

RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO

Prezados Acionistas,

A administração da Renova Energia S.A. ("Renova" ou "Companhia"), em conformidade com as disposições legais e estatutárias, submete à apreciação de V.Sas. o Relatório da Administração e as suas demonstrações contábeis, acompanhadas do relatório dos auditores independentes sobre essas demonstrações, referentes ao exercício social findo em 31 de dezembro de 2015.

1. MENSAGEM DA ADMINISTRAÇÃO

O ano de 2015 foi um ano de reinvenção para a Renova. Diante de um mercado cada vez mais desafiador, a Renova tentou buscar alternativas que fizessem sentido para seu modelo de negócios e que ao mesmo tempo aumentassem a competitividade da empresa. Foi nesse cenário que a Renova fechou o acordo para contribuição de ativos com a TerraForm Global e com a SunEdison. O acordo tinha como objetivo aumentar a capacidade de crescimento da Companhia e geração de valor através da reciclagem de capital.

O acordo estava dividido em duas fases: a primeira fase, contemplou a celebração de contratos para alienação dos ativos do projeto Bahia (99,2 MW de capacidade instalada do LER 2009) pelo valor de R\$ 1,026 bilhão com o recebimento em ações da TerraForm Global. Já a segunda fase, cancelada no início de dezembro de 2015, contemplava a celebração de contratos de permuta, também por ações da TerraForm Global, para os demais ativos contratados da Renova, totalizando 2.204,2 MW de capacidade instalada, pelo valor da empresa (enterprise value) de R\$ 13,4 bilhões.

Com o cancelamento da segunda fase do acordo, a Renova passa agora por uma fase de revisão de seus investimentos futuros, buscando adequá-los à realidade econômica do país. A Renova é uma empresa flexível, ágil e dinâmica e são estas características que a posicionaram como líder no mercado de energias renováveis no Brasil e a tornaram um player estratégico do setor.

A Companhia também continua com seu foco voltado para a execução das obras em andamento e operação dos projetos com qualidade. Os parques do LEN A-3 2011, com capacidade instalada de 218,4 MW entraram em operação e já estão gerando com plena capacidade. O LER 2009 e o LER 2010 completaram, em 2015, 1 ano de operação com geração de acordo com a expectativa da Companhia e com o montante vendido no parque, comprovando mais uma vez a qualidade dos projetos desenvolvidos pela Companhia e dos ventos da região.

A Renova continuará operando os parques do LER 2009, mesmo após a transferência de controle desses parques, por meio de um contrato de serviços acordado com a TerraForm Global. Em 2015, descontadas as paradas programadas, a disponibilidade das usinas alcançou 96,7%.

Por fim, na área de comercialização, a Renova continua otimista no desenvolvimento de energia solar no Brasil. Em agosto de 2015 participou do leilão de reserva para energia solar através do consórcio formado pela Companhia e pela SunEdison e comercializou 15,0 MW médios, correspondente a 59,67 MW de capacidade instalada de energia solar.

A Renova possui uma equipe dedicada ao desenvolvimento de novas tecnologias e acredita que a energia solar tende a se tornar cada vez mais viável, à medida que recebe incentivos e que sua cadeia produtiva se desenvolva, a exemplo do que aconteceu com a fonte eólica nos últimos anos.

2. DESTAQUES EM DETALHE:

2.1. Transação com TerraForm Global

No primeiro semestre de 2015, a Renova anunciou ao mercado o acordo para contribuição de ativos com a TerraForm Global, Inc. ("TerraForm Global"). A operação foi concebida com o objetivo de ser uma nova forma de captar recursos, permitindo a reciclagem de capital e dar sustentação à execução do plano de longo prazo da companhia. A transação estava dividida em duas fases. A primeira fase, anunciada no dia 07 de maio de 2015, contemplou a celebração dos seguintes contratos:

(i) Contrato de compra e venda de ações para a alienação dos ativos do projeto ESPRA, correspondentes a três PCHs com 41,8 MW de capacidade instalada pelo valor (equity value) de R\$136 milhões, mediante pagamento em dinheiro;

(ii) Alienação dos ativos do projeto Bahia, correspondentes a cinco parques eólicos que comercializam energia no LER 2009, com 99,2 MW de capacidade instalada pelo valor (equity value) de R\$451 milhões, mediante pagamento em dinheiro à Renova; e

(iii) Permuta das ações das subsidiárias da Companhia controladoras dos ativos do projeto Salvador, correspondente a nove parques eólicos que comercializam energia no LER 2009, com 195,2 MW de capacidade instalada pelo valor (equity value) de R\$1,026 bilhão, por 20.327.499 ações Classe A da TerraForm Global, sendo que o preço por ação foi oferecido pela oferta pública de ações (IPO) da TerraForm Global (US\$ 15,00 por ação) foi utilizado como base dessa permuta.

No dia 18 de setembro de 2015, a Renova celebrou o fechamento de parte da primeira fase da operação, com a alienação dos ativos dos projetos Bahia e Salvador. A conclusão da alienação da ESPRA permaneceu em andamento.

A Fase II do Acordo consistia num contrato de permuta de ações de subsidiárias da Renova detentoras de ativos com 2.204,2 MW de capacidade instalada por ações da TerraForm Global por R\$13,4 bilhões de enterprise value. Uma das condições precedentes para a realização da Fase II do Acordo era a conclusão da venda da participação da Light no bloco de controle da Renova para a SunEdison. Com a não conclusão da venda da participação, a Fase II do Acordo foi cancelada.

2.2. Revisão do Plano de Negócios

O cancelamento da Fase II do Acordo já era previsto pela Renova e para se antecipar, a Companhia começou ainda em 2015 a readequação de seu plano de negócios. O objetivo é redimensionar os investimentos futuros da Companhia e adequá-los às condições atuais do mercado com a piora de liquidez e da disponibilidade de crédito.

A Renova vem trabalhando em diversas frentes para executar esse plano, e anunciou além da mudança na diretoria, uma reestruturação do seu quadro de colaboradores a partir de um estudo para definir a estrutura adequada para a empresa. O resultado foi uma estrutura corporativa mais leve e flexível para 2016. Além da reestruturação da holding, em dezembro de 2015 houve a repactuação de juros da 3ª emissão de debêntures da Renova Energia com o Banco do Brasil, com a prorrogação do pagamento de dezembro de 2015 para junho de 2016, bem como a alteração dos juros remuneratórios das debêntures.

Outra medida tomada, foi a negociação da antecipação do pagamento de R\$60,0 milhões do contrato de compra e venda de energia celebrado entre a Renova Comercializadora e a Cemig GT. O contrato que foi celebrado em 2014, previa que, poderiam ser acordados entre as partes, eventuais propostas de antecipação ou postergação do pagamento. O montante foi pago pela Cemig em dezembro, sendo parte dos recursos destinados ao Alto Sertão III. A quitação do valor, até sua completa liquidação, se dará com entrega de energia, nos montantes especificados no PPA, a partir de janeiro de 2017.

Além das medidas citadas, a Renova está em negociações avançadas para cancelar e postergar parte dos contratos de mercado livre que fazem parte do Alto Sertão III, redimensionando o plano de negócios no curto e médio prazo. As negociações de contratos aliadas ao aumento de capital anunciado em fevereiro de 2016, vão reforçar o caixa da Companhia para fazer frente à implantação dos projetos já em construção, e servirão para honrar com as despesas e dívidas da holding.

2.3. Aumento Capital

A Renova aprovou no dia 02 de fevereiro de 2016, por meio de seu Conselho de Administração, um aumento de capital no valor total de até R\$731.247,6 milhões, pelo preço de emissão de R\$ 6,66 por ação, e R\$ 19,98 por Unit ("Aumento de Capital").

O aumento de Capital é uma das ações para dar sequência ao plano de negócios da Renova após o cancelamento da Fase II da transação com a TerraForm Global e servirá para reforçar o caixa da Companhia e fazer frente à implantação dos projetos já em construção e em fase de desenvolvimento, bem como para honrar com as despesas e dívidas da holding.

Em sequência ao aumento de capital, a Cemig GT aprovou o aporte de até R\$240,0 milhões na Renova, sendo R\$85,0 milhões já subscritos e integralizados, 115,0 milhões a serem subscritos e integralizados em março de 2016, e até R\$40,0 milhões a serem subscritos e integralizados na rodada de sobras, no caso de existência. O aporte da Cemig GT demonstra o comprometimento do acionista com a Companhia e reitera a Renova como o veículo de crescimento privado do grupo no segmento de energias renováveis. Considerando APENAS a subscrição da Cemig GT no valor de R\$200,0 milhões, a composição acionária da Companhia após a homologação do capital ficaria conforme a seguir:

RENOVA ENERGIA	ON	PN	TOTAL
Bloco de Controle	209.239.659	78,4%	209.239.659
RR Participações	41.461.797	15,5%	41.461.797
Light Energia	50.561.797	18,9%	50.561.797
Cemig GT	117.216.065	43,9%	117.216.065
Outros Acionistas	57.664.402	21,6%	81.898.898,0
RR Participações*	9.745.682,0	3,7%	313.600,0
RR Casa de Invest. e Part.	7.557.075,0	2,8%	900.000,0
BNDESPAR	9.311.425,0	3,5%	18.622.850,0
InfraBrasil	11.651.467,0	4,4%	23.302.933,0
FIP Caixa Ambiental	5.470.293,0	2,0%	10.940.586,0
Outros	13.928.460,0	5,2%	27.818.929,0
Total	266.904.061,0	100,0%	81.898.898,0

No caso de todos os acionistas exercerem seus direitos de preferência e acompanharem o aumento de capital, a composição acionária ficaria conforme a seguir:

RENOVA ENERGIA	ON	PN	TOTAL
Bloco de Controle	240.935.918	75,7%	240.935.918
RR Participações	55.742.742	17,5%	55.742.742
Light Energia	67.977.112	21,3%	67.977.112
Cemig GT	117.216.064	36,8%	117.216.064
Outros Acionistas	77.526.110	24,3%	110.107.844
RR Participações*	13.102.448	4,1%	421.615
RR Casa de Invest. e Part.	10.160.005	3,2%	1.209.992
BNDESPAR	12.518.617	3,9%	25.037.234
InfraBrasil	15.664.654	4,9%	31.329.307
FIP Caixa Ambiental	7.354.460	2,3%	14.708.920
Outros	18.725.926	5,9%	37.400.776
Total	318.462.028	100,0%	110.107.844

2.4. Repactuação do Risco Hidrológico

Em dezembro de 2015, o governo sancionou a Lei 13.203 que trata da repactuação do risco hidrológico das geradoras conforme estabeleceu a Medida Provisória 688. A Renova aceitou a repactuação do risco hidrológico referente às PCHs Colino I e Cachoira da Lixa, PCHs da Espira, fazendo adesão ao produto SP100 no Ambiente de Contratação Regulada. Neste produto, o gerador transfere integralmente o risco hidrológico inerente aos contratos regulados mediante a contrapartida de prêmio de risco de R\$ 9,50/MWh. O resultado referente ao risco hidrológico de 2015 das PCHs será totalmente resarcido por meio da postergação do pagamento de prêmio até 01/07/2020. A PCH Colino II, está fora do MRE e, portanto, não é elegível à repactuação.

2.5. Um ano de operação dos parques do LER 2009

Os 14 parques que comercializam energia no LER 2009, completaram um ano de operação em julho de 2014. Os parques foram declarados aptos a operar a partir de julho de 2012, porém com o atraso da linha de transmissão, eles entraram em operação comercial apenas em 2014. Em 2015, os parques comercializaram 127,0 MW médios e geraram, na média mensal, 143,7 MW médios nesse primeiro ano, em linha com o esperado pela Companhia.

O fator de capacidade foi de 49%, próximo a estimativa do P50 para esses parques. Vale ressaltar, que nesse primeiro ano de operação, tivemos alguns eventos não recorrentes, como por exemplo, desligamentos das turbinas para possibilitar a conexão de outros parques na mesma linha de transmissão. Para esses eventos, existem cláusulas de ressarcimento no contrato (constrained off) e os montantes serão calculados pela ANEEL.

Para o LER 2010, os parques comercializaram 77,8 MW médios nesse primeiro ano, em linha com o esperado pela Companhia.

Os 6 parques que comercializam energia no LER 2010, completaram, em outubro de 2015, um ano de operação. Os parques comercializaram 78,0 MW médios e geraram, na média mensal, 77,8 MW médios nesse primeiro ano, em linha com o esperado pela Companhia.

Os 14 parques que comercializam energia no LER 2009, completaram um ano de operação em julho de 2014. Os parques foram declarados aptos a operar a partir de julho de 2012, porém com o atraso da linha de transmissão, eles entraram em operação comercial apenas em 2014. Em 2015, os parques comercializaram 127,0 MW médios e geraram, na média mensal, 143,7 MW médios nesse primeiro ano, em linha com o esperado pela Companhia.

O fator de capacidade foi de 49%, próximo a estimativa do P50 para esses parques. Vale ressaltar, que nesse primeiro ano de operação, tivemos alguns eventos não recorrentes, como por exemplo, desligamentos das turbinas para possibilitar a conexão de outros parques na mesma linha de transmissão. Para esses eventos, existem cláusulas de ressarcimento no contrato (constrained off) e os montantes serão calculados pela ANEEL.

Para o LER 2010, os parques comercializaram 77,8 MW médios nesse primeiro ano, em linha com o esperado pela Companhia.

Os 6 parques que comercializam energia no LER 2010, completaram, em outubro de 2015, um ano de operação. Os parques comercializaram 78,0 MW médios e geraram, na média mensal, 77,8 MW médios nesse primeiro ano, em linha com o esperado pela Companhia.

Os 14 parques que comercializam energia no LER 2009, completaram um ano de operação em julho de 2014. Os parques foram declarados aptos a operar a partir de julho de 2012, porém com o atraso da linha de transmissão, eles entraram em operação comercial apenas em 2014. Em 2015, os parques comercializaram 127,0 MW médios e geraram, na média mensal, 143,7 MW médios nesse primeiro ano, em linha com o esperado pela Companhia.

O fator de capacidade foi de 49%, próximo a estimativa do P50 para esses parques. Vale ressaltar, que nesse primeiro ano de operação, tivemos alguns eventos não recorrentes, como por exemplo, desligamentos das turbinas para possibilitar a conexão de outros parques na mesma linha de transmissão. Para esses eventos, existem cláusulas de ressarcimento no contrato (constrained off) e os montantes serão calculados pela ANEEL.

Para o LER 2010, os parques comercializaram 77,8 MW médios nesse primeiro ano, em linha com o esperado pela Companhia.

Os 6 parques que comercializam energia no LER 2010, completaram, em outubro de 2015, um ano de operação. Os parques comercializaram 78,0 MW médios e geraram, na média mensal, 77,8 MW médios nesse primeiro ano, em linha com o esperado pela Companhia.

Os 14 parques que comercializam energia no LER 2009, completaram um ano de operação em julho de 2014. Os parques foram declarados aptos a operar a partir de julho de 2012, porém com o atraso da linha de transmissão, eles entraram em operação comercial apenas em 2014. Em 2015, os parques comercializaram 127,0 MW médios e geraram, na média mensal, 143,7 MW médios nesse primeiro ano, em linha com o esperado pela Companhia.

O fator de capacidade foi de 49%, próximo a estimativa do P50 para esses parques. Vale ressaltar, que nesse primeiro ano de operação, tivemos alguns eventos não recorrentes, como por exemplo, desligamentos das turbinas para possibilitar a conexão de outros parques na mesma linha de transmissão. Para esses eventos, existem cláusulas de ressarcimento no contrato (constrained off) e os montantes serão calculados pela ANEEL.

Para o LER 2010, os parques comercializaram 77,8 MW médios nesse primeiro ano, em linha com o esperado pela Companhia.

Os 6 parques que comercializam energia no LER 2010, completaram, em outubro de 2015, um ano de operação. Os parques comercializaram 78,0 MW médios e geraram, na média mensal, 77,8 MW médios nesse primeiro ano, em linha com o esperado pela Companhia.

Os 14 parques que comercializam energia no LER 2009, completaram um ano de operação em julho de 2014. Os parques foram declarados aptos a operar a partir de julho de 2012, porém com o atraso da linha de transmissão, eles entraram em operação comercial apenas em 2014. Em 2015, os parques comercializaram 127,0 MW médios e geraram, na média mensal, 143,7 MW médios nesse primeiro ano, em linha com o esperado pela Companhia.

O fator de capacidade foi de 49%, próximo a estimativa do P50 para esses parques. Vale ressaltar, que nesse primeiro ano de operação, tivemos alguns eventos não recorrentes, como por exemplo, desligamentos das turbinas para possibilitar a conexão de outros parques na mesma linha de transmissão. Para esses eventos, existem cláusulas de ressarcimento no contrato (constrained off) e os montantes serão calculados pela ANEEL.

Para o LER 2010, os parques comercializaram 77,8 MW médios nesse primeiro ano, em linha com o esperado pela Companhia.

Os 6 parques que comercializam energia no LER 2010, completaram, em outubro de 2015, um ano de operação. Os parques comercializaram 78,0 MW médios e geraram, na média mensal, 77,8 MW médios nesse primeiro ano, em linha com o esperado pela Companhia.

Os 14 parques que comercializam energia no LER 2009, completaram um ano de operação em julho de 2014. Os parques foram declarados aptos a operar a partir de julho de 2012, porém com o atraso da linha de transmissão, eles entraram em operação comercial apenas em 2014. Em 2015, os parques comercializaram 127,0 MW médios e geraram, na média mensal, 143,7 MW médios nesse primeiro ano, em linha com o esperado pela Companhia.

O fator de capacidade foi de 49%, próximo a estimativa do P50 para esses parques. Vale ressaltar, que nesse primeiro ano de operação, tivemos alguns eventos não recorrentes, como por exemplo, desligamentos das turbinas para possibilitar a conexão de outros parques na mesma linha de transmissão. Para esses eventos, existem cláusulas de ressarcimento no contrato (constrained off) e os montantes serão calculados pela ANEEL.

Para o LER 2010, os parques comercializaram 77,8 MW médios nesse primeiro ano, em linha com o esperado pela Companhia.

Os 6 parques que comercializam energia no LER 2010, completaram, em outubro de 2015, um ano de operação. Os parques comercializaram 78,0 MW médios e geraram, na média mensal, 77,8 MW médios nesse primeiro ano, em linha com o esperado pela Companhia.

Os 14 parques que comercializam energia no LER 2009, completaram um ano de operação em julho de 2014. Os parques foram declarados aptos a operar a partir de julho de 2012, porém com o atraso da linha de transmissão, eles entraram em operação comercial apenas em 2014. Em 2015, os parques comercializaram 127,0 MW médios e geraram, na média mensal, 143,7 MW médios nesse primeiro ano, em linha com o esperado pela Companhia.

O fator de capacidade foi de 49%, próximo a estimativa do P50 para esses parques. Vale ressaltar, que nesse primeiro ano de operação, tivemos alguns eventos não recorrentes, como por exemplo, desligamentos das turbinas para possibilitar a conexão de outros parques na mesma linha de transmissão. Para esses eventos, existem cláusulas de ressarcimento no contrato (constrained off) e os montantes serão calculados pela ANEEL.

Para o LER 2010, os parques comercializaram 77,8 MW médios nesse primeiro ano, em linha com o esperado pela Companhia.

Os 6 parques que comercializam energia no LER 2010, completaram, em outubro de 2015, um ano de operação. Os parques comercializaram 78,0 MW médios e geraram, na média mensal, 77,8 MW médios nesse primeiro ano, em linha com o esperado pela Companhia.

