim Moreira	SC	30,0	3,8	212,0	Proinfa / ACL
Monjolinho	Frei Inocêncio e Mathias Lobato	SP	0,6	16,7	217,4	ACL
Ninho da Águia	Espirito Santo do Pinhal	MG	10,0	0,4	181,2	ACL
Novo Horizonte	Roque Gonzales	PR	23,0	4,2	212,9	ACL
Paiol	Xavantina	MG	20,0	9,3	146,7	ACL
Pinhal	Muitos Capões	SP	6,8	10,9	212,9	ACL
Pirapó	Tangará	RS	0,8	3,7	214,3	ACL
Plano Alto	Campinas	SC	16,0	0,6	208,7	Proinfa
Saltinho	São Domingos e Ipuaçú	RS	0,8	10,0	217,4	ACL
Salto Góes	São Carlos	SC	20,0	0,7	208,7	LFA
Salto Grande	São Gonçalo do Rio Abaixo	SP	4,6	11,1	188,2	ACL
Santa Luzia	Guará	SC	28,5	2,6	214,3	LFA 2007 / ACL
Santana	Socorro	SP	4,3	18,0	205,4	ACL
São Gonçalo	Torrinha	MG	11,0	2,6	214,3	ACL
São Joaquim	Chalé e São José do Mantimento	SP	8,1	6,4	212,9	ACL
Socorro	Conceição de Ipanema	SP	1,0	5,1	214,3	ACL
Três Saltos	Ipuaçú	SP	0,6	0,3	214,3	ACL
Varginha	Indiavaí	MG	9,0	0,5	214,3	LFA 2007
Várzea Alegre	Campina Grande do Sul	MG	7,5	4,0	199,9	ACL
<b>Subtotal PCH</b>			<b>399,0</b>	<b>215,8</b>	<b>209,0</b>	
<b>Solar</b>						
Tanquinho	Campinas	SP	1,1	0,2	194,7	ACL
<b>Subtotal Solar</b>			<b>1,1</b>	<b>0,2</b>	<b>194,7</b>	
<b>TOTAL</b>			<b>1.801,9</b>	<b>759,2</b>	<b>220,39</b>	

# Resultados 1T15

## Anexos – ativos em construção

Projetos	UF	Capacidade (MW)	Garantia física (MWm)	Preço (R\$/MWh) mar/15	Tipo de contrato	
<b>Eólico</b>						
Complexos Campo dos Ventos and São Benedito	Campo dos Ventos I	RN	25,2	13,6	152,1	ACL
	Campo dos Ventos III	RN	25,2	13,4	152,1	ACL
	Campo dos Ventos IV	RN	25,2	13,1	152,1	ACL
	São Benedito	RN	29,4	14,8	152,1	ACL
	Vento de Santo Dimas	RN	29,4	16,6	152,1	ACL
	Vento de Santa Mônica	RN	29,4	14,9	152,1	ACL
	Ventos de Santa Úrsula	RN	27,3	14,6	152,1	ACL
	São Domingos	RN	25,2	14,1	152,1	ACL
	Ventos de São Martinho	RN	14,7	14,1	152,1	ACL
	Complexo Pedra Cheirosa					
Pedra Cheirosa I	CE	27,0	13,6	133,0	18º LEN 2014 (A-5)	
Pedra Cheirosa II	CE	24,3	12,5	133,0	18º LEN 2014 (A-5)	
<b>Subtotal EOL</b>		<b>282,3</b>	<b>155,3</b>	<b>148,9</b>		
<b>PCH</b>						
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)	
<b>Subtotal PCH</b>		<b>50,5</b>	<b>27,9</b>	<b>177,4</b>		
<b>TOTAL</b>		<b>332,8</b>	<b>183,2</b>	<b>153,2</b>		

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