Os 14 parques que comercializam energia no LER 2009, completaram um ano de operação em julho de 2014. Os parques foram declarados aptos a operar a partir de julho de 2012, porém com o atraso da linha de transmissão, eles entraram em operação comercial apenas em 2014. Em 2015, os parques comercializaram 127,0 MW médios e geraram, na média mensal, 143,7 MW médios nesse primeiro ano, em linha com o esperado pela Companhia.

O fator de capacidade foi de 49%, próximo a estimativa do P50 para esses parques. Vale ressaltar, que nesse primeiro ano de operação, tivemos alguns eventos não recorrentes, como por exemplo, desligamentos das turbinas para possibilitar a conexão de outros parques na mesma linha de transmissão. Para esses eventos, existem cláusulas de ressarcimento no contrato (constrained off) e os montantes serão calculados pela ANEEL.

Para o LER 2010, os parques comercializaram 77,8 MW médios nesse primeiro ano, em linha com o esperado pela Companhia.

Os 6 parques que comercializam energia no LER 2010, completaram, em outubro de 2015, um ano de operação. Os parques comercializaram 78,0 MW médios e geraram, na média mensal, 77,8 MW médios nesse primeiro ano, em linha com o esperado pela Companhia.

Os 14 parques que comercializam energia no LER 2009, completaram um ano de operação em julho de 2014. Os parques foram declarados aptos a operar a partir de julho de 2012, porém com o atraso da linha de transmissão, eles entraram em operação comercial apenas em 2014. Em 2015, os parques comercializaram 127,0 MW médios e geraram, na média mensal, 143,7 MW médios nesse primeiro ano, em linha com o esperado pela Companhia.

O fator de capacidade foi de 49%, próximo a estimativa do P50 para esses parques. Vale ressaltar, que nesse primeiro ano de operação, tivemos alguns eventos não recorrentes, como por exemplo, desligamentos das turbinas para possibilitar a conexão de outros parques na mesma linha de transmissão. Para esses eventos, existem cláusulas de ressarcimento no contrato (constrained off) e os montantes serão calculados pela ANEEL.

Para o LER 2010, os parques comercializaram 77,8 MW médios nesse primeiro ano, em linha com o esperado pela Companhia.

Os 6 parques que comercializam energia no LER 2010, completaram, em outubro de 2015, um ano de operação. Os parques comercializaram 78,0 MW médios e geraram, na média mensal, 77,8 MW médios nesse primeiro ano, em linha com o esperado pela Companhia.

Os 14 parques que comercializam energia no LER 2009, completaram um ano de operação em julho de 2014. Os parques foram declarados aptos a operar a partir de julho de 2012, porém com o atraso da linha de transmissão, eles entraram em operação comercial apenas em 2014. Em 2015, os parques comercializaram 127,0 MW médios e geraram, na média mensal, 143,7 MW médios nesse primeiro ano, em linha com o esperado pela Companhia.

O fator de capacidade foi de 49%, próximo a estimativa do P50 para esses parques. Vale ressaltar, que nesse primeiro ano de operação, tivemos alguns eventos não recorrentes, como por exemplo, desligamentos das turbinas para possibilitar a conexão de outros parques na mesma linha de transmissão. Para esses eventos, existem cláusulas de ressarcimento no contrato (constrained off) e os montantes serão calculados pela ANEEL.

Para o LER 2010, os parques comercializaram 77,8 MW médios nesse primeiro ano, em linha com o esperado pela Companhia.

Os 6 parques que comercializam energia no LER 2010, completaram, em outubro de 2015, um ano de operação. Os parques comercializaram 78,0 MW médios e geraram, na média mensal, 77,8 MW médios nesse primeiro ano, em linha com o esperado pela Companhia.

Os 14 parques que comercializam energia no LER 2009, completaram um ano de operação em julho de 2014. Os parques foram declarados aptos a operar a partir de julho de 2012, porém com o atraso da linha de transmissão, eles entraram em operação comercial apenas em 2014. Em 2015, os parques comercializaram 127,0 MW médios e geraram, na média mensal, 143,7 MW médios nesse primeiro ano, em linha com o esperado pela Companhia.

O fator de capacidade foi de 49%, próximo a estimativa do P50 para esses parques. Vale ressaltar, que nesse primeiro ano de operação, tivemos alguns eventos não recorrentes, como por exemplo, desligamentos das turbinas para possibilitar a conexão de outros parques na mesma linha de transmissão. Para esses eventos, existem cláusulas de ressarcimento no contrato (constrained off) e os montantes serão calculados pela ANEEL.

Para o LER 2010, os parques comercializaram 77,8 MW médios nesse primeiro ano, em linha com o esperado pela Companhia.

Os 6 parques que comercializam energia no LER 2010, completaram, em outubro de 2015, um ano de operação. Os parques comercializaram 78,0 MW médios e geraram, na média mensal, 77,8 MW médios nesse primeiro ano, em linha com o esperado pela Companhia.

Os 14 parques que comercializam energia no LER 2009, completaram um ano de operação em julho de 2014. Os parques foram declarados aptos a operar a partir de julho de 2012, porém com o atraso da linha de transmissão, eles entraram em operação comercial apenas em 2014. Em 2015, os parques comercializaram 127,0 MW médios e geraram, na média mensal, 143,7 MW médios nesse primeiro ano, em linha com o esperado pela Companhia.

O fator de capacidade foi de 49%, próximo a estimativa do P50 para esses parques. Vale ressaltar, que nesse primeiro ano de operação, tivemos alguns eventos não recorrentes, como por exemplo, desligamentos das turbinas para possibilitar a conexão de outros parques na mesma linha de transmissão. Para esses eventos, existem cláusulas de ressarcimento no contrato (constrained off) e os montantes serão calculados pela ANEEL.

	2015	2014	Varição
Receita líquida	54.527	17.032	220,1%
Compra de energia	(62.127)	(13.397)	363,7%
Outros custos	(618)	(5.181)	-88,1%
Resultado financeiro	340	(21)	-1.719,0%
Resultado	(7.878)	(1.567)	402,8%

4. DEMONSTRAÇÕES DE RESULTADOS CONSOLIDADOS

RENOVA ENERGIA S.A.			
(Valores em R\$ mil)	2015	2014	Varição
Receita operacional bruta	428.903	315.534	35,9%
(-) Impostos - Pis, Cofins e ICMS	(19.073)	(12.667)	50,6%
Receita operacional líquida (ROL)	409.830	302.867	35,3%
Custos não gerenciais	(20.088)	(14.220)	41,3%
Custos gerenciais	(108.728)	(46.413)	134,3%
Depreciação	(84.569)	(80.380)	5,2%
Lucro operacional	196.445	161.854	21,4%
Despesas administrativas	(125.280)	(90.201)	38,9%
Depreciação administrativa	(3.346)	(1.808)	85,1%
Recargas/despesas financeiras	(132.121)	(60.060)	120,0%
Resultado de equivalência patrimonial	32.641	(15.674)	-308,2%
Amortização da mais valia	(36.303)	(9.168)	296,0%
Perda no ganho de participação em investimentos	-	(5.259)	-100,0%
Ganho na venda de ativos	672.351	-	-
Perda no investimento	(265.738)	-	-
IR e CS	(220.457)	(15.407)	1330,9%
Lucro líquido	118.192	(35.723)	-430,9%
Margem líquida	28,8%	-11,8%	40,6 p.p.

<



RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO

	BAHIA	SALVADOR	TOTAL
Valor da venda	451.000	716.259	1.167.259
Valor da opção	-	128.767	128.767
Custo do investimento	(215.333)	(356.964)	(572.297)
Ganho antes de outros custos e provisões	235.667	488.062	723.729
Outros custos e provisões	-	-	(51.378)
Ganho na venda	-	-	672.351

No quarto trimestre, a Renova reconheceu provisão para perda ao valor recuperável do investimento na TerraForm Global, no montante R\$318,6 milhões, em atendimento às disposições do Pronunciamento Técnico CPC 01 (R1) - Redução ao Valor Recuperável de Ativos, devido à queda no preço das ações no período. As perdas por redução ao valor recuperável são reconhecidas se houver evidência objetiva da redução do valor do investimento, com impacto nos fluxos de caixa futuros estimados desse ativo. O cálculo para provisão foi feito levando em consideração a cotação das ações da Global (R\$5,59) e a cotação do dólar (R\$ 3,90) no fechamento de dezembro de 2015.

PERDA NO INVESTIMENTO		
Impairment dos ativos		(318.588)
Ajustes de conversão		53.642
Perda estimada em crédito - put/call		(14.198)
Perda no investimento		(279.144)
Dividendos GBLB		13.406
Saldo da provisão		(265.739)

No dia 10 de novembro de 2015, a TerraForm Global declarou dividendos relativos ao 3T15 no valor de US\$ 0,1704 por ação, que foram pagos a Companhia no dia 15 de dezembro de 2015. O total do pagamento foi de R\$13.406 milhões, o qual foi reconhecido no resultado do exercício. Como evento subsequente, no dia 29 de fevereiro de 2016, a TerraForm Global declarou dividendos relativos ao 4T15 no valor de US\$ 0,275 por ação, que foram pagos a Companhia no dia 17 de março de 2016.

4.7. Imposto de renda, contribuição social e resultado líquido

As receitas de geração de energia da Companhia são tributadas pelo regime de lucro presumido. Neste regime, a base de cálculo do imposto de renda é calculada à razão de 8% sobre as receitas brutas provenientes da geração de energia e de 100% das receitas financeiras, sobre as quais se aplicam as alíquotas regulares de 15%, acrescida da adicional de 10%, para o imposto de renda. A base de cálculo da contribuição social é calculada à razão de 12% sobre as receitas brutas provenientes da geração de energia e de 100% das receitas financeiras, sobre as quais se aplicam a alíquota regular de 9%.

Em 2015, o imposto de renda e contribuição social somaram R\$220,4 milhões ante R\$ 15,4 milhões em 2014, devido ao fechamento da primeira fase da transação para TerraForm Global e consequente recebimento pela venda dos ativos do LER 2009.

No ano de 2015, a Companhia apresentou lucro líquido de R\$118,2 milhões também devido ao ganho com o fechamento da transação com a TerraForm Global. O lucro líquido do ano será destinado a reserva de dividendos obrigatórios não distribuídos e serão pagos assim que a situação financeira da Companhia permitir.

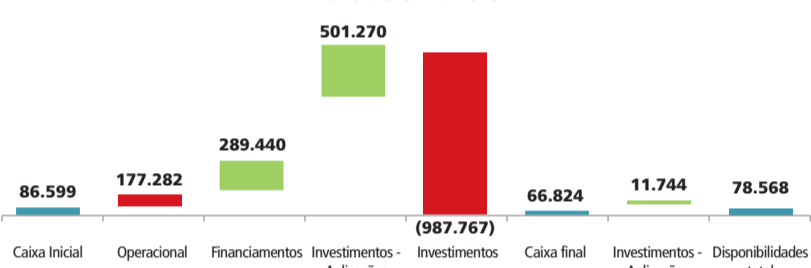
4.8. EBITDA

No ano de 2015, o EBITDA foi de 595,0 milhões, com margem de 145,2% e crescimento de 388,0% em relação ao ano de 2014, em função do fechamento da transação com a TerraForm Global e o EBITDA ajustado em 2015 foi de R\$ 134,7 milhões, com margem de 32,9% e redução de 11,9% em relação ao EBITDA ajustado de 2014.

RENOVA ENERGIA S.A.			
(Valores em R\$ mil)	2015	2014	Variação
Receita operacional líquida (ROL)	409.830	302.867	35,32%
Lucro (prejuízo) líquido	118.149	-35.723	-430,7%
(+) IR e CS	220.390	15.407	1331,2%
(+) Depreciação e amortização	124.218	82.188	51,1%
(+) Despesas financeiras	223.186	113.142	97,3%
(-) Receitas Financeiras	(91.065)	(53.082)	71,6%
EBITDA	594.987	121.932	388,0%
Margem EBITDA	145,2%	40,26%	104,9 p.p.
(+) Perda no Investimento	(672.351)	-	-
(+) Ganho na venda de ativos	265.739	-	-
(+) Equivalência patrimonial	(32.641)	15.674	-308,2%
(+) Ajustes financeiros de geração	(21.080)	19.848	-206,2%
(+) Provisão LER 2010	-	(4.645)	-
EBITDA ajustado	134.654	152.809	-11,9%
Margem EBITDA ajustado	32,9%	50,45%	-17,6 p.p.

5. FLUXO DE CAIXA

Fluxo de Caixa 2015



No ano de 2015, o caixa da Companhia diminuiu R\$19,8 milhões, as principais variações são decorrentes de:

- Geração de caixa pelas atividades operacionais de R\$177,3 milhões;
- Geração de caixa no valor de R\$289,4 milhões em financiamentos, principalmente em função do desembolso de parte do empréstimo ponte tomado junto ao BNDES e em função de empréstimos de curto prazo para capital de giro;
- Aplicações financeiras no valor de R\$501,3 milhões que são referentes a resgates de aplicações em fundos de investimentos;
- Consumo de caixa no valor de R\$987,8 milhões em investimentos, em função do avanço das obras do Alto Sertão III.

6. ANÁLISE DOS PRINCIPAIS INDICADORES ECONÔMICOS E FINANCEIROS

Balanço Patrimonial						
Valores em R\$ mil						
Ativo Consolidado				Passivo Consolidado		
	31/12/15	30/09/15	31/12/14	31/12/15	30/09/15	31/12/14
Circulante	548.607	584.990	692.655	Circulante	1.989.214	1.146.510
Caixa	66.147	107.452	86.599	Empréstimos e	709.938	600.127
Aplicações financeiras	11.744	4.040	509.018	Financiamentos	544.921	31.514
Clientes	26.655	24.364	68.627	Debêntures	570.006	349.077
Outros	248.710	218.525	28.411	Fornecedores	49.605	52.702
Ativos mantidos para venda	197.351	230.609	-	Outros	-	60.639
Não Circulante	5.489.051	5.363.303	4.849.587	Passivos diretamente associados a ativos mantidos para venda	114.744	113.090
Cauções e Depósitos	36.734	35.818	160.487	Não Circulante	1.406.264	1.816.273
Outros	4.661	5.336	8.745	Empréstimos e	955.307	965.300
Investimentos	1.159.551	1.457.337	713.312	Financiamentos	162.090	652.832
Imobilizado em serviço	1.731.842	1.230.047	2.175.130	Debêntures	31.471	-
Imobilizado em curso	2.556.263	2.634.765	1.791.913	Fornecedores	257.396	198.141
				Outros	2.642.180	2.985.510
				Patrimônio Líquido	2.526.253	2.526.240
				Capital Social	55.246	56.156
				Reserva de Capital	60.681	-
				Reserva de Lucros	-	53.642
				Ajustes acumulados de conversão	-	349.459
				Lucros Acumulados	-	(71.775)
Ativo Total	6.037.658	5.948.293	5.542.242	Passivo Total	6.037.658	5.948.293

Conforme explicado no item 3.1, em setembro de 2015 foi concluída a fase I do acordo entre Renova, SunEdison e TerraForm Global, dos ativos eólicos - LER 2009. Dessa maneira, o LER 2009 não faz mais parte do balanço patrimonial da Companhia.

De acordo com o IFRS 5/CPC 31, os ativos que tem venda altamente provável, com administração engajada para tal evento e que a venda deve ser concluída em até um ano, devem ser classificados como ativos mantidos para venda.

Dessa maneira, no fechamento do ano de 2015 todas as linhas do ativo relativas a ESPRA, foram classificadas dentro do ativo circulante em uma única linha - ativos mantidos para a venda.

O mesmo aconteceu no passivo, todas as linhas do passivo destes projetos foram classificadas numa linha única - passivos diretamente associados a ativos mantidos para a venda.

6.1. Principais variações do ativo

O ativo circulante encerrou o ano em R\$550,6 milhões, sendo que R\$ 197,3 milhões é referente a ativos mantidos para a venda, que consolida todos os ativos da ESPRA. Em 31 de dezembro de 2015, o valor das disponibilidades (caixa + aplicações financeiras) era de R\$77,9 milhões. Este valor contempla a antecipação do pagamento de R\$ 60,0 milhões no final de 2015 do contrato de compra e venda de energia celebrado entre a Renova Comercializadora e CEMIG GT. A posição de caixa da Companhia deve ser fortalecida com o aumento de capital autorizado pela Companhia no mês de fevereiro de 2016 e com novos financiamentos que estão sendo estruturados.

O ativo não circulante encerrou o trimestre no valor de R\$5.472,8 milhões, sendo que a principal variação no trimestre e em relação ao saldo de 31 de dezembro de 2014 foi a variação na conta de investimentos. A conta de investimentos, que era composta apenas pela participação da Renova na Brasil PCH, agora passa a ser composta também pela participação da Renova na TerraForm Global.

O registro do investimento na TerraForm Global foi feito com base no valor do preço da ação da empresa no dia do fechamento da operação (dia 18 de setembro de 2015) e com o câmbio da mesma data, conforme explicado no item 5.6. Sendo assim, do total de R\$1.159,6 milhões da linha de investimento, R\$ 443,7 milhões são referentes à participação na TerraForm Global.

A variação do imobilizado em serviço em relação ao fechamento de 31 de dezembro de 2014 de R\$443,3 milhões é referente a transferência do LER 2009 e a classificação dos ativos da ESPRA em ativos mantidos para a venda. Já a variação do imobilizado em curso é principalmente em função do avanço das obras do Alto Sertão III.

6.2. Principais variações do passivo

O passivo circulante encerrou o ano em R\$ 1.497,0 milhões, sendo que R\$ 114,7 milhões são referentes a passivos mantidos para a venda, que consolida todos os passivos da ESPRA.

Empréstimos e financiamentos e debêntures de curto prazo totalizaram R\$ 762,6 milhões, e que a maior parte deste montante é composta pelo empréstimo ponte do BNDES para o Alto Sertão III. Cabe ressaltar, que esse empréstimo será quitado com o desembolso do financiamento do longo prazo pelo BNDES.

Em 31 de dezembro de 2015, a linha de fornecedores totalizou R\$ 570,0 milhões e o aumento de R\$ 469,8 milhões em relação ao saldo de 31 de dezembro de 2014 é devido ao estágio atual das obras para implantação dos parques do Alto Sertão III.

O passivo não circulante encerrou o trimestre em R\$ 1.898,5 milhões. A principal variação em relação ao saldo de 31 de dezembro de 2014 foi na linha de empréstimos e financiamentos, uma vez que após a venda do LER 2009 o financiamento para esse ativo deixou de ser consolidado no balanço.

A linha de outros, que encerrou o trimestre em R\$ 257,4 milhões, R\$ 231,3 milhões superior ao fechamento do ano de 2014 foi principalmente em função dos impostos diferidos relacionados a transação com a TerraForm Global.

O patrimônio líquido encerrou o ano em R\$ 2.627,9 milhões e a principal variação em relação ao ano anterior (R\$ 128,3 milhões) foi em função dos lucros acumulados, devido ao registro do ganho de capital da transferência dos ativos do LER 2009.

Balanços patrimoniais em 31 de dezembro de 2015 - Valores expressos em milhares de Reais

Ativos	Nota explicativa	Consolidado		Controladora	
		31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
Circulantes					
Caixa e equivalentes de caixa	7	66.147	86.599	20.369	28.598
Aplicações financeiras	7	11.744	509.018	-	171.027
Outros ativos financeiros	8	174.397	-	174.397	-
Contas a receber de clientes	9	26.655	68.627	2	-
Contas a receber - CCEE	19	-	199	-	-
Impostos a recuperar	10	14.092	15.064	10.067	8.476
Despesas antecipadas		2.112	721	736	219
Cauções e depósitos vinculados	12	51.201	40	51.201	40
Dividendos a receber	14.4	-	-	1.986	539
Adiantamentos a fornecedores	11	2.478	8.575	1.862	6.033
Outros créditos		4.453	3.812	3.088	4.118
		353.279	692.655	263.708	219.050
Ativos classificados como mantidos para venda	30	197.351	-	111.442	-
Total dos ativos circulantes		550.630	692.655	375.150	219.050
Não Circulantes					
Contas a receber - CCEE	19	4.245	6.100	-	-
Partes relacionadas	27	-	-	34.608	55.063
Cauções e depósitos vinculados	12	20.514	160.487	20.511	-
Impostos diferidos	13	301	2.495	-	-
Outros créditos		115	150	115	115
Investimentos	14	1.159.551	713.312	2.594.807	1.973.507
Imobilizado em serviço	15	1.731.842	2.175.130	33.284	30.285
Imobilizado em curso	15	2.556.263	1.791.913	546.544	758.554
Total dos ativos não circulantes		5.472.831	4.849.587	3.229.869	2.817.524
Total dos Ativos		6.023.461	5.542.242	3.605.019	3.036.574

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

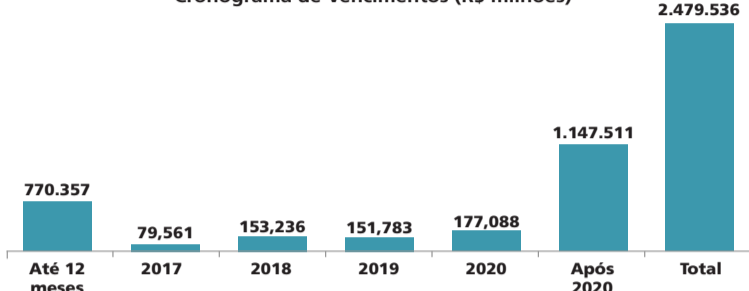
6.2.1. Financiamentos

As contas de Empréstimos e Financiamentos e Debêntures de curto e longo prazo encerraram o ano de 2015 no valor total de R\$2.479,5 milhões¹, divididas e com prazo de amortização e taxa conforme quadro abaixo.

CONTRATO	TAXA	R\$ MIL
BNDES Renova Eólica	TJLP + 2,45%	746.478
BNDES Renova Eólica	TJLP + 2,60%	271.625
BNDES - Renova Eólica (subcrédito social)	TJLP	4.185
BNDES - Ponte I Diamantina Eólica	TJLP + 3,55%	154.009
BNDES - Ponte I Diamantina Eólica	TJLP + 2,5%	380.547
BNB ² - ESPRA	9,5% a.a.	90.761
Finep - CEOL Itaparica	3,5% a.a.	14.172
Debêntures - 3ª emissão - Holding	123,45% CDI	547.173
Debêntures 1ª emissão - Renova Eólica	IPCA + 7,60% a.a.	169.459
Outros empréstimos de curto prazo	CDI + 4,30% a.a.	101.127
Total do endividamento		2.479.536
Custo de captação		(16.519)
Transferência para passivos diretamente associados a ativos mantidos para venda		(90.761)
End. líquido dos custos		2.372.256
Disponibilidades		77.891
Divida líquida³		2.294.365

- ¹ O total representa o valor contabilizado e juros gerados, sem considerar o custo de captação das operações.
- ² Os financiamentos possuem taxas de juros de 9,5% a.a. (podendo ser reduzido a 8,08% devido a 15% de bônus de adimplência).
- ³ Considera caixa e equivalentes de caixa + aplicações financeiras.
- ⁴ Considera a taxa média dos empréstimos de curto prazo.

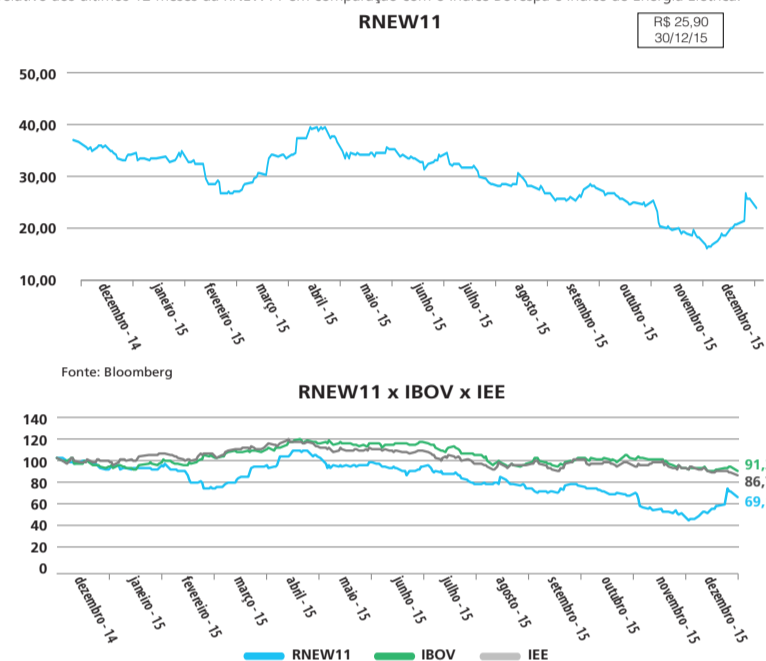
Cronograma de Vencimentos (R\$ milhões)



O saldo no cronograma de vencimentos no curto prazo de R\$ 770,4 milhões é devido principalmente ao desembolso do empréstimo ponte do BNDES no valor de R\$ 663,0 milhões que será quitado com o desembolso do financiamento do longo prazo pelo BNDES.

7. DESEMPENHO DA RNEW11 NA BM&FBOVESPA

Segue o desempenho relativo aos últimos 12 meses da RNEW11 em comparação com o Índice Bovespa e Índice de Energia Elétrica.

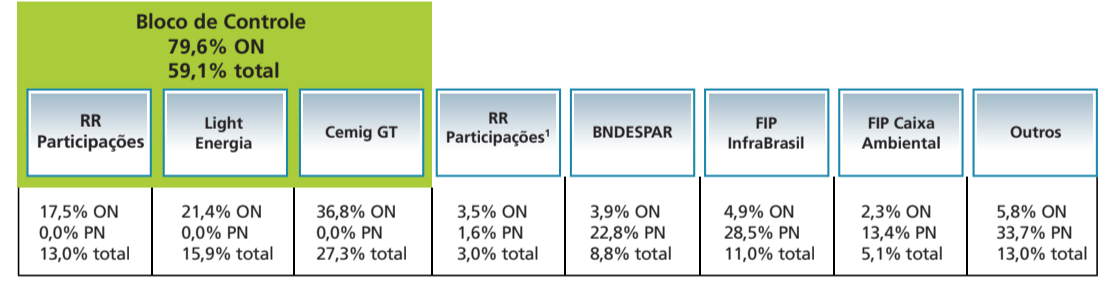


Fonte: Bloomberg

RNEW11 ¹	Em R\$
IPO (julho/10)	11,67
Fechamento (10/11/2015):	25,90
Maior cotação desde IPO:	50,00
Valorização desde o IPO:	221,9%
Valorização nos últimos 12 meses:	-30,9%
Valorização em 2015:	-30,9%

¹ Ajustado pro proventos. Com as ferramentas do website da Companhia e do relacionamento constante com acionistas e potenciais investidores em eventos públicos e eventos organizados por bancos de investimento, a área de Relação com Investidores da Renova busca atuar de maneira transparente junto ao mercado, atualizando seus investidores do seu posicionamento, seus projetos em desenvolvimento e perspectivas. As informações e publicações da Companhia podem ser acessadas no website da Companhia (www.renovaenergia.com.br), no qual também ganham destaque as principais notícias do setor que possam impactar o plano de negócios da Companhia.

8. ESTRUTURA ACIONÁRIA



Data-base: Dezembro/15
¹ Ações da RR Participações fora do bloco de controle.

Em 31 de dezembro de 2015, o capital social da Renova estava dividido da seguinte maneira:

RENOVA ENERGIA	Ações ON	Ações PN	Total de Ações
	236.874.031	81.898.898	318.772.929

Para cálculo do market cap deve-se considerar o total de ações da Renova, dividir o valor por 3 (devido a negociação em Units, composta por uma ação ordinária e duas ações preferenciais) e multiplicar pela cotação do valor mobiliário RNEW11 na data desejada.

9. GLOSSÁRIO

- Alto Sertão I** - 14 parques eólicos da Renova, localizados no interior da Bahia, que comercializaram energia no LER 2009 e que possuem capacidade instalada de 294,4 MW.
- Alto Sertão II** - 15 parques eólicos da Renova, localizados no interior da Bahia, que comercializaram energia no LER 2010 e no LEN 2011 (A-3) e que possuem capacidade instalada de 386,1 MW.
- Alto Sertão III** - 44 parques eólicos da Renova, localizados no interior da Bahia, que comercializaram energia no LEN 2012 (A-5), LER 2013 e os parques comercializados no mercado livre e que possuem capacidade instalada de 736,8 MW.
- Alto Sertão III Fase A** - 23 parques eólicos da Renova, localizados no interior da Bahia, que comercializaram energia no LEN 2012 (A-5), LER 2013 e no mercado livre e que possuem capacidade instalada de 411,0 MW.
- ANEEL** -



→ **continuação**

Notas explicativas às demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2015
Valores expressos em milhares de Reais

2008. (c) Renova PCH Ltda. ("Renova PCH"), controlada direta, tem por objeto social a construção, implantação, operação e manutenção e geração de energia elétrica por meio de fonte hídrica. A empresa está em fase pré-operacional. (d) Chipley SP Participações S.A. ("Chipley") é uma sociedade por ações de capital fechado, que tem por objeto social principal a participação em outras sociedades empresariais, como sócia, acionista ou quotista, podendo ainda participar de consórcios, e a exploração, direta ou indireta, conforme o caso, de serviços de energia elétrica, compreendendo os sistemas de geração, bem como de outros serviços conexos. (e) Societades por ações de capital fechado, sediadas no Estado de São Paulo e Bahia, que têm por objeto social principal a participação em outras sociedades que atuam, direta ou indiretamente, na área de geração de energia elétrica por fonte eólica. (f) Societades por ações de capital fechado, que têm por objeto social projetar, implantar, operar e explorar parque eólico específico, localizado no Estado da Bahia. Em regime de autorização, têm toda a sua produção contratada com a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica ("CCEE"), no âmbito do Leilão de Energia de Reserva - 2009 ("LER 2009"). Em setembro de 2015 esses ativos foram alienados/permutados, conforme nota 1.4. (g) Societades por ações de capital fechado, que têm por objeto social projetar, implantar, operar e explorar parque eólico específico, localizado no Estado da Bahia. Em regime de autorização, têm toda a sua produção contratada com a CCEE, no âmbito do Leilão de Energia de Reserva - 2010 ("LER 2010"). (h) Societades por ações de capital fechado, que têm por objeto social projetar, implantar, operar e explorar parque eólico específico, localizado no Estado da Bahia. Em regime de autorização, têm toda a sua produção contratada com as distribuidoras que declararam demanda no Leilão de Energia Nova - 2011 ("LEN 2011 (A-3)"). (i) Centrais Elétricas São Salvador S.A. ("São Salvador S.A."), controlada direta, é uma sociedade por ações de capital fechado, que tem por objeto social projetar, implantar, operar e explorar especificamente o parque eólico São Salvador, localizado no Estado da Bahia. Em regime de autorização, têm toda a sua produção contratada com as distribuidoras que declararam demanda no Leilão de Energia Nova - 2012 ("LEN 2012 (A-5)"). O parque eólico está em fase de implantação. (j) Societades por ações de capital fechado, que têm por objeto social projetar, implantar, operar e explorar parque eólico específico, localizado no Estado da Bahia. Em regime de autorização, têm toda a sua produção contratada com a CCEE, no âmbito do Leilão de Energia de Reserva - 2013 ("LER 2013"). Os parques eólicos estão em fase de implantação. (k) Controladas diretas e indiretas têm por objeto social projetar, implantar, operar e explorar parque eólico específico, localizado no Estado da Bahia. Em regime de autorização, têm toda a sua produção comercializada no mercado livre. Os parques eólicos estão em fase de implantação. (l) Controladas diretas têm por objeto social a construção, implantação, operação e manutenção e geração de energia elétrica por meio de fonte eólica. Essas empresas estão em fase de implantação. (m) Controladas diretas, que têm por objeto social projetar, implantar, operar e explorar parque eólico específico, localizado no Estado da Bahia. Em regime de autorização, têm toda a sua produção contratada com as distribuidoras que declararam demanda no Leilão de Energia Nova - 2013 ("LEN 2013 (A-5)"). Essas companhias estão em fase de implantação. (n) Controladas diretas têm por objeto social projetar, implantar, operar e explorar usinas de geração de energia elétrica oriundas de fontes eólicas e solar, localizadas no Estado da Bahia. Em regime de autorização, têm toda a sua produção contratada com a CCEE, no âmbito do Leilão de Energia de Reserva - 2014 ("LER 2014"). Os parques eólicos estão em fase de implantação. (o) Controladas diretas têm por objeto social projetar, implantar, operar e explorar usinas de geração de energia elétrica oriundas de fontes eólicas e solar, localizadas no Estado da Bahia. Em regime de autorização, têm toda a sua produção contratada com as distribuidoras que declararam demanda no Leilão de Energia Nova - 2014 ("LEN 2014 (A-7)").

As demonstrações financeiras consolidadas da Renova Energia S.A. ("Renova Energia"), controlada direta, subsidiária integral, tem por objeto social principal a comercialização de energia elétrica em todas as suas formas. (q) Controladas diretas têm por objeto social principal a participação em outras sociedades que atuam, direta ou indiretamente, na área de geração e comercialização de energia elétrica em todas as suas formas. (r) Brasil PCH S.A. ("Brasil PCH") é uma sociedade por ações de capital fechado, que tem por objeto social a participação em outras sociedades empresariais, como sócia, acionista ou quotista, podendo ainda participar em atividades relacionadas à administração, à construção, ao planejamento, à operação, à manutenção e ao desenvolvimento de projetos de geração de energia elétrica renovável por meio de PCHs. (s) TerraForm Global, Inc. ("TerraForm" ou "TerraForm Global") é uma empresa globalmente diversificada orientada para pagamento de dividendos, constituída para deter e operar ativos de geração de energia limpa em mercados emergentes com alto crescimento. **1.1 Entrada da Cemig Energia e Transmissão S.A. ("CEMIG GT") no bloco de controle da Companhia:** Em 29 setembro de 2014, a CEMIG GT subscreveu e integrou R\$ 186.035 ações ordinárias da Renova, no valor total de R\$1.550,072, mediante a capitalização de AFAC, no valor de R\$810.129, realizado em 31 de março de 2014 e através da cessão à Renova do crédito relativo ao AFAC realizado na Chipley em 14 de fevereiro de 2014, no valor de R\$739.943. Após a subscrição e integralização foi celebrado novo Acordo de Acionistas entre Cemig GT, RR Participações e Eight Energy. No dia 27 de outubro de 2014, em reunião do Conselho de Administração da Companhia, foi homologado o aumento de capital realizado pela CEMIG GT que integrou R\$ 186.035 ações ordinárias da Renova, no valor total de R\$1.550,072, sendo R\$810.129 mediante capitalização de AFAC e R\$739.943 em AFAC feito na Companhia e R\$739.943 mediante cessão, à Companhia, do AFAC realizado pela CEMIG GT na Chipley. Além da CEMIG GT, houve o exercício dos direitos de preferência de 10.866 ações ordinárias pelos demais acionistas da Companhia, totalizando R\$ 196.901 ações ordinárias subscritas e integralizadas, totalizando R\$1.550.265. **1.2 Aquisição de controle compartilhado da Brasil PCH:** Conforme fatos relevantes emitidos pela Renova nos dias 8 de agosto de 2013 e 28 de outubro de 2013, a subsidiária da Companhia, Chipley SP Participações S.A. adquiriu em 14 de fevereiro de 2014 51% das ações da Brasil PCH, compartilhando seu controle. A Brasil PCH detém 13 PCHs com capacidade instalada de 291 MW e energia assegurada de 194 MM médios. Todas as PCHs possuem contratos de longo prazo (20 anos) de venda de energia no âmbito do PROINFA - Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (informações físicas e relativas a medidas de capacidade energética não auditadas pelos auditores independentes). O preço total de aquisição da Brasil PCH foi de R\$754.906, que compreende: (i) R\$739.943 pagos em 14 de fevereiro de 2014; (ii) R\$23.522 pagos em 14 de agosto de 2014 como ajuste do preço de aquisição; e (iii) R\$8.559 relativos ao reconhecimento e recebimento de dividendos originalmente devidos aos vendedores das ações da Brasil PCH. Por ser uma companhia de controle compartilhado, a participação da Chipley na Brasil PCH é registrada por equivalência patrimonial, em conformidade com a IFRS 11/ CPC 19 (R2) - Negócios em conjunto. Informações adicionais sobre a aquisição da controlada em conjunto Brasil PCH:

a) Considerações transferidas: Considerações transferidas:

Caixa transferido em caixa e equivalentes de caixa diretamente aos acionistas	739.943
Ajuste de preço	23.522
Dividendos originalmente devidos aos vendedores das ações da Brasil PCH	(8.559)
Caixa líquido de aquisição	754.906

b) Alocação do preço de compra: O valor de aquisição pago foi alocado aos ativos e passivos da Brasil PCH a valores justos, incluindo os ativos intangíveis associados ao direito de exploração de cada autorização, os quais serão amortizados pelos prazos remanescentes das autorizações das PCHs adquiridas. Consequentemente, como a totalidade do valor pago foi alocada a ativos e passivos identificados, nenhum valor residual foi alocado como ágio. A alocação do preço de compra de acordo com as normas contábeis aplicáveis em combinação de negócios foi realizada no quarto trimestre de 2014 a qual foi suportada por uma análise de avaliação de mercado independente em conjunto com análises conduzidas pela Administração da Companhia. A contabilização da aquisição da Brasil PCH foi efetuada para a data-base de 31 de janeiro de 2014 e os valores justos dos ativos e passivos da Brasil PCH na data de aquisição estão abaixo demonstrados:

	Brasil PCH
Caixa e equivalentes de caixa	131.139
Contas a receber	34.047
Imobilizado	1.593.984
Intangível - contrato de concessão	1.785.877
Outros ativos	118.517
Total dos ativos	3.663.564
Passivos e patrimônio líquido	
Empréstimos e financiamentos	11.017
Impostos diferidos	1.327.522
Outros passivos	687.101
Patrimônio líquido	157.216
Total dos passivos e do patrimônio líquido	1.480.208
	3.663.564

1.3 Operação comercial dos parques eólicos do LER 2010, LEN 2011 (A-3) e LER 2013: LER 2010 e LEN 2011 (A-3) - Os parques tiveram seu início de período de suprimento concatenado com a operação comercial das respectivas linhas de transmissão, as quais não eram de responsabilidade da Companhia. Assim, os parques do LER 2010 entraram em operação comercial em outubro de 2014 e do total de nove parques do LEN 2011 (A-3), quatro parques entraram em operação em março de 2015 e os outros cinco parques entraram em operação em janeiro de 2016 (vide nota 34.1). LER 2013 - Os Contratos de Energia de Reserva estabelecem que os parques eólicos deveriam entrar em operação comercial em 1 de setembro de 2015, contudo estão atrasados com previsão de entrada em operação em 2016. Conforme contrato, o efetivo pagamento da receita fixa está condicionado à entrada em operação comercial dos parques, devendo os custos financeiros associados a esse pagamento ficarem retidos na CONER (conta de energia de reserva) os quais serão considerados quando da apuração das diferenças entre a energia gerada e a contratada (vide nota 19). **1.4 Operação com TerraForm Global:** a) Descrição da operação: Conforme fatos relevantes divulgados pela Companhia nos dias 7 de maio, 15 de julho e 18 de setembro de 2015, a Companhia realizou operação de alienação e permuta de certos ativos assim como outros acordos ("Operação") com a TerraForm e companhias ligadas segregadas em duas fases: A primeira fase da operação, anunciada no dia 7 de maio de 2015, contemplou a celebração dos seguintes contratos: (i) Contrato de compra e venda de ações para a alienação dos ativos do projeto Espira pelo valor de R\$136.000, mediante pagamento em dinheiro; (ii) Contrato de compra e venda de ações para a alienação dos ativos do projeto Bahia, correspondentes a cinco parques eólicos que comercializam energia no LER 2009, com 99,2 MW de capacidade instalada pelo valor contratual de R\$451.000, mediante pagamento em dinheiro; e (iii) Contrato de permuta de ações para a permuta das ações das controladas da Companhia que detiverem os ativos do projeto Salvador, correspondente a nove parques eólicos que comercializam energia no LER 2009, com 195,2 MW de capacidade instalada pelo valor contratual de R\$1.026.000, por 20.327.499 ações Classe A da TerraForm Global, sendo que o preço por ação da oferta pública de ações (IPO) da TerraForm Global (i.e. US\$15,10 por ação) foi utilizado como base dessa permuta. Os valores acima estão sujeitos aos ajustes contemplados nos respectivos contratos. A segunda fase da operação, aprovada e celebrada em 15 de julho de 2015, foi cancelada conforme fato relevante publicado em 1 de dezembro de 2015. O cancelamento ocorreu em razão de alterações nos termos do contrato. No dia 18 de setembro de 2015, a Companhia celebrou o fechamento parcial da primeira fase da operação com a TerraForm Global, com a conclusão da alienação/permuta dos projetos Bahia e Salvador. A data de reconhecimento contábil da alienação foi considerada para fins de mensuração do valor justo da permuta do projeto Salvador o qual é composto do valor justo das 20.327.499 (vinte milhões, trezentos e vinte e sete mil, quatrocentos e noventa e nove) ações da TerraForm no valor de R\$716.259 acrescido do valor justo da opção de venda de 7.000.000 (sete milhões) de ações (conforme detalhado na nota 1.4d e nota 8) e no montante de R\$128.767. Abaixo demonstramos o valor do ganho em toda operação sem considerar os efeitos tributários:

	Bahia	Salvador	Total
Valor da venda	451.000	845.026	1.296.026
Custo do investimento	(215.333)	(356.964)	(572.297)
Ganho antes dos outros custos e provisões	235.667	488.062	723.729
Outros custos na venda			(38.143)
Provisões para garantias (vide nota 1.4c)			(13.235)
Ganho na venda			672.351

c) Cauções, garantias e respectivas provisões relativas à operação: Conforme determinado em contrato, parte dos recursos recebidos pela Companhia, em razão da alienação dos ativos do projeto Bahia, e parte das ações da TerraForm Global recebidas pela Renova, em razão da permuta dos ativos do projeto Salvador, encontram-se depositadas em contas garantia (escrow account), sujeita a compromissos para cumprimento de determinadas obrigações contratuais. Abaixo relacionamos os compromissos assim como detalhamos seus efeitos na nota 12.

Projeto	Instituição	Valor R\$ mil(*)	Vencimento
Garantia referente a quantidade de energia gerada	Bahia	J.P. Morgan	20.511
Garantia referente a reparos dos parques	Bahia	J.P. Morgan	16.220
Garantia referente a quantidade de energia da Renova	Bahia/Salvador	Citibank	32.483
Total das garantias em caução de dinheiro			69.214

(*) Valor atualizado em 31 de dezembro de 2015. **Descrição** Garantia referente a quantidade de energia gerada (a) Garantia referente a reparos dos parques (b) Garantia referente a quantidade de energia da Renova (c) Total das garantias em caução de dinheiro (d) Valor atualizado em 31 de dezembro de 2015. **Descrição** Garantia referente a quantidade de energia gerada (a) Garantia referente a reparos dos parques (b) Garantia referente a quantidade de energia da Renova (c) Total das garantias em ações da TerraForm (d) Abaixo relacionamos as principais garantias: (i) Garantia referente a estimativa de produção média de energia - garantia utilizada para assegurar a estimativa de produção média de energia adotada pelas partes nos contratos da operação. O contrato da operação com a TerraForm determina que a estimativa de produção média de energia futura a ser produzida pelos parques serão objeto de análise e confirmação por consultores independentes com base no modelo "P-50" e as partes concordaram que a estimativa de produção média de energia futura a ser produzida pelos parques será ajustada considerando um efeito de até R\$40.000, considerando os termos dos contratos. (ii) Garantia referente a reparos dos parques: conforme contrato relativo à operação com a TerraForm a Renova é responsável por realizar certos reparos nos parques ("remediation items") às custas da própria Renova. De forma a garantir o cumprimento desses reparos foi depositado em conta vinculada o montante de R\$16.220 além de 313.333 ações da TerraForm. (iii) Garantias referentes às debêntures: essas garantias servem para assegurar a desalienação de bens e direitos vinculados à 3ª emissão de debêntures da Companhia. De acordo com o contrato de fechamento da primeira fase da Operação com a TerraForm, a Companhia é obrigada a substituir a garantia vinculada à 3ª emissão de debêntures corporativa (ver nota 17.6c) a qual é representada pelo fluxo de dividendos oriundos das SPes controladas pela Bahia Eólica e Salvador Eólica. Como as garantias não foram substituídas até 25 de setembro de 2015, o contrato determina que os possíveis dividendos a serem pagos pela TerraForm relativos ao terceiro e quarto trimestres de 2015 ficarão retidos em contas vinculadas até a conclusão da substituição. As garantias foram substituídas em janeiro de 2016, conforme detalhado na nota 33.3. Com base na análise da administração da Companhia foi estimado o montante esperado de efeito no resultado relativo às garantias caucionadas nos itens (i) e (ii) conforme abaixo discriminado:

Descrição	Valor
Garantia relativa à quantidade de energia gerada	1.000
Garantia relativa à manutenção dos parques	3.235
Total	13.235

d) Contrato de opção de venda com a SunEdison (controladora da TerraForm): Em 18 de setembro de 2015, foi celebrado um contrato prevendo uma opção de venda para a Renova e uma opção de compra para a SunEdison, por meio da qual, a partir de 31 de março de 2016 a Companhia terá a opção de alienar com a SunEdison até 7 milhões das ações da TerraForm Global recebidas pela Renova por conta do fechamento da permuta dos ativos do projeto Salvador descrito anteriormente; e a SunEdison terá a opção de adquirir da Renova, até 7 milhões das ações da TerraForm. O preço efetivo quando do exercício da opção de venda ou de compra será de R\$50,48 ou US\$15,10. A Companhia precificou a opção considerando o modelo matemático de Black-Scholes e a expectativa futura da taxa de câmbio. Na data de fechamento da operação, 18 de setembro de 2015, o valor justo da opção foi de R\$128.767 e para 31 de dezembro de 2015, foi de R\$174.397, conforme detalhado na nota 8. e) Contrato de gestão de ativos ("Asset Management Agreement"): Em 18 de setembro de 2015 a Companhia assinou contrato de prestação de serviços de gestão de ativos com TerraForm para gerir os ativos alienados na Operação (Bahia Eólica e Salvador Eólica). Pela prestação deste serviço a Renova receberá um valor anual de R\$3.639 e ficará responsável pela gestão diária das operações, gestão de contratos, gestão financeira, contábil e outras atividades. As informações informadas abaixo têm sido analisadas considerando o efeito de até R\$40.000, considerando os termos dos contratos. No 4º trimestre de 2015: Conforme fato relevante divulgado pela Companhia em 1º de dezembro de 2015, a TerraForm anunciou a desistência da aquisição de projetos em desenvolvimento da Renova que previa a permuta de ações da TerraForm por ações de subsidiárias da Companhia com um pipeline de R\$13,4 bilhões, referente a segunda fase da operação. Adicionalmente a SunEdison desistiu de adquirir a participação que a Light detém na Renova o que permitiria entrar no bloco de controle da mesma. **1.5 Capital circulante líquido:** Em 31 de dezembro de 2015, o passivo circulante consolidado da Companhia é de R\$1.497.006, enquanto o ativo circulante é de R\$550.630. O capital circulante líquido negativo é em função, principalmente, do empréstimo-ponte assinado com o BNDES no valor de R\$500.000. O empréstimo-ponte possui vencimento em 15 de junho de 2016 ou na data de desembolso do contrato de financiamento de longo prazo a ser assinado entre o BNDES e a Companhia, o que ocorrer primeiro. A Administração da Companhia vem conduzindo ações com o objetivo de melhorar a sua estrutura financeira e de capital de giro que incluem: a) estruturação de empréstimos com prazos mais longos e adequados às necessidades atuais. A Companhia está em entendimentos finais para assinatura do contrato de financiamento de longo prazo, no montante aproximado de R\$823.000 com o BNDES que irá substituir o empréstimo-ponte tomado, e o restante será utilizado para conclusão das obras relacionadas ao projeto, liberando assim a caixa da Companhia. A expectativa da Companhia é que esse liberação ocorra no segundo trimestre de 2016; b) o aumento de capital na Renova no valor de até R\$731.248, cujos aportes devem ocorrer até maio de 2016 (vide nota 34.4), reforçando o caixa da Companhia; c) Contrato de Suporte de Acionistas assinado em 26 de fevereiro de 2016, no qual os acionistas do bloco de controle se obrigam a aportar recursos na Companhia caso haja insuficiência de recursos disponíveis para o pagamento da 2ª e das demais parcelas dos juros remuneratórios das Debêntures nas respectivas datas de pagamento; d) reestruturação e redução dos gastos administrativos; e) e) postergação de determinados projetos para equalização do fluxo de caixa da Companhia.

2. BASE DE PREPARAÇÃO

2.1 Declaração de conformidade: As demonstrações financeiras da Companhia compreendem: a) As demonstrações financeiras individuais preparadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, conforme Pronunciamento Técnico - CPC 26 (R1) - Apresentação das Demonstrações Contábeis; emitida pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis - CPC, aprovada pela Comissão de Valores Mobiliários - CVM e pelo Conselho Federal de Contabilidade - CFC, identificadas como "Controladora" ou "individuais"; b) As demonstrações financeiras consolidadas, preparadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, conforme o Pronunciamento Técnico CPC 26 (R1) - Apresentação das Demonstrações Contábeis emitida pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis - CPC, aprovada pela Comissão de Valores Mobiliários - CVM e pelo Conselho Federal de Contabilidade - CFC e a norma internacional IAS 1 - "Presentation of Financial Statements", emitida pelo "International Accounting Standards Board - IASB" ("International Financial Reporting Standards - IFRS") e identificadas como "Consolidado". A Companhia também se utiliza das orientações contidas no Manual de Contabilidade do Setor Elétrico Brasileiro e das normas definidas pela Agência Nacional de Energia Elétrica ("ANEEL"). As demonstrações financeiras consolidadas e individuais, as quais estão expressas em milhares de reais, arredondadas ao milhar mais próximo, exceto quando indicado, foi aprovada para arquivamento na CVM pelo Conselho de Administração em 28 de março de 2016. **2.2 Base de elaboração, mensuração e resumo das principais práticas contábeis:** As demonstrações financeiras consolidadas e individuais foram preparadas com base no custo histórico como base de valor, exceto pela valorização de certos ativos não correntes como instrumentos financeiros, os quais são mensurados pelo valor justo no fim de cada período de relatório, conforme descrito nas práticas contábeis a seguir. O custo histórico geralmente é baseado no valor justo das contraprestações pagas em troca de bens e serviços. Conforme nota 1.4 certos ativos foram alienados no exercício de 2015, desta forma qualquer interpretação ou análise das demonstrações financeiras deve levar em consideração essas circunstâncias. As políticas contábeis descritas abaixo têm sido aplicadas consistentemente a todos os exercícios apresentados e quaisquer alterações em tais práticas contábeis são constantes no contrato em 31 de dezembro de 2015, a receita reconhecida é de R\$910 (vide nota 23). f) Eventos posteriores à aquisição: Os ganhos e passivos do investimento sedido no exterior, cuja moeda funcional é diferente da moeda de apresentação da Companhia, são convertidos pela taxa de câmbio na data das demonstrações financeiras. As receitas e despesas são convertidas pela taxa de câmbio média de cada período e o patrimônio líquido é convertido pela taxa de câmbio histórica de cada movimentação do patrimônio líquido. Os ganhos e as perdas decorrentes das variações desse investimento no exterior são reconhecidos diretamente no patrimônio líquido na conta de ajustes acumulados de conversão. **2.4 Bases de consolidação e investimentos em controladas:** Foram consolidadas as demonstrações financeiras das controladas mencionadas na nota 1. Descrição dos principais procedimentos de consolidação: • eliminação dos saldos das contas de ativos e passivos entre as companhias consolidadas; • eliminação das participações da controladora no patrimônio líquido das companhias controladas, direta e indiretamente; • eliminação dos saldos de receitas e despesas financeiras entre as companhias consolidadas. Conforme nota explicativa 1.4, os ativos operacionais alienados foram consolidados no resultado até setembro de 2015. **2.5 Combinação de negócios:** Nas demonstrações financeiras consolidadas, as aquisições de negócios são contabilizadas pelo método de aquisição. A contrapartida transferida em uma combinação de negócios é mensurada pelo valor justo, que é calculado pela soma dos valores justos dos ativos transferidos, dos passivos incorridos pelo Grupo na data de aquisição para os antigos controladores da adquirida e das participações em negócios constantes no contrato em 31 de dezembro de 2015. Os custos relacionados à aquisição são geralmente reconhecidos no resultado, quando incorridos. Na data de aquisição, os ativos adquiridos e os passivos assumidos identificáveis são reconhecidos pelo valor justo na data de aquisição, exceto por: ativos ou passivos fiscais diferidos e ativos e passivos relacionados a acordos de benefícios com empregados são reconhecidos e mensurados de acordo com a IAS 12 - *Impostos sobre a Renda* e IAS 19 - *Benefícios aos Empregados* (equivalentes aos CPC 32 e CPC 33 (R1)), respectivamente; passivos ou instrumentos de patrimônio relacionados a acordos de pagamento baseado em ações da adquirida ou acordos de pagamento baseado em ações do Grupo celebrados em substituição aos acordos de pagamento baseado em ações da adquirida são mensurados de acordo com a IFRS 2 (equivalente ao CPC 10 (R1)) na data de aquisição; e ativos (ou grupos para alienação) classificados como mantidos para venda conforme a IFRS 5 - *Ativos Não Circulantes Mantidos para Venda e Operações Descontinuadas* (equivalente ao CPC 31) são mensurados conforme essa norma. **Demonstrações financeiras individuais:** Nas demonstrações financeiras individuais, a Companhia aplica os requisitos da IFRS 09 (R1) - Demonstrações Contábeis

Individuais, Demonstrações Separadas, Demonstrações Consolidadas e Aplicação do Método de Equivalência Patrimonial, a qual requer que qualquer montante excedente ao custo de aquisição sobre a participação da Companhia no valor justo líquido dos ativos, passivos e passivos contingentes identificáveis da adquirida na data de aquisição seja reconhecido como ágio. O ágio é acrescido ao valor contábil do investimento. Qualquer montante da participação da Companhia no valor justo líquido dos ativos, passivos e passivos contingentes identificáveis que exceda o custo de aquisição, após a reavaliação, é imediatamente reconhecido no resultado. As contraprestações transferidas, bem como o valor justo líquido dos ativos e passivos, são mensuradas utilizando-se os mesmos critérios aplicáveis às demonstrações financeiras consolidadas descritas anteriormente. **2.6 Investimentos em coligadas e joint ventures:** Uma coligada é uma entidade sobre a qual a Companhia possui influência significativa. Influência significativa é o poder de participar nas decisões sobre as políticas financeiras e operacionais da investida, sem exercer controle individual ou conjunto sobre essas políticas. Os resultados e os ativos e passivos de coligadas ou joint ventures são incorporados nestas demonstrações financeiras pelo método de equivalência patrimonial, exceto quando o investimento, ou uma parcela dele, é classificado como mantido para venda, caso em que ele é contabilizado de acordo com a IFRS 5 (equivalente ao CPC 31). De acordo com o método de equivalência patrimonial, um investimento em uma coligada ou joint venture é reconhecido inicialmente no balanço patrimonial ao custo e ajustado em seguida para reconhecer a participação da Companhia no resultado e em outros resultados abrangentes da coligada ou joint venture. A Companhia descontinua o uso do método de equivalência patrimonial a partir da data em que o investimento deixou de ser uma coligada ou joint venture ou quando o investimento é classificado como mantido para venda. Quando a Companhia detém uma participação na coligada ou joint venture antiga e a participação detida é um ativo financeiro, a Companhia mensura a participação detida pelo valor justo naquela data e o valor justo é considerado seu valor justo no reconhecimento inicial de acordo com a IAS 39 (equivalente ao CPC 38). A diferença entre o valor contábil da coligada na data em que o uso do método de equivalência patrimonial é descontinuado e o valor justo de qualquer participação detida e quaisquer resultados da alienação parcial da participação na coligada ou joint venture é incluída na determinação da ganho ou da perda. **2.7 Ativos não circulantes mantidos para venda:** Os ativos não circulantes são classificados como mantidos para venda caso o seu valor contábil seja recuperado principalmente por meio de uma transação de venda e não através do uso contínuo. Essa condição é atendida somente quando o ativo (ou grupo de ativos) estiver disponível para venda imediata em sua condição atual, sujeito apenas a termos usuais e costumes para venda desse ativo (ou grupo de ativos), e sua venda for considerada altamente provável. A Administração deve estar comprometida com a venda, a qual se espera que, no reconhecimento possa ser considerada como uma venda concluída dentro de um ano a partir da data de classificação. Quando a Companhia está comprometida com um plano de venda que envolve a perda de controle de uma controlada, quando atendidos os critérios descritos no parágrafo anterior, todos os ativos e passivos dessa controlada são classificados como mantidos para venda nas demonstrações financeiras. Os ativos não circulantes (ou o grupo de ativos) classificados como destinados à venda são mensurados pelo menor valor entre o contábil anteriormente registrado e o valor justo menos o custo de venda. **2.8 Reconhecimento de receita:** A receita operacional do curso normal das atividades das controladas é medida pelo valor justo da contraprestação recebida ou a receber. A receita operacional é reconhecida quando existe evidência convincente de que os riscos e benefícios mais significativos foram transferidos para o comprador, de que for provável que os benefícios econômicos financeiros fluirão para a entidade, de que os custos associados possam ser estimados de maneira confiável, e de que o valor da receita operacional possa ser mensurado de maneira confiável. A receita proveniente da venda da geração de energia é registrada em um fase na energia assegurada e com tarifas especificadas nos termos dos contratos de fornecimento de energia vigentes no mercado de energia. Para os demais empréstimos e financiamentos que não são vinculados diretamente a obras específicas, firmados com agentes de mercado e devidamente registrados na CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. A receita de dividendos de investimentos é reconhecida quando o direito do acionista de receber tais dividendos é estabelecido (desde que seja provável que os benefícios econômicos futuros deverão fluir para o Grupo e o valor da receita possa ser mensurado com confiabilidade). **2.9 Resultado:** O resultado é apurado em conformidade com o regime de competência. A receita obtida com a venda de energia elétrica é reconhecida no resultado quando do seu fornecimento, medição ou condição contratual. Uma receita não é reconhecida se há uma incerteza significativa na sua realização. As receitas financeiras abrangem basicamente as receitas de juros sobre aplicações financeiras e mútuos com partes relacionadas. A receita de juros é reconhecida no resultado através do método dos juros efetivos. **2.10 Resultado por ação:** O lucro por ação básico é calculado por meio da divisão do lucro (prejuízo) líquido do exercício atribuído aos detentores de ações ordinárias ("ON") e preferências ("PN") da controladora pela quantidade média ponderada de ações ordinárias e preferências disponíveis durante o exercício, excluídas as ações em tesouraria. O lucro por ação diluído é calculado por meio da divisão do lucro (prejuízo) líquido atribuído aos detentores de ações ordinárias e preferências de ações ordinárias e preferências da controladora pela quantidade média ponderada de ações ordinárias e preferências disponíveis durante o exercício, mais a quantidade média ponderada de ações ordinárias que seriam emitidas no pressuposto do exercício das opções de compra de ações em condições vantajosas e apurados em moedas estrangeiras na data de apresentação das demonstrações financeiras. Quando não for possível estimar o montante recuperável de um ativo individualmente, a Companhia e suas controladas calculam o montante recuperável da unidade geradora de caixa à qual pertence o ativo. Quando uma base de alocação razoável e consistente pode ser identificada, os ativos corporativos também são alocados às unidades geradoras de caixa individuais ou ao menor grupo de unidades geradoras de caixa para o qual uma base de alocação razoável e consistente possa ser identificada. Ativos intangíveis com vida útil indefinida ou ainda não disponíveis para uso são submetidos ao teste de redução ao valor recuperável pelo menos uma vez ao ano e sempre que houver qualquer indicação de que o ativo possa apresentar perda por redução ao valor recuperável. O montante recuperável é o maior valor entre o valor justo menos os custos na venda ou o valor em uso. Na avaliação do valor em uso, os fluxos de caixa futuros estimados são descontados ao valor presente pela taxa de desconto, antes dos impostos, que reflete uma avaliação atual de mercado do valor da moeda no tempo e os riscos específicos do ativo para o qual a estimativa de fluxos de caixa futuros não foi ajustada. Se o montante recuperável calculado de um ativo (ou unidade geradora de caixa) for menor que seu valor contábil, o valor contábil do ativo (ou unidade geradora de caixa) é reduzido ao seu valor recuperável. A perda por redução ao valor recuperável é reconhecida imediatamente no resultado. **2.15 Moeda estrangeira:** Transações em moeda estrangeira são convertidas para a respectiva moeda funcional da Companhia e suas controladas pelas taxas de câmbio nas das transações. Os ganhos e passivos monetários decorrentes de apurados em moedas estrangeiras na data de apresentação são reconhecidos para o montante e montante em dólares. Quando não for possível aplicar a taxa de câmbio funcional, as variações cambiais sobre itens monetários são reconhecidas no resultado no exercício em que ocorrerem no capitalização quando aplicável. **2.16 Provisões:** Uma provisão é reconhecida para obrigações presentes (legal ou presumida) resultante de eventos passados, em que seja possível estimar os valores de forma confiável e cuja liquidação seja provável. O valor reconhecido como provisão é a melhor estimativa das considerações requeridas para liquidar a obrigação no final de cada período de relatório, considerando-se os riscos e as incertezas relativos à obrigação. Quando a provisão é mensurada com base nos fluxos de caixa estimados para liquidar a obrigação, seu valor contábil corresponde ao valor presente desses fluxos de caixa (em que o efeito do valor temporal do dinheiro é relevante). Quando alguns ou todos os benefícios econômicos requeridos para liquidação de uma provisão são esperados que sejam recuperados de um terceiro, um ativo é reconhecido se e somente se, o reembolso for virtualmente certo e o valor puder ser mensurado de forma confiável. **2.17 Instrumentos financeiros e gestão de riscos (nota 28):** Os ativos e passivos financeiros são reconhecidos quando a Companhia ou suas controladas forem parte das disposições contratuais dos instrumentos. Os ativos e passivos financeiros são inicialmente mensurados pelo valor justo. Os custos da transação diretamente atribuíveis à aquisição ou emissão de ativos e passivos financeiros (exceto por ativos e passivos financeiros reconhecidos ao valor justo por meio do resultado) são acrescidos ao ou deduzidos do valor justo dos ativos ou passivos financeiros, se aplicável, após o reconhecimento inicial. Os custos da transação diretamente atribuíveis à aquisição de ativos e passivos financeiros ao valor justo por meio do resultado são reconhecidos imediatamente no resultado. **2.17.1 Ativos financeiros:** Os ativos financeiros são reconhecidos nas seguintes categorias: (i) ativos financeiros ao valor justo por meio do resultado, ii) investimentos mantidos até o vencimento, iii) ativos financeiros disponíveis para venda; e iv) empréstimos e recebíveis. A classificação depende da natureza e finalidade dos ativos financeiros e é determinada na data do reconhecimento inicial. A Companhia e suas controladas possuem os seguintes principais ativos financeiros: **2.17.1.1 Mensurados ao valor justo por meio do resultado:** Instrumentos financeiros registrados pelo valor justo por meio de resultado: são ativos mantidos para negociação ou designados como tal no momento do reconhecimento inicial. A Companhia e suas controladas gerenciam esses ativos e tomam decisões de compra e venda com base em seus valores justos de acordo com a gestão de riscos documentada e sua estratégia de investimentos. Esses ativos financeiros são registrados pelo respectivo valor justo, cuja mudança são reconhecidas no resultado do exercício. Os principais ativos financeiros que a Companhia e suas controladas possuem e mantêm classificados nesta categoria são "outros ativos financeiros" (nota 8), caixa e equivalentes de caixa e aplicações financeiras (nota 7). **2.17.1.2 Empréstimos e recebíveis:** São incluídos nessa classificação os ativos financeiros não derivativos com recebimentos fixos ou determináveis, que não são cotados em um mercado ativo. São registrados no ativo circulante, exceto, nos casos aplicáveis, aqueles com prazo de vencimento superior a 12 meses após a data do balanço, os quais são classificados como ativo não circulante. A Companhia e suas controladas possuem os seguintes principais ativos financeiros classificados nesta categoria: • Caixa e equivalentes de caixa (nota 7); • Contas a receber de clientes (nota 3); • Contas a receber CCEE (nota 19); • Cauções e depósitos vinculados (nota 12); e • Transações com partes relacionadas (nota 27). **2.17.1.3 Disponíveis para venda:** Os ativos financeiros disponíveis para venda correspondem a ativos financeiros não derivativos designados como disponíveis para venda ou que não são classificados como: (a) empréstimos e recebíveis; (b) investimentos mantidos até o vencimento; ou (c) ativos financeiros ao valor justo por meio do resultado. **Investimentos em títulos classificados como disponíveis para venda e mensurados pelo valor justo por meio dos outros resultados abrangentes:** Consistem, principalmente, em investimentos em ações adquiridas no exterior, e que estão registrados no ativo não circulante. Os ganhos e eventuais perdas são registrados no patrimônio líquido, onde permanecerão até a efetiva realização dos títulos, ou quando uma eventual perda for considerada irrecuperável. **Perda (impairment) de ativos financeiros disponíveis para venda:** A Companhia possui investimentos em ações classe A (GLBL) da TerraForm ("Ações TERG"), designadas como ativos financeiros disponíveis para venda. A Companhia adota essa designação, pois a natureza do investimento não está compreendida em nenhuma das demais categorias de instrumentos financeiros (empréstimos, contas a receber, investimentos mantidos até o vencimento ou ativos financeiros pelo valor justo por meio do resultado). O ativo está classificado como um ativo não circulante sob a rubrica de investimento e está registrado no ativo justo (fair value), baseado na cotação de preço de mercado em bolsa de valores (NASDAQ). De acordo com a política da Companhia, os ganhos e perdas decorrentes da variação da cotação de preço de mercado são reconhecidos imediatamente no resultado. **2.17.4 Catalítico:** Os ativos financeiros são reconhecidos nas seguintes categorias: (i) ativos financeiros ao valor justo por meio do resultado, ii) investimentos mantidos até o vencimento, iii) ativos financeiros disponíveis para venda; e iv) empréstimos e recebíveis. A classificação depende da natureza e finalidade dos ativos financeiros e é determinada na data do reconhecimento inicial. A Companhia e suas controladas possuem os seguintes principais ativos financeiros: **2.17.1.1 Mensurados ao valor justo por meio do resultado:** Instrumentos financeiros registrados pelo valor justo por meio de resultado: são ativos mantidos para negociação ou designados como tal no momento do reconhecimento inicial. A Companhia e suas controladas gerenciam esses ativos e tomam decisões de compra e venda com base em seus valores justos de acordo com a gestão de riscos documentada e sua estratégia de investimentos. Esses ativos financeiros são registrados pelo respectivo valor justo, cuja mudança são reconhecidas no resultado do exercício. Os principais ativos financeiros que a Companhia e suas controladas possuem e mantêm classificados nesta categoria são "outros ativos financeiros" (nota 8), caixa e equivalentes de caixa e aplicações financeiras (nota 7). **2.17.1.2 Empréstimos e recebíveis:** São incluídos nessa classificação os ativos financeiros não derivativos com recebimentos fixos ou determináveis, que não são cotados em um mercado ativo. São registrados no ativo circulante, exceto, nos casos aplicáveis, aqueles com prazo de vencimento superior a 12 meses após a data do balanço, os quais são classificados como ativo não circulante. A Companhia e suas controladas possuem os seguintes principais ativos financeiros classificados nesta categoria: • Caixa e equivalentes de caixa (nota 7); • Contas a receber de clientes (nota 3); • Contas a receber CCEE (nota 19); • Cauções e depósitos vinculados (nota 12); e • Transações com partes relacionadas (nota 27). **2.17.1.3 Disponíveis para venda:** Os ativos financeiros disponíveis para venda correspondem a ativos financeiros não derivativos designados como disponíveis para venda ou que não são classificados como: (a) empréstimos e recebíveis; (b) investimentos mantidos até o vencimento; ou (c) ativos financeiros ao valor justo por meio do resultado. **Investimentos em títulos classificados como disponíveis para venda e mensurados pelo valor justo por meio dos outros resultados abrangentes:** Consistem, principalmente, em investimentos em ações adquiridas no exterior, e que estão registrados no ativo não circulante. Os ganhos e eventuais perdas são registrados no patrimônio líquido, onde permanecerão até a efetiva realização dos títulos, ou quando uma eventual perda for considerada irrecuperável. **Perda (impairment) de ativos financeiros disponíveis para venda:** A Companhia possui investimentos em ações classe A (GLBL) da TerraForm ("Ações TERG"), designadas como ativos financeiros disponíveis para venda. A Companhia adota essa designação, pois a natureza do investimento não está compreendida em nenhuma das demais categorias de instrumentos financeiros (empréstimos, contas a receber, investimentos mantidos até o vencimento ou ativos financeiros pelo valor justo por meio do resultado). O ativo está classificado como um ativo não circulante sob a rubrica de investimento e está registrado no ativo justo (fair value), baseado na cotação de preço de mercado em bolsa de valores (NASDAQ). De acordo com a política da Companhia, os ganhos e perdas decorrentes da variação da cotação de preço de mercado são reconhecidos imediatamente no resultado. **2.17.4 Catalítico:** Os ativos financeiros são reconhecidos nas seguintes categorias: (i) ativos financeiros ao valor justo por meio do resultado, ii) investimentos mantidos até o vencimento, iii) ativos financeiros disponíveis para venda; e iv) empréstimos e recebíveis. A classificação depende da natureza e finalidade dos ativos financeiros e é determinada na data do reconhecimento inicial. A Companhia e suas controladas possuem os seguintes principais ativos financeiros: **2.17.1.1 Mensurados ao valor justo por meio do resultado:** Instrumentos financeiros registrados pelo valor justo por meio de resultado: são ativos mantidos para negociação ou designados como tal no momento do reconhecimento inicial. A Companhia e suas controladas gerenciam esses ativos e tomam decisões de compra e venda com base em seus valores justos de acordo com a gestão de riscos documentada e sua estratégia de investimentos. Esses ativos financeiros são registrados pelo respectivo valor justo, cuja mudança são recon



→ continuação

Notas explicativas às demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2015
Valores expressos em milhares de Reais

4. DAS AUTORIZAÇÕES									
4.1 Mercado regulado (ACR):									
Referência Contrato	Resolução ANEEL	Data da resolução	Prazo da autorização	Capacidade de produção instalada*	Referência Contrato	Portaria MME	Data da portaria	Prazo da autorização	Capacidade de produção instalada*
PCH									
Cachoeira da Lixa	PROINFA	697	24/12/2003	30 anos	14,80 MW				
Colino 2	PROINFA	695	24/12/2003	30 anos	16,00 MW				
Colino 1	PROINFA	703	24/12/2003	30 anos	11,00 MW				
Eólico									
Centrais Eólicas da Prata S.A.	LER 05/2010	177	25/03/2011	35 anos	21,84 MW				
Centrais Eólicas dos Araçás S.A.	LER 05/2010	241	07/04/2011	35 anos	31,86 MW				
Centrais Eólicas Morrão S.A.	LER 05/2010	268	20/04/2011	35 anos	30,24 MW				
Centrais Eólicas Seraima S.A.	LER 05/2010	332	27/05/2011	35 anos	30,24 MW				
Centrais Eólicas Tanque S.A.	LER 05/2010	330	26/05/2011	35 anos	30,00 MW				
Centrais Eólicas Ventos do Nordeste S.A.	LER 05/2010	161	18/03/2011	35 anos	23,52 MW				
Centrais Eólicas Ametista S.A.	LEN 02/2011 (A-3)	135	14/03/2012	35 anos	28,56 MW				
Centrais Eólicas Borgo S.A.	LEN 02/2011 (A-3)	222	13/04/2012	35 anos	20,16 MW				
Centrais Eólicas Caetite S.A.	LEN 02/2011 (A-3)	167	21/03/2012	35 anos	30,24 MW				
Centrais Eólicas Dourados S.A.	LEN 02/2011 (A-3)	130	13/03/2012	35 anos	28,56 MW				
Centrais Eólicas Espigão S.A.	LEN 02/2011 (A-3)	172	22/03/2012	35 anos	10,08 MW				
Centrais Eólicas Maron S.A.	LEN 02/2011 (A-3)	107	08/03/2012	35 anos	30,24 MW				
Centrais Eólicas Pelourinho S.A.	LEN 02/2011 (A-3)	168	21/03/2012	35 anos	21,84 MW				
Centrais Eólicas Pilões S.A.	LEN 02/2011 (A-3)	128	13/03/2012	35 anos	30,24 MW				
Centrais Eólicas Serra do Espinhaço S.A.	LEN 02/2011 (A-3)	171	22/03/2012	35 anos	18,48 MW				
Centrais Eólicas São Salvador S.A.	LEN 06/2012 (A-5)	162	22/05/2013	35 anos	22,40 MW				
Centrais Eólicas Abil S.A.	LER 05/2013	109	19/03/2014	35 anos	23,70 MW				
Centrais Eólicas Acácia S.A.	LER 05/2013	123	24/03/2014	35 anos	16,20 MW				
Centrais Eólicas Angico S.A.	LER 05/2013	111	19/03/2014	35 anos	8,10 MW				
Centrais Eólicas Folha da Serra S.A.	LER 05/2013	115	21/08/2014	35 anos	21,00 MW				
Centrais Eólicas Jabuticaba S.A.	LER 05/2013	113	19/03/2014	35 anos	9,00 MW				
Centrais Eólicas Jacaranda do Serrado S.A.	LER 05/2013	116	19/03/2014	35 anos	21,00 MW				
Centrais Eólicas Taboquinha S.A.	LER 05/2013	114	19/03/2014	35 anos	21,60 MW				
Centrais Eólicas Tabua S.A.	LER 05/2013	110	19/03/2014	35 anos	15,00 MW				
Centrais Eólicas Vaqueta S.A.	LER 05/2013	132	28/03/2014	35 anos	23,40 MW				
Centrais Eólicas Umburanas 1 S.A. (Umburanas 1)	LEN 10/2013 (A-5)	390	01/08/2014	35 anos	27,00 MW				
Centrais Eólicas Umburanas 1 S.A. (Umburanas 2)	LEN 10/2013 (A-5)	397	04/08/2014	35 anos	27,00 MW				
Centrais Eólicas Umburanas 1 S.A. (Umburanas 3)	LEN 10/2013 (A-5)	398	04/08/2014	35 anos	18,90 MW				
Centrais Eólicas Umburanas 2 S.A. (Umburanas 4)	LEN 10/2013 (A-5)	388	01/08/2014	35 anos	18,90 MW				
Centrais Eólicas Umburanas 2 S.A. (Umburanas 5)	LEN 10/2013 (A-5)	389	04/08/2014	35 anos	18,90 MW				
Centrais Eólicas Umburanas 2 S.A. (Umburanas 6)	LEN 10/2013 (A-5)	415	21/08/2014	35 anos	21,60 MW				
Centrais Eólicas Umburanas 3 S.A. (Umburanas 7)	LEN 10/2013 (A-5)	550	27/11/2013	35 anos	24,30 MW				
Centrais Eólicas Umburanas 3 S.A. (Umburanas 8)	LEN 10/2013 (A-5)	551	27/11/2013	35 anos	24,30 MW				
Centrais Eólicas Umburanas 3 S.A. (Umburanas 9)	LEN 10/2013 (A-5)	400	04/08/2014	35 anos	18,00 MW				
Centrais Eólicas Umburanas 4 S.A. (Umburanas 10)	LEN 10/2013 (A-5)	399	04/08/2014	35 anos	21,00 MW				
Centrais Eólicas Umburanas 4 S.A. (Umburanas 11)	LEN 10/2013 (A-5)	407	08/08/2014	35 anos	15,00 MW				
Centrais Eólicas Umburanas 4 S.A. (Umburanas 12)	LEN 10/2013 (A-5)	433	21/08/2014	35 anos	22,80 MW				
Centrais Eólicas Umburanas 5 S.A. (Umburanas 13)	LEN 10/2013 (A-5)	434	21/08/2014	35 anos	18,90 MW				
Centrais Eólicas Umburanas 5 S.A. (Umburanas 14)	LEN 10/2013 (A-5)	435	21/08/2014	35 anos	24,90 MW				
Centrais Eólicas Umburanas 5 S.A. (Umburanas 15)	LEN 10/2013 (A-5)	436	21/08/2014	35 anos	18,90 MW				
Centrais Eólicas Umburanas 6 S.A. (Umburanas 5)	LEN 10/2013 (A-5)	437	21/08/2014	35 anos	27,00 MW				
Centrais Eólicas Umburanas 6 S.A. (Umburanas 18)	LEN 10/2013 (A-5)	438	21/08/2014	35 anos	21,00 MW				
Centrais Eólicas Umburanas 7 Ltda. (Umburanas 17)	LEN 6/2014 (A-5)	382	03/07/2015	35 anos	24,3 MW				
Centrais Eólicas Umburanas 7 Ltda. (Umburanas 18)	LEN 6/2014 (A-5)	343	04/08/2015	35 anos	25,8 MW				
Centrais Eólicas Umburanas 7 Ltda. (Umburanas 19)	LEN 6/2014 (A-5)	342	04/08/2015	35 anos	24,3 MW				

5. COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA										
5.1 Mercado regulado (ACR):										
Companhias do Grupo	Referência Contrato	Compradora	Valor original do Contrato	Valores Energia anual contratada (MWh)	Preço histórico MWh (R\$)	Preço atualizado MWh (R\$)	Inicial	Final	Índice de correção	Mês de reajuste
Pequenas centrais hidrelétricas:										
Cachoeira da Lixa	PROINFA	Eletrobras	172.450	65.174	121,35	226,35	maio/08	abril/28	IGP-M	junho
Colino 1	PROINFA	Eletrobras	153.243	57.903	121,35	226,35	setembro/08	agosto/28	IGP-M	junho
Colino 2	PROINFA	Eletrobras	219.008	41.084	121,35	226,35	julho/08	junho/28	IGP-M	junho
Geração de energia eólica										
Centrais Eólicas da Prata S.A.	LER 05/2010	CCEE	214.701	88.476	121,25	169,42	novembro/2014(**)	agosto/33	IPCA	setembro
Centrais Eólicas dos Araçás S.A.	LER 05/2010	CCEE	295.480	121.764	121,25	169,42	novembro/2014(**)	agosto/33	IPCA	setembro
Centrais Eólicas Morrão S.A.	LER 05/2010	CCEE	312.486	128.772	121,25	169,42	novembro/2014(**)	agosto/33	IPCA	setembro
Centrais Eólicas Seraima S.A.	LER 05/2010	CCEE	325.241	134.028	121,25	169,42	novembro/2014(**)	agosto/33	IPCA	setembro
Centrais Eólicas Tanque S.A.	LER 05/2010	CCEE	295.480	121.764	121,25	169,42	novembro/2014(**)	agosto/33	IPCA	setembro
Centrais Eólicas Ventos do Nordeste S.A.	LER 05/2010	CCEE	214.701	88.476	121,25	169,42	novembro/2014(**)	agosto/33	IPCA	setembro
Centrais Eólicas Ametista S.A.(*)	LEN 02/2011	Distribuidoras	238.148	121.764	101,53	123,52	fevereiro/15 (**)	abril/35	IPCA	janeiro
Centrais Eólicas Borgo S.A.(*)	LEN 02/2011	Distribuidoras	166.189	84.972	100,73	122,54	julho/15 (**)	abril/35	IPCA	janeiro
Centrais Eólicas Caetite S.A.(*)	LEN 02/2011	Distribuidoras	245.001	125.268	100,90	122,75	julho/15 (**)	abril/35	IPCA	janeiro
Centrais Eólicas Dourados S.A.(*)	LEN 02/2011	Distribuidoras	226.155	115.632	100,87	122,72	fevereiro/15 (**)	abril/35	IPCA	janeiro
Centrais Eólicas Espigão S.A.(*)	LEN 02/2011	Distribuidoras	83.951	42.924	102,07	124,18	julho/15 (**)	abril/35	IPCA	janeiro
Centrais Eólicas Maron S.A.(*)	LEN 02/2011	Distribuidoras	236.434	120.888	101,32	123,26	fevereiro/15 (**)	abril/35	IPCA	janeiro
Centrais Eólicas Pelourinho S.A.(*)	LEN 02/2011	Distribuidoras	202.168	103.368	101,23	123,16	julho/15 (**)	abril/35	IPCA	janeiro
Centrais Eólicas Pilões S.A.(*)	LEN 02/2011	Distribuidoras	224.441	114.756	100,09	121,77	fevereiro/15 (**)	abril/35	IPCA	janeiro
Centrais Eólicas Serra do Espinhaço S.A.(*)	LEN 02/2011	Distribuidoras	152.483	77.964	99,69	121,29	julho/15 (**)	abril/35	IPCA	janeiro
Centrais Eólicas São Salvador S.A.	LEN 06/2012	Distribuidoras	158.583	89.352	88,68	112,03	dezembro/36	dezembro/36	IPCA	janeiro
Centrais Eólicas Abil S.A.	LER 05/2013	CCEE	202.880	96.360	105,20	122,73	setembro/15	agosto/35	IPCA	setembro
Centrais Eólicas Acácia S.A.	LER 05/2013	CCEE	136.979	60.444	113,70	132,64	setembro/15	agosto/35	IPCA	setembro
Centrais Eólicas Angico S.A.	LER 05/2013	CCEE	75.789	34.164	111,30	129,84	setembro/15	agosto/35	IPCA	setembro
Centrais Eólicas Folha da Serra S.A.	LER 05/2013	CCEE	175.459	84.972	103,60	120,86	setembro/15	agosto/35	IPCA	setembro
Centrais Eólicas Jabuticaba S.A.	LER 05/2013	CCEE	82.011	39.420	104,38	121,77	setembro/15	agosto/35	IPCA	setembro
Centrais Eólicas Jacaranda do Serrado S.A.	LER 05/2013	CCEE	172.488	83.220	103,99	121,31	setembro/15	agosto/35	IPCA	setembro
Centrais Eólicas Taboquinha S.A.	LER 05/2013	CCEE	186.909	88.476	105,99	123,65	setembro/15	agosto/35	IPCA	setembro
Centrais Eólicas Tabua S.A.	LER 05/2013	CCEE	135.406	64.824	104,80	122,26	setembro/15	agosto/35	IPCA	setembro
Centrais Eólicas Vaqueta S.A.	LER 05/2013	CCEE	197.191	93.732	105,55	123,13	setembro/15	agosto/35	IPCA	setembro
CRNV&M (Umburanas 1) (*)	LEN 10/2013	Distribuidoras	98.245	123.516	119,83	127,51	maio/18	dezembro/37	IPCA	janeiro
CRNV&M (Umburanas 2) (*)	LEN 10/2013	Distribuidoras	99.774	121.764	119,80	127,47	maio/18	dezembro/37	IPCA	janeiro
CRNV&M (Umburanas 3) (*)	LEN 10/2013	Distribuidoras	83.590	85.848	120,92	128,67	maio/18	dezembro/37	IPCA	janeiro
CRNV&M (Umburanas 4) (*)	LEN 10/2013	Distribuidoras	82.621	84.972	121,46	129,25	maio/18	dezembro/37	IPCA	janeiro
CRNV&M (Umburanas 5) (*)	LEN 10/2013	Distribuidoras	81.692	81.468	121,60	129,39	maio/18	dezembro/37	IPCA	janeiro
CRNV&M (Umburanas 6) (*)	LEN 10/2013	Distribuidoras	71.979	98.988	120,27	127,97	maio/18	dezembro/37	IPCA	janeiro
CRNV&M (Umburanas 7) (*)	LEN 10/2013	Distribuidoras	28.764	98.988	121,52	129,30	maio/18	dezembro/37	IPCA	janeiro
CRNV&M (Umburanas 8) (*)	LEN 10/2013	Distribuidoras	28.169	109.500	119,43	127,09	maio/18	dezembro/37	IPCA	janeiro
CRNV&M (Umburanas 9) (*)	LEN 10/2013	Distribuidoras	72.059	75.336	121,95	129,76	maio/18	dezembro/37	IPCA	janeiro
CRNV&M (Umburanas 10) (*)	LEN 10/2013	Distribuidoras	82.967	91.074	119,87	127,55	maio/18	dezembro/37	IPCA	janeiro
CRNV&M (Umburanas 11) (*)	LEN 10/2013	Distribuidoras	67.410	63.102	120,85	128,60	maio/18	dezembro/37	IPCA	janeiro
CRNV&M (Umburanas 12) (*)	LEN 10/2013	Distribuidoras	92.611	102.492	120,15	127,85	maio/18	dezembro/37	IPCA	janeiro
CRNV&M (Umburanas 13) (*)	LEN 10/2013	Distribuidoras	81.843	87.600	119,93	127,62	maio/18	dezembro/37	IPCA	janeiro
CRNV&M (Umburanas 14) (*)	LEN 10/2013	Distribuidoras	108.051	104.244	121,30	129,08	maio/18	dezembro/37	IPCA	janeiro
CRNV&M (Umburanas 15) (*)	LEN 10/2013	Distribuidoras	81.086	82.344	121,41	129,19	maio/18	dezembro/37	IPCA	janeiro
CRNV&M (Umburanas 16) (*)	LEN 10/2013	Distribuidoras	97.620	111.252	121,60	129,39	maio/18	dezembro/37	IPCA	janeiro
CRNV&M (Umburanas 18) (*)	LEN 10/2013	Distribuidoras	35.807	36.792	120,64	128,37	maio/18	dezembro/37	IPCA	janeiro
Renova Energia S.A. (Mulungu)	LER 10/2014	CCEE	158.288	56.940	138,90	139,61	outubro/17	setembro/37	IPCA	novembro
Renova Energia S.A. (Pau Santo)	LER 10/2014	CCEE	224.038	80.592	138,90	139,61	outubro/17			



* continuação

Notas explicativas às demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2015
Valores expressos em milhares de Reais

Companhia	31/12/2013	Transferência	Adições	AFAC	Ganho (perda) de participação		Dividendos propostos	Equivalência patrimonial	31/12/2014	Adições	AFAC***	Dividendos propostos	Equivalência patrimonial	Ajustes de conversão de investidas no exterior	Cisão e incorporação	Baixa de investimento	Provisão para perda no investimento	Transferência para ativos mantidos para venda	31/12/2015
					de participação	propostos													
Centrais Eólicas Emburuçu S.A.	-	-	-	683	-	-	-	(145)	538	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.945
Centrais Eólicas São Salvador S.A.	266	(801)	552	-	-	-	-	(17)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Centrais Eólicas Abil S.A.	10	(677)	807	-	-	-	-	(140)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Centrais Eólicas Acácia S.A.	10	(533)	557	-	-	-	-	(34)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Centrais Eólicas Angico S.A.	10	(286)	305	-	-	-	-	(29)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Centrais Eólicas Folha da Serra S.A.	10	(644)	792	-	-	-	-	(158)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Centrais Eólicas Jabuticaba S.A.	10	(337)	374	-	-	-	-	(47)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Centrais Eólicas Jacarandá do Serrado S.A.	10	(646)	736	-	-	-	-	(100)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Centrais Eólicas Taboquinha S.A.	10	(693)	712	-	-	-	-	(29)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Centrais Eólicas Tabua S.A.	10	(370)	520	-	-	-	-	(160)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Centrais Eólicas Vaqueta S.A.	29	(660)	757	-	-	-	-	(126)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Centrais Eólicas Unha d'Anta S.A.	1	(342)	416	-	-	-	-	(75)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Centrais Eólicas Cedro S.A.	(1)	(246)	364	-	-	-	-	(117)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Centrais Eólicas Vellozia S.A.	-	(544)	653	-	-	-	-	(109)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Centrais Eólicas Angelim S.A.	-	(616)	615	-	-	-	-	(8)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Centrais Eólicas Facheiro S.A.	-	(467)	475	-	-	-	-	(1)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Centrais Eólicas Sabiu S.A.	(1)	(378)	411	-	-	-	-	(32)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Centrais Eólicas Barbatimão S.A.	-	(460)	458	-	-	-	-	(2)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Centrais Eólicas Juazeiro S.A.	-	(540)	538	-	-	-	-	(2)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Centrais Eólicas Jatai S.A.	1	(465)	472	-	-	-	-	(8)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Centrais Eólicas Imburana Macho S.A.	-	(464)	463	-	-	-	-	(1)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Centrais Eólicas Amescla S.A.	-	(386)	384	-	-	-	-	(2)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Centrais Eólicas Umbuzeiro S.A.	-	(611)	630	-	-	-	-	(19)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Centrais Eólicas Pau d'Água S.A.	(1)	(494)	505	-	-	-	-	(10)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Centrais Eólicas Manineiro S.A.	1	(504)	533	-	-	-	-	(30)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Centrais Eólicas Itapua V Ltda.	-	-	-	197	-	-	-	(7)	190	-	-	-	-	-	-	-	-	-	270
Centrais Eólicas Bela Vista XIV S.A.	-	-	-	94	-	-	-	1	95	249.928	1.699	-	(38)	-	-	-	-	-	251.684
Centrais Eólicas Umbranas 1 S.A.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.099	7	-	(48)	-	-	-	-	-	2.058
Centrais Eólicas Umbranas 2 S.A.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7	263	-	(41)	-	-	-	-	-	229
Centrais Eólicas Umbranas 3 S.A.	-	-	-	92	-	-	-	5	97	-	266	-	(36)	-	-	-	-	-	327
Centrais Eólicas Umbranas 4 S.A.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7	225	-	(34)	-	-	-	-	-	198
Centrais Eólicas Umbranas 5 S.A.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7	265	-	(36)	-	-	-	-	-	236
Centrais Eólicas Umbranas 6 S.A.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7	142	-	(5)	-	-	-	-	-	144
Centrais Eólicas Umbranas 7 S.A.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	9	223	-	(14)	-	-	-	-	-	218
Centrais Eólicas Umbranas 8 S.A.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	10	97	-	(5)	-	-	-	-	-	102
Centrais Elétricas Itaparica S.A.	(1)	-	1	-	-	-	(323)	(323)	-	-	27.646	-	(50)	-	-	-	-	-	27.273
Renovapar S.A.	(16)	-	20	-	-	-	(4)	(4)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outras participações (*)	(2)	-	70	-	-	-	(65)	(65)	3	81	224	-	(126)	-	-	-	-	-	182
Comercialização																			
Renova Comercializadora de Energia S.A.	1	-	19	3.873	-	-	(1.542)	2.351	-	375	-	-	(7.877)	-	-	-	-	-	(5.151)
Outros																			
TerraForm Global, Inc.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	716.259	-	-	(7.641)	-	-	53.642	-	(318.588)	443.672
Total	982.779	-	85.962	883.703	(5.259)	(15.966)	42.288	1.973.507	1.006.954	620.977	(2.447)	-	44.409	-	(672.205)	-	(318.588)	(111.442)	2.594.802

(*) Demais empresas listadas na Nota 1. (***) Os AFACs tem características de irretratibilidade, irrevogabilidade e irreversibilidade. Os valores não são corrigidos e são capitalizados.

14.4 Movimentação dos dividendos a receber:

	Consolidado	Controladora
Saldo em 31 de dezembro de 2013	11.494	20.452
Dividendos propostos	-	15.966
Dividendos recebidos	(11.494)	(35.879)
Saldo em 31 de dezembro de 2014	-	539
Dividendos propostos	14.818	15.853
Dividendos recebidos	(14.818)	(14.406)
Saldo em 31 de dezembro de 2015	-	1.986

Em 31 de dezembro de 2015 a controlada Enerbrás possuía dividendos a pagar no valor de R\$1.986 (31 de dezembro de 2014, R\$539). Esses valores encontram-se registrados na rubrica de dividendos a receber no grupo ativo circulante da Controladora. A movimentação dos dividendos a receber contempla também os dividendos propostos e recebidos da TerraForm, no valor de R\$13.406 o qual foi reconhecido no resultado do exercício e da Brasil PCH, no valor de R\$1.412 reconhecido no investimento. **14.5 Reestruturação societária:** Em agosto de 2015, foi aprovada a cisão parcial da controlada Nova Renova, onde uma parcela do seu patrimônio líquido foi incorporada em parte pela Salvador Holding S.A. ("Salvador Holding") e em parte pela Nova Energia Holding S.A. ("Nova Energia"), ambas controladas diretas da Nova Renova. Em setembro de 2015, com a conclusão da venda dos ativos do LER 2009, as controladas Salvador Holding (Salvador Eólica e suas controladas) e Nova Renova (Bahia Eólica e suas controladas diretas) deixaram de fazer parte do quadro de investimentos da Renova, permanecendo a Nova Energia (Renova Eólica e suas controladas). **14.6 Transferência de controle societário:** Em 10 de novembro de 2014, a Companhia aumentou o capital social de sua controlada Alto Sertão Participações S.A. ("Alto Sertão") de R\$100 (cem reais) para R\$12.164, que por sua vez aumentou o capital social de sua controlada direta Diamantina Eólica Participações S.A. ("Diamantina") de R\$100 (cem reais) para R\$12.164, na sua totalidade a valores contábeis dos investimentos por meio da transferência de todas as ações ordinárias nominativas, sem valor nominal, de suas controladas Centrais Eólicas Manineiro, Centrais Eólicas Pau d'Água, Centrais Eólicas São Salvador, Centrais Eólicas Abil, Centrais Eólicas Tabua, Centrais Eólicas Jabuticaba, Centrais Eólicas Vaqueta, Centrais Eólicas Jacarandá do Serrado, Centrais Eólicas Taboquinha, Centrais Eólicas Acácia, Centrais Eólicas Folha da Serra, Centrais Eólicas Angico, Centrais Eólicas Jatai, Centrais Eólicas Amescla, Centrais Eólicas Imburana Macho, Centrais Eólicas Facheiro, Centrais Eólicas Sabiu, Centrais Eólicas Umbuzeiro, Centrais Eólicas Unha d'Anta, Centrais Eólicas Vellozia, Centrais Eólicas Cedro, Centrais Eólicas Angelim e Centrais Eólicas Barbatimão nos termos dos Laudos de Avaliação, mediante a emissão de 12.163.708 (doze milhões, cento e sessenta e sete mil e setecentas e oito) novas ações ordinárias nominativas, sem valor nominal. Desta forma, a Diamantina passa a deter o controle direto das mencionadas controladas e a Alto Sertão passou a deter o controle indireto sobre elas. Essa alteração foi necessária devido à estrutura de financiamento para os seus empreendimentos de parques eólicos referentes ao LEN 2012 (A-5), LER 2013 e mercado livre.

15. ATIVO IMOBILIZADO

15.1 Consolidado:

	31/12/2015			31/12/2014		
	Taxas anuais de depreciação %	Custo histórico	Valor líquido	Custo histórico	Valor líquido	Valor
Imobilizado em serviço						
Geração						
Terrenos		595	595	595	595	595
Reservatórios, barragens e adutoras	3%	95.797	80.586	95.797	81.330	81.330
Edificações, obras civis e benfeitorias	3%	91.876	82.319	136.763	120.335	120.335
Máquinas e equipamentos	4%	1.468.859	1.400.060	1.825.932	1.671.110	1.671.110
Veículos	20%	202	202	(32)	170	170
Móveis e utensílios	10%	142	64	120	(74)	46
Equipamento de informática	20%	245	23	245	(209)	36
Torres de medição	20%	23.801	12.853	19.489	(6.141)	13.348
Equipamentos de medição	20%	3.739	367	(3)	364	364
Equipamentos de torres	20%	2.318	1.880	951	-	951
Outros	20%	16	6	6.768	(679)	6.089
Sistema de transmissão e conexão						
Terrenos		2.503	-	-	-	-
Edificações, obras civis e benfeitorias	3%	7.561	7.306	5.385	(174)	5.211
Máquinas e equipamentos	4%	301.880	291.758	268.947	(9.259)	259.688
		1.999.332	1.116.111	1.883.221	(202.288)	2.159.273
Administração						
Máquinas e equipamentos	10%	5.363	4.424	3.958	(394)	3.564
Benfeitorias	10%	2.304	1.966	1.949	(206)	1.743
Móveis e utensílios	10%	7.616	5.664	7.492	(1.080)	6.412
Softwares	20%	3.315	1.213	3.480	(1.325)	2.155
Equipamento de informática	20%	3.827	2.037	2.980	(997)	1.983
		22.425	15.304	19.859	(4.002)	15.857
Estoques						
Almoxarifado geral		3.656	-	-	-	-
		3.656	3.656	-	-	-
Transferência para ativos mantidos para venda (Nota explicativa 30.2)		(208.184)	37.845	(170.339)	-	-
Total do imobilizado em serviço		1.817.229	85.387	1.731.842	2.381.420	2.175.130
Imobilizado em curso						
Geração						
A ratear		517.602	517.602	348.769	-	348.769
Estudos e projetos		14.708	14.708	23.757	-	23.757
Terrenos		13.888	13.888	11.325	-	11.325
Edificações, obras civis e benfeitorias		226.317	226.317	115.470	-	115.470
Torres de medição		11.635	11.635	3.285	-	3.285
Aerogeradores		518.281	518.281	549.307	-	549.307
Equipamentos de subestação		317.091	317.091	87.804	-	87.804
Adiantamentos a fornecedores		936.741	936.741	652.196	-	652.196
Total do imobilizado em curso		2.556.263	2.556.263	1.791.913	-	1.791.913
Total imobilizado		4.373.492	85.387	4.288.105	4.173.333	3.967.043

15.2 Movimentações do imobilizado (consolidado)

	31/12/2014	Adições	Baixas	Reclassificações entre rubricas	Transferência para ativos mantidos para venda	Saldos vinculados aos ativos vendidos	31/12/2015
Imobilizado em serviço							
Custo							
Geração							
Usina							
Terrenos		595	-	-	(595)	-	-
Reservatórios, barragens e							



Notas explicativas às demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2015
Valores expressos em milhares de Reais

15.5 Imobilização em serviço: A Companhia e suas controladas não identificaram indícios de perda do valor recuperável de seus ativos imobilizados. A ANEEL, em conformidade ao marco regulatório brasileiro, é responsável por estabelecer a vida útil econômica dos ativos de geração do setor elétrico, com revisões periódicas nas estimativas. As taxas estabelecidas pela Agência são reconhecidas como uma estimativa razoável da vida útil dos ativos. Dessa forma, essas taxas foram utilizadas como base para depreciação do ativo imobilizado. De acordo com os artigos 63 e 64 do Decreto nº 41.019/1957, os bens e instalações utilizados na geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica são vinculados a estes serviços, não podendo ser retratados, alienados, cedidos ou dados em garantia hipotecária sem a prévia e expressa autorização do órgão regulador. A ANEEL, por meio do ofício nº 459/2001 - SF/ANEEL, autorizou a dação dos direitos emergentes, bens e instalações da concessão do Complexo Hidrelétrico Serra da Prata, em garantia ao cumprimento das obrigações assumidas pela Companhia no âmbito do financiamento direto. **15.6 Imobilização em curso:** As imobilizações em curso registram os investimentos em projetos hidrícos, divididos em inventários e projetos básicos que já possuem autorização da ANEEL. Registram também os investimentos em projetos eólicos vencedores do LEN 2012 (A-5), LER 2013, LEN 2013 (A-5), LER 2014, LEN 2014 (A-5) e projetos comercializados no Mercado Livre que estão em construção por meio das empresas controladas da Companhia. Dentre os investimentos incorridos estão valores para a compra de aerogeradores, obras civis, subestações e gastos diversos. Em 31 de dezembro de 2015, o saldo consolidado da rubrica de Adiantamentos a fornecedores apresenta o montante de R\$936.741 (31 de dezembro de 2014, R\$652.196), composto da seguinte forma: adiantamento para compra de torres de medição com a IEM, no valor de R\$345, adiantamento para o contrato de fornecimento de equipamentos de subestações assinado com a ABB Ltda., Metalúrgica Santa Rita e Sadesul, no valor de R\$126.123, adiantamento para compra de aerogeradores no valor de R\$679.347, com a GE, Alstom e outros, adiantamento para montagem de aerogeradores no valor de R\$8.162, com a Irga e outros, adiantamento para obras civis no valor de R\$11.100, com o Consórcio MGT e outros, adiantamento para fornecimento de equipamentos solar no valor de R\$ 1.285, adiantamento para serviços diversos para cumprimento de requerimentos ambientais nas instalações dos parques eólicos e outros, no valor de R\$10.379. A rubrica de valores a reater refere-se principalmente a gastos com projetos, com a implantação das usinas e juros capitalizados. Para a data base de 31 de dezembro de 2015 e de 2014, o montante de juros capitalizados no exercício é de R\$66.628 e R\$93.105, respectivamente. **15.7 Composição do imobilizado por projeto:** Em 31 de dezembro de 2015 o saldo da linha de imobilizado em curso é de R\$2.556.263 composto pelos seguintes projetos em construção:

Projetos	Consolidado
LEN 2012 (A-5)	53.757
LER 2013	640.589
LEN 2013 (A-5)	46.752
LER 2014	1.111
LEN 2014 (A-5)	542
Subtotal - mercado regulado	742.751
ACL (Mercado Livre I)	75.874

17. EMPRÉSTIMOS, FINANCIAMENTOS E DEBÊNTURES

17.1 Consolidado:		31/12/2015		31/12/2014	
Moeda Nacional	Custo da Dívida	Circulante		Não circulante	
		Encargos	Principal	Encargos	Principal
	TJLP + 1,92% a.a.	-	-	-	-
	TJLP + 2,18% a.a.	-	-	-	-
	TJLP	-	-	-	-
	TJLP	-	-	-	-
	9,5% a.a. (8,08% a.a.)*	-	6.103	6.103	84.658
	100% CDI + 0,98% a.a.	-	-	-	-
	3,5% a.a.	22	-	22	14.150
	TJLP + 2,45%	2.664	47.833	50.497	695.981
	TJLP + 2,60%	7.132	16.964	24.096	247.529
	TJLP	11	261	272	3.913
	TJLP + 3,55%	1.746	152.263	154.009	-
	TJLP + 2,5%	3.861	376.686	380.547	-
	CDI + 4,3% a 4,5% a.a.	1.179	99.948	101.127	-
		16.615	700.058	716.673	1.046.231
		(6.32)	(632)	(6.266)	(6.266)
		(6.103)	(6.103)	(84.658)	(84.658)
		16.615	693.323	709.938	955.307
	138% CDI	47.173	-	47.173	500.000
	IPCA + 7,6054% a.a.	550	5.961	6.511	162.948
		47.723	5.961	53.684	662.948
		(1.038)	(1.038)	(8.583)	(8.583)
		47.723	4.923	52.646	654.365

17.2 Controladora:		31/12/2015		31/12/2014	
Moeda Nacional	Custo da Dívida	Circulante		Não circulante	
		Encargos	Principal	Encargos	Principal
	CDI + 4,30% a.a.	1.031	84.948	85.979	-
		1.031	84.948	85.979	-
	123,45% CDI	47.173	-	47.173	-
		-	(943)	-	(943)
		47.173	(943)	46.230	-

17.3 Garantias:		31/12/2015		31/12/2014	
Moeda Nacional	Custo da Dívida	Circulante		Não circulante	
		Encargos	Principal	Encargos	Principal
	CDI	47.173	-	47.173	-
		47.173	-	47.173	-

17.4 Movimentação:		31/12/2015		31/12/2014	
Moeda Nacional	Custo da Dívida	Circulante		Não circulante	
		Encargos	Principal	Encargos	Principal
	CDI	1.031	84.948	85.979	-
		1.031	84.948	85.979	-
	123,45% CDI	47.173	-	47.173	-
		-	(943)	-	(943)
		47.173	(943)	46.230	-

17.5 Vencimento das parcelas - não circulante (principal e encargos):		31/12/2015		31/12/2014	
Moeda Nacional	Custo da Dívida	Circulante		Não circulante	
		Encargos	Principal	Encargos	Principal
	CDI	1.031	84.948	85.979	-
		1.031	84.948	85.979	-
	123,45% CDI	47.173	-	47.173	-
		-	(943)	-	(943)
		47.173	(943)	46.230	-

(*) Valor não inclui o custo de captação dos empréstimos, financiamentos e debêntures.

17.6 Resumo dos contratos: a. Contratos BNDES (Longo prazo): LER 2009: Os parques do LER 2009 com a intervenção das controladoras Bahia Eólica e Salvador Eólica tomaram financiamento do BNDES no montante total de R\$893.457. Os financiamentos possuem taxas de juros de 1,92% a 2,18% a.a. + TJLP (Taxa de Juros de Longo Prazo), e 16 anos de prazo de amortização, vencendo-se a última parcela em 15 de dezembro de 2029. Em setembro de 2015, foi concluída a venda dos ativos do LER 2009 e todos os ativos e passivos foram transferidos para a TerraForm, que em 30 de setembro de 2015 quitou a dívida. LER 2010 e LEN 2011 (A-3): A controladora Renova Eólica, com a intervenção de suas controladas, da sua controladora direta Nova Renova e da Companhia, obteve financiamento no valor total de R\$1.044.100 (contrato direto assinado em 4 de junho de 2014, no valor de R\$734.020 e o contrato de repasse assinado com o Banco do Brasil, no valor de R\$310.080). Em 31 de dezembro de 2015, o montante liberado foi de R\$919.805, utilizado para quitar o empréstimo tomado com o BNDES, no valor de R\$647.894 e a parte restante das notas promissórias, no valor de R\$251.200. O financiamento foi dividido em 16 subcréditos, de "A" a "P", com as seguintes características: (a) os Subcréditos A, C, D, E, F, G, H, I, J, M e P têm prazo de utilização e de carência até 15 de dezembro de 2015, e prazo de amortização em 192 meses, sendo as prestações mensais e sucessivas, cada uma delas no valor do principal vencendo a dívida, dividido pelo número de prestações de amortização ainda não vencidas, vencendo-se a primeira prestação em 15 de janeiro de 2016 e a última em 15 de dezembro de 2031; e (b) os Subcréditos B, H, K, L, N e O terão prazo de utilização e de carência até 15 de dezembro de 2014 e prazo de amortização em 192 meses, sendo as prestações mensais e sucessivas, cada uma delas no valor do principal vencendo a dívida, dividido pelo número de prestações de amortização ainda não vencidas, vencendo-se a primeira prestação em 15 de janeiro de 2015 e a última em 15 de dezembro de 2030. Os Subcréditos A, B, C, D, E, F, G, H, I, J, K, L, M, N e O do BNDES possuem taxas de juros de 2,45% a.a. + TJLP e sobre a principal da dívida decorrente do Subcrédito P incidirá a TJLP. O Contrato de Repasse com o Banco do Brasil possui taxa de 2,60% a.a. + TJLP. São garantias de todos os contratos do BNDES o penhor de ações, a cessão fiduciária de direitos creditórios e emergentes, alienação fiduciária de bens, fiança bancária, e contas reserva no valor de 3 meses de serviço da dívida e 3 meses de operação e manutenção. Esta operação estabelece que o Índice CSD (Índice de Cobertura do Serviço da Dívida) = [Igeração de caixa da atividade + saldo final de caixa do ano anterior/serviço da dívida] deve ser maior ou igual a 1,3 a ser calculado ao final de cada exercício social. Em 31 de dezembro de 2015 esse índice foi atingido. b. Contrato BNB: A controladora Espira, com intervenção da controladora Enerbras, obteve financiamento com o BNB em 30 de junho de 2006, no total de R\$120.096. Os financiamentos possuem taxas de juros de 9,5% a.a. (podendo ser reduzido a 8,08% devido a 15% de bônus de adimplência) exigíveis mensalmente no dia 30 de cada mês. O contrato tem vencimento em 30 de junho de 2026. O montante contratado foi totalmente liberado. São garantias deste financiamento a hipoteca de imóveis do Complexo Serra da Prata, o penhor de ações, o penhor dos direitos emergentes das Resoluções Autorizativas, o direito de receber todos e quaisquer valores que, efetiva ou potencialmente, estejam ou venham a se tornar exigíveis e pendentes de pagamento pelo poder concedente à Espira, todos os demais direitos, corpóreos ou incorpóreos das respectivas resoluções autorizativas e fundo de liquidez em conta reserva (nota 12). O contrato de financiamento com o BNB não exige índices financeiros para vencimentos antecipados da dívida. c. Debêntures simples não conversíveis em ações: Em 15 de dezembro de 2014, foi emitida uma nova debênture corporativa (3ª emissão) no valor de R\$500.000. Os recursos desta debênture foram utilizados para pagar antecipadamente a debênture já existente (2ª emissão) no valor de R\$370.754, gerando uma caixa adicional na Companhia no valor de R\$129.246. A 3ª emissão da debênture possuía a mesma remuneração da 2ª emissão (123,45% do CDI), com carência de 4 anos a contar da data de assinatura do contrato. A partir de 15 de dezembro de 2015 a remuneração passou a ser 138% do CDI conforme aditamento da escritura. A amortização terá início em 15 de dezembro de 2018 com parcelas anuais e consecutivas até 15 de dezembro de 2024. O pagamento dos juros ocorrerá em parcelas semestrais, sem carência, nos meses de junho e dezembro de cada ano. A 3ª emissão das debêntures foi realizada nos termos da Instrução CVM 476, com base na deliberação da Reunião de Conselho de Administração da Companhia realizada em 17 de dezembro de 2014 ("RCA"). Não há cláusula de repactuação das debêntures. São garantias das debêntures a alienação fiduciária de 100% (cem por cento) das ações da Enerbras de titularidade da Companhia e a cessão fiduciária de bens e direitos e quaisquer recursos depositados em conta vinculada mantida no Banco do Brasil proveniente do fluxo de dividendos distribuídos pelas controladas Enerbras e Nova Renova. A partir de janeiro de 2016 as garantias foram alteradas conforme aditamento de escritura (vide nota 34.3). Esta operação estabelece que o ICSD (Índice de Cobertura do Serviço da Dívida = dividendos recebidos/serviço da dívida) deve ser maior ou igual a 1,0. O serviço da dívida é representado pela amortização de principal e pagamento de juros da série vencida em cada ano de verificação. Em 31 de dezembro de 2015 a Companhia não alcançou esse índice, no entanto o Banco do Brasil não exigiu o pagamento antecipado do empréstimo, e os termos do contrato não foram alterados. d. BNDES (Curto Prazo): Em 19 de dezembro de 2014, foi assinado o contrato de financiamento de curto prazo entre o BNDES e a Diamantina, no valor total de R\$700.000, dividido em dois subcréditos: subcrédito "A" no valor de R\$140.000 e subcrédito "B" no valor de R\$560.000, para os parques de LEN 2012 (A-5), LER 2013 e mercado livre. Em 31 de dezembro de 2015, o total liberado foi de R\$500.000. Os empréstimos pontes serão quitados em 15 de junho de 2016 ou na data de desdobro do financiamento de longo prazo do BNDES. Sobre o principal da dívida decorrente do subcrédito "A" incidirão juros de 3,55% a.a. acima da TJLP. Sobre o principal da dívida decorrente do subcrédito "B" incidirão juros de 2,50% a.a. acima da TJLP. São garantias do financiamento a totalidade das ações da Diamantina e das SPES que a Diamantina detém ações. Esse contrato não exige índices financeiros para vencimento antecipado da dívida. e. Notas promissórias: Em 05 de novembro de 2013, as controladas indiretas que compõem os parques do LER 2010 e do LEN 2011. (A-3) emitiram notas promissórias comerciais, para distribuição pública com esforços restritos de colocação, no montante de R\$400.000 e nos termos da instrução CVM nº 476, sendo a distribuição liquidada financeiramente por meio da CETIP e as notas comerciais depositadas em nome do respectivo titular no Sistema de Custódia Eletrônica da CETIP. Sobre as notas promissórias incidiram juros remuneratórios estabelecidos com base na variação acumulada de 100% das taxas médias diárias da DI - Depósitos interfinanceiros de um dia, "over extra grupo", acrescida exponencialmente de spread de 0,98% a.a. Em 30 de abril de 2014 estas controladas indiretas quitaram as notas promissórias comerciais, no valor de R\$400.000 (principal) acrescido de juros do período e renunciaram à emissão de novas notas promissórias por um período complementar de 6 meses a partir de 30 de abril de 2014 no valor de principal de R\$400.000, mantendo as mesmas condições financeiras da primeira emissão. Em 29 de agosto de 2014, com a liberação da segunda parcela do financiamento de longo prazo, parte das notas promissórias foram quitadas, restando um saldo de principal de R\$251.200. Em 2 de fevereiro de 2015, foram quitadas as notas promissórias em aberto no valor total de R\$259.316, incluindo juros. f. FINEP: Em 19 de dezembro de 2013, a controladora Centrais Elétricas Itaparica S.A. assinou contrato de financiamento com a Financiadora de Estudos e Projetos - FINEP, no montante de R\$400.000 de recursos deste financiamento são destinados à implantação de uma usina de geração e distribuição de energia híbrida solar e eólica. O financiamento possui taxa de juros de 3,5% a.a., carência de 36 meses que abrange o período compreendido entre a data da assinatura do contrato e a de vencimento da parcela de amortização e deve ser pago em 85 prestações, vencendo-se a primeira parcela em 15 de janeiro de 2017 e a última em 15 de janeiro de 2024. Até 31 de dezembro de 2015, o montante liberado foi de R\$14.149. São garantias deste financiamento cartas de fiança bancária no valor de 50% do financiamento, mais os encargos incidentes, emitidas por instituições financeiras e alienação fiduciária dos bens móveis (equipamentos) adquiridos no curso do financiamento. O contrato de financiamento não exige índices financeiros para vencimentos antecipados da dívida. g. Debêntures de infraestrutura: Em 15 de novembro de 2014, ocorreu a 1ª emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações, com garantia real e com garantia adicional fidejussória, em duas séries ("Debêntures"), para distribuição pública, com esforços restritos de colocação, da controlada indireta da Companhia, Renova Eólica, no valor total de R\$146.000. As Debêntures foram emitidas com debêntures de infraestrutura, tendo em vista o enquadramento dos empreendimentos como projetos prioritários, por meio das portarias expedidas pelo Ministério de Minas e Energia (MME). Os recursos das Debêntures foram destinados ao LER 2010 e LEN 2011 (A-3) com o objetivo de complementar o financiamento do BNDES, para aquisição de ativos. Sobre as debêntures da primeira série incidirão IPCA + juros remuneratórios prefixados de 7,6054% a.a. e da segunda série incidirão IPCA + juros remuneratórios prefixados de 7,8707% a.a. A primeira série no valor de R\$73.000 foi liquidada em dezembro de 2014 e a segunda série, também no valor de R\$73.000, foi liquidada em janeiro de 2015, sendo o valor corrigido pelo IPCA + juros remuneratórios prefixados de 7,8707% a.a., desde a data de emissão, 15 de novembro de 2014, até a data da liquidação, de R\$75.106. A amortização teve início em 15 de junho de 2016 com parcelas semestrais e consecutivas até 15 de dezembro de 2025. O pagamento dos juros ocorreu em parcelas semestrais, sem carência, nos meses de junho e dezembro de cada ano. Esta operação estabelece que o Índice ICSD (Índice de Cobertura do Serviço da Dívida) = [Igeração de caixa da atividade + saldo final de caixa do ano anterior/serviço da dívida] deve ser maior ou igual a 1,3 a ser calculado ao final de cada exercício social. Em 31 de dezembro de 2015 esse índice foi atingido.

17.7 Movimentação:		31/12/2015		31/12/2014	
Moeda Nacional	Custo da Dívida	Circulante		Não circulante	
		Encargos	Principal	Encargos	Principal
	CDI	1.031	84.948	85.979	-
		1.031	84.948	85.979	-
	123,45% CDI	47.173	-	47.173	-
		-	(943)	-	(943)
		47.173	(943)	46.230	-

17.8 Movimentação:		31/12/2015		31/12/2014	
Moeda Nacional	Custo da Dívida	Circulante		Não circulante	
		Encargos	Principal	Encargos	Principal
	CDI	1.031	84.948	85.979	-
		1.031	84.948	85.979	-
	123,45% CDI	47.173	-	47.173	-
		-	(943)	-	(943)
		47.173	(943)	46.230	-

Considerando que: (a) até a entrada em operação comercial das PCHs e das eólicas, a Companhia obtem todas as licenças ambientais e, consequentemente, tem uma obrigação de cumprir as obrigações nelas constantes para poder operar; (b) que essa obrigação decorre de eventos já ocorridos (construção da usina); e (c) que se espera que exista saída de recursos capazes de gerar benefícios econômicos futuros, a Companhia provisiona os custos socioambientais no passivo circulante e não circulante e incorpora tal custo no ativo imobilizado durante o período de construção dos empreendimentos. Após a entrada em operação, tais custos são registrados diretamente no resultado. A provisão é inicialmente mensurada ao seu valor justo e, posteriormente, é ajustada a valor presente e por mudança no valor ou na tempestividade dos fluxos de caixa estimados, os quais são considerados suficientes para os desembolsos futuros das controladas durante a fase de construção e operação dos parques em operação.

21.1 Movimentação:		31/12/2015		31/12/2014	
Moeda Nacional	Custo da Dívida	Circulante		Não circulante	
		Encargos	Principal	Encargos	Principal
	CDI	1.031	84.948	85.979	-
		1.031	84.948	85.979	-
	123,45% CDI	47.173	-	47.173	-
		-	(943)	-	(943)
		47.173	(943)	46.230	-

21.2 Patrimônio Líquido e Remuneração aos Acionistas		31/12/2015		31/12/2014	
Moeda Nacional	Custo da Dívida	Circulante		Não circulante	
		Encargos	Principal	Encargos	Principal
	CDI	1.031	84.948	85.979	-
		1.031	84.948	85.979	-
	123,45% CDI	47.173	-	47.173	-
		-	(943)	-	(943)
		47.173	(943)	46.230	-

a) Capital autorizado: Conforme previsto no artigo 8º do seu estatuto social, a Companhia está autorizada a aumentar o capital social mediante deliberação do Conselho de Administração, independentemente da reforma estatutária, por meio da emissão de ações ordinárias ou ações preferenciais, até o limite de R\$5.002.000. **b) Capital social:** Em 29 de setembro de 2014, a CEMIG GT subscreveu e integralizou 87.186.035 ações ordinárias da Renova, no valor total de R\$1.550.072, mediante a capitalização de AFAC, no valor de R\$810.129, realizado em 31 de março de 2014 e através da cessão à Renova do crédito relativo ao AFAC realizado na Chipley em 14 de fevereiro de 2014, no valor de R\$739.943. A homologação do aumento de capital ocorreu no dia 27 de outubro de 2014, em reunião do Conselho de Administração da Companhia. Além da CEMIG GT, houve o exercício dos direitos de preferência de 10.866 ações ordinárias pelos demais acionistas da Companhia, totalizando R\$1.961.901 ações ordinárias subscreitas e integralizadas, totalizando R\$1.550.265. Em 30 de outubro de 2014, ocorreu um aumento de capital por meio do plano de opções de compra de ações, onde os colaboradores elegíveis subscreveram e integralizaram 50.165 ações ordinárias no valor total de R\$18. O resumo dos aumentos de capital ocorridos em 2014, somados aos R\$17 integralizados no primeiro trimestre, está apresentado no quadro a seguir:

Data	Quantidade		Valor
	Atções PN	Atções PN	
29/09/2014	87.186.035	87.189.035	1.550.072
29/09/2014	10.866	10.866	193
30/10/2014	50.165	100.330	150.495
Total	87.247.066	100.330	87.347.396

Em 6 de maio de 2015, o Conselho de Administração da Companhia aprovou aumento de capital em função do plano de opções de compra de ações. Os colaboradores elegíveis subscreveram e integralizaram 39.169 ações ordinárias e 78.338 ações preferenciais, no valor de R\$13. As ações foram efetivamente emitidas pelo banco custodiante em julho de 2015. Em 31 de dezembro de 2015, o capital social da Companhia subscrito e integralizado era de R\$2.568.010 (2014, R\$2.567.997) distribuído conforme o quadro de acionistas a seguir:

20. PROVISÃO PARA RISCOS CÍVEIS, FISCAIS E TRABALHISTAS		31/12/2015		31/12/2014	
Moeda Nacional	Custo da Dívida	Circulante		Não circulante	
		Encargos	Principal	Encargos	Principal
	CDI	1.031	84.948	85.979	-
		1.031	84.948	85.979	-
	123,45% CDI	47.173	-	47.173	-
		-	(943)	-	(943)
		47.173	(943)		



Notas explicativas às demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2015
Valores expressos em milhares de Reais

continuação

	Ações ON		Ações PN		Total de Ações		% do Capital Social Total	
	Quantidade	%	Quantidade	%	Quantidade	%		
Renova Energia	179.209.629	75,7%	-	0,0%	179.209.629	56,2%		
RR Participações	41.461.797	17,5%	-	0,0%	41.461.797	13,0%		
Light Energia	50.561.797	21,4%	-	0,0%	50.561.797	15,9%		
Cemig GT	87.186.035	36,8%	-	0,0%	87.186.035	27,3%		
Outros Acionistas	57.664.402	24,3%	81.898.898	100,0%	139.563.300	43,8%		
RR Participações*	9.745.682	4,1%	313.600	0,4%	10.059.282	3,2%		
RR Casa de Investimentos e Participações	7.557.075	3,2%	900.000	1,1%	8.457.075	2,7%		
BNDESPAR	9.311.425	3,9%	18.622.850	22,7%	27.934.275	8,8%		
InfraBrasil	11.651.467	4,9%	23.302.933	28,5%	34.954.400	11,0%		
FIP Caixa Ambiental	5.470.293	2,3%	10.940.586	13,4%	16.410.879	5,1%		
Outros	13.928.460	5,9%	27.818.929	33,9%	41.747.389	13,0%		
Total	236.874.031	100,0%	81.898.898	100,0%	318.772.929	100,0%		

* Ações fora do bloco de controle
Nota: Bloco de controle considera ações sujeitas ao acordo de acionistas durante o exercício 10.530 ONs foram convertidas em PNs.
c) Custos na emissão de ações: A Companhia registra todos os custos das operações com emissão de ações em rubrica específica. Esses valores referem-se a gastos com consultoria e assessores financeiros, das operações de aumento de capital, conforme apresentado a seguir:

	Custo na emissão de ações Controladora e Consolidado	
	Data	
Abertura de capital (IPO - Oferta Pública Inicial)	julho/2010	13.686
Novo investidor: Light Energia	setembro/2011	20.555
Novo investidor: BNDESPAR	setembro/2012	1.871
Novo investidor: CEMIG GT	setembro/2014	5.645
Total		41.757

d) Reservas: Reserva de capital: Na conta de reserva de capital, a Companhia reconheceu o efeito dos custos do Plano de Pagamento Baseado em Ações relativo aos seus parques do LER 2009, LER 2010 e LEN 2011 (A-3) e demais projetos, bem como os prêmios pagos referentes ao sucesso no IPO e também em acordos firmados com seus executivos. Esses registros refletem tanto provisões de ações já outorgadas quanto o registro de provisão de ações que serão outorgadas no médio e curto prazo. O detalhamento dos registros contábeis está na nota 27.4. **Reserva de lucros - reserva legal:** A constituição da reserva legal é obrigatória, até os limites estabelecidos por lei, e tem por finalidade assegurar a integridade do capital social condicionada a sua utilização à compensação de prejuízos ou ao aumento de capital. Para o exercício findo em 31 de dezembro de 2015 a Companhia constituiu reserva legal no montante de R\$2.321. **Reserva de lucros - lucro retido:** A Companhia destinou a conta de Reserva de Lucros (lucro retido) o saldo remanescente do lucro líquido do exercício, no valor de R\$33.072 observado no parágrafo único do artigo 51 do seu Estatuto social e no artigo 194 da Lei 6.404/76. A Reserva de Investimentos tem as seguintes características: (i) preservar a integridade do patrimônio líquido, a capacidade de investimento da Companhia e a manutenção da participação da Companhia em suas Controladas; (ii) a Reserva de Investimento deverá observar o limite previsto no artigo 199 da Lei 6.404/76; e (iii) sem prejuízo do disposto no item "i" a Reserva de Investimento poderá ser utilizada para pagamento de dividendos ou juros sobre capital próprio aos acionistas. **Reserva de lucros - reserva especial de dividendos não distribuídos:** Conforme previsto no artigo 202 § 4º da Lei 6.404/76, a Companhia constituiu uma reserva especial de dividendos não distribuídos, no valor de R\$11.024, em função da situação financeira da Companhia. Esses dividendos serão distribuídos tão logo a situação financeira permitir. **e) Dividendos:** Os acionistas terão o direito de receber como dividendo obrigatório, em cada exercício, 25% (vinte e cinco por cento) do lucro líquido do exercício, diminuído ou acrescido dos seguintes valores: (i) importância destinada à constituição da Reserva Legal e (ii) importância destinada à formação da Reserva para Contingências e reversão dessa reserva formada em exercícios anteriores, conforme previsto no Estatuto Social da Companhia. As ações preferenciais participarão nos lucros distribuídos em igualdade com as ações ordinárias. O cálculo dos dividendos propostos para distribuição aos acionistas em função do resultado do exercício de 2015 está demonstrado a seguir:

	31/12/2015		31/12/2014		31/12/2015		31/12/2014	
	Controladora	Consolidado	Controladora	Consolidado	Controladora	Consolidado	Controladora	Consolidado
Destinação do resultado:								
Lucro líquido do exercício		118.192		(71.775)		46.417		(2.321)
Compensação de prejuízo		46.417		(2.321)		44.096		11.024
Base de cálculo da reserva legal		164.609		44.096		11.024		0,03
Constituição de reserva legal (5%)		8.230		2.205		0,03		
Base de cálculo da distribuição de dividendos		156.379		41.891				
Dividendos mínimos obrigatórios (25%)		39.095		10.473				
Dividendos mínimos obrigatórios por ação Ordinárias - ON		0,03		0,03				
Preferenciais - PN		0,03		0,03				
Os dividendos mínimos obrigatórios foram mantidos no patrimônio líquido na conta de reserva de dividendos obrigatórios não distribuídos para serem pagos assim que a situação financeira da Companhia o permitir. f) Outros resultados abrangentes - ajustes acumulados de conversão de moeda estrangeira: A variação de taxas de câmbio sobre os ativos, passivos e resultados de investimentos no exterior com moeda funcional diferente da moeda funcional da Companhia, é reconhecida diretamente no patrimônio líquido. Esse efeito acumulado foi revertido para o resultado do exercício como ganho.								

23. RECEITA LÍQUIDA

	31/12/2015		31/12/2014		31/12/2015		31/12/2014	
	Controladora	Consolidado	Controladora	Consolidado	Controladora	Consolidado	Controladora	Consolidado
Geração/disponibilização energia								
Suprimento de energia elétrica - PCHs		64.478		213.742		26.372		23.361
Suprimento de energia elétrica - Eólicas		2.432.801		1.184.333		340.844		273.288
Total da receita		2.497.279		1.398.075		409.830		302.867
(-) Impostos sobre receita (PIS/COFINS)		(13.322)		(10.916)		(10.916)		(10.916)
Outras receitas								
Operações - comercialização de energia elétrica				60.085		18.768		-
Solar				692		116		692
Outras receitas				910		-		910
Total		2.483.957		1.407.159		409.830		302.867
Deduções sobre a receita:								
(-) Impostos sobre outras receitas (PIS/COFINS)				(5.705)		(1.747)		(148)
(-) Outras deduções				(46)		(3)		(46)
Total		2.478.252		1.391.412		408.083		302.719

(*) Informações não auditadas pelos auditores independentes.

24. CUSTOS E DESPESAS

	31/12/2015			31/12/2014		
	Custo dos serviços	Despesas	Total	Custo dos serviços	Despesas	Total
Tust/Tust ⁽¹⁾	18.965	-	18.965	13.004	-	13.004
Taxa de fiscalização	1.123	-	1.123	1.216	-	1.216
Pessoal e administradores	20.088	-	20.088	14.220	-	14.220
Serviços de terceiros	38.109	46.777	84.886	25.344	39.171	64.515
Aluguéis e arrendamentos	4.005	2.672	6.677	7.999	2.183	10.182
Viagens	102	6.049	6.151	-	4.937	4.937
Depreciação	84.569	3.346	87.915	80.380	1.808	82.188
Projetos descontinuados ⁽²⁾	-	10.147	10.147	-	3.832	3.832
Seguros	646	774	1.420	1.745	292	2.037
Telefonia e TI	86	4.480	4.566	-	4.339	4.339
Material de uso e consumo	3.962	3.772	7.734	2.335	1.607	3.942
Multa sobre ressarcimento ⁽³⁾	-	2.614	2.614	(4.464)	-	(4.464)
Energia para revenda ⁽⁴⁾	61.534	-	61.534	13.397	-	13.397
Impostos e taxas	189	6.022	6.211	-	1.227	1.227
Outras	95	4.405	4.500	57	2.872	2.929
Total	193.297	128.626	321.923	126.793	92.009	218.802
Total	213.385	128.626	342.011	141.013	92.009	233.022

1. Tust - tarifa de uso do sistema de distribuição e Tust - tarifa de uso do sistema de transmissão.
2. Vide nota 15.8.
3. Conforme mencionado na nota 1.3 a Companhia reverteu o saldo da multa, sobre a não entrada em operação dos parques eólicos do LER 2010 e registrou essa reversão na mesma linha que deu origem ao custo da operação, no montante de R\$4.645.
4. Compra de energia para revenda realizada pela Renova Comercializadora para honrar os compromissos assumidos nos contratos de venda de energia.

	31/12/2015			31/12/2014		
	Custo dos serviços	Despesas	Total	Custo dos serviços	Despesas	Total
Pessoal e administradores	-	35.675	35.675	-	27.711	27.711
Serviços de terceiros	11	34.699	34.710	-	26.807	26.807
Aluguéis e arrendamentos	-	2.221	2.221	-	2.183	2.183
Viagens	-	5.237	5.237	-	4.467	4.467
Depreciação	5.713	3.151	8.864	2.305	1.796	4.101
Projetos descontinuados ⁽²⁾	-	10.147	10.147	-	3.832	3.832
Seguros	-	108	108	-	292	292
Telefonia e TI	-	3.863	3.863	-	3.877	3.877
Material de uso e consumo	-	1.284	1.284	-	1.463	1.463
Impostos e taxas	-	3.089	3.089	-	181	181
Outras	255	2.994	3.249	54	2.681	2.735
Total	5.979	102.468	108.447	2.359	75.290	77.649

25. RESULTADO FINANCEIRO

	31/12/2015		31/12/2014	
	Controladora	Consolidado	Controladora	Consolidado
Receitas financeiras				
Rendimentos de aplicações financeiras		28.048		52.871
Juros recebidos - mútuo	27	-	-	91
Descontos obtidos		158		9
Outras receitas financeiras		3.215		202
Ajuste valor justo da opção	8	59.828	-	59.828
(-) PIS/COFINS sobre receita financeira		(184)		(162)
Total das receitas financeiras		91.065		53.082
Despesas financeiras				
Encargos da dívida	17,4	(201.930)	(103.959)	(77.723)
Juros		(1.444)		(838)
Juros - mútuo	27	-	-	(137)
IOF		(5.576)		(825)
Despesas bancárias		(684)		(117)
Fiança bancária		(2.292)		-
Outras despesas financeiras		(11.260)		(7.403)
Total das despesas financeiras		(223.186)		(113.142)
Total do resultado financeiro		(132.121)		(60.060)

26. IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL

	31/12/2015		31/12/2014	
	Controladora	Consolidado	Controladora	Consolidado
Lucro (prejuízo) antes do imposto de renda e contribuição social		338.649		321.711
Aliquota combinada do imposto de renda e contribuição social		34%		34%
Imposto de renda e contribuição social às alíquotas da legislação		(115.141)		6.907
Exclusões (adições) permanentes				
Despesas não dedutíveis		(2.486)		(1.949)
Perda no ganho de participação		-		(1.788)
Resultado da equivalência patrimonial		(1.245)		(8.446)
Gastos na emissão de ações		-		1.919
Efeito das controladas optantes pelo lucro presumido		35.526		12.657
Efeito da perda no investimento		(108.320)		-
Efeito dos impostos diferidos ativos não reconhecidos sobre:				
Provisões temporárias		(6.147)		(1.344)
Prejuízo fiscal e base negativa		(22.644)		(23.363)
Imposto de renda e contribuição social registrado no resultado		(220.457)		(15.407)
A Controladora apurou lucro tributável no exercício. Em 31 de dezembro de 2015, a Controladora utilizou parte dos prejuízos fiscais e bases de cálculo negativas da contribuição social acumulados, restando saldo a compensar para os quais não foram registrados impostos diferidos por não terem uma perspectiva de lucros tributáveis futuros. Segue quadro demonstrativo abaixo:				

	31/12/2015		31/12/2014	
	Controladora	Consolidado	Controladora	Consolidado
Utilização de prejuízos fiscais e bases negativas acumulados de exercícios anteriores		22.697		(68.714)
Prejuízo fiscal do exercício		(194,43)		(125,723)
Prejuízos fiscais e bases negativas acumulados		(171,740)		(194,437)
O montante apresentado na posição consolidada refere-se, além do imposto da Controladora, às controladas no regime de lucro presumido: Espora, os parques eólicos do LER 2009 (saldo até setembro de 2015), LER 2010 e LEN 2011 (A-3), e no regime de lucro real: as subholding Bahia Eólica e Salvador Eólica (saldo até setembro de 2015) e Chipley. O imposto de renda e a contribuição social com base no lucro real são calculados com base nas alíquotas de 15%, acrescidas do adicional de 10% sobre o lucro tributável excedente de R\$20 por mês incorrido no ano para imposto de renda e 9% sobre o lucro tributável para contribuição social sobre o lucro líquido, e consideram a compensação de prejuízos fiscais e base negativa de contribuição social, limitada a 30% do lucro real. O imposto de renda e a contribuição social com base no lucro presumido são recolhidos trimestralmente sobre a receita bruta, considerando o percentual de presunção, nas formas e alíquotas previstas na legislação vigente (base de estimativa de 8% e 12% sobre as vendas para imposto de renda e contribuição social, respectivamente) e as receitas financeiras.				

27. TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

	31/12/2015		31/12/2014	
	Ativo		Passivo	
	Início	Fim	Início	Fim
Mútuo				
Espra (contrato 1)	10/07/2009	31/12/2014	-	-
Espra (contrato 2)	27/10/2015	31/12/2016	-	32.833
Renova Comercializadora	15/12/2015	31/12/2016	-	49.288
Salvador Eólica	27/05/2011	31/08/2015	-	62
Bahia Eólica	17/10/2011	31/08/2015	-	29
Total			1.684	82.121
Outros saldos				
Nova Renova(*)			38.452	-
Nova Energia(*)			-	-
Adiantamento para futuro aumento de capital			34.608	-
Chipley (**)			-	-
Total			34.608	55.063

(*) Saldos de partes relacionadas reflexo da operação da Companhia com suas controladas Nova Renova S.A. e Nova Energia S.A. de acordo com o seu Estatuto Social.
(**) O contrato de Adiantamento para futuro aumento de capital não reúne as condições necessárias para caracterizá-lo como investimento.

Adiantamento de clientes

Renova Comercializadora
27.1 Mútuos: Contas a pagar - correspondem a mútuos realizados com as controladas apresentadas no quadro com o objetivo de suprir a necessidade de caixa da controladora. Esses contratos estão sujeitos a correção pela TJLP, acrescido de juros que podem variar de 0,25% a 0,5% a.a. Os saldos de mútuo (contas a receber) em 31 de dezembro de 2014, foram quitados em agosto de 2015. **27.2 Comercialização:** Contrato de compra e venda de energia com a Light: Em agosto de 2011 a Companhia assinou um compromisso de compra e venda de energia com a Light Energia, no qual a Renova irá entregar 200,4 MW(*) médios de energia eólica, correspondentes a 403,5 MW(*) de capacidade instalada, sendo que os parques terão início de geração entre 2015 e 2016. Do montante total de 200,4 MW(*), 1/3 da energia foi comercializada com a LIGHTCOM Comercializadora de Energia S.A. e 2/3 com CEMIG GT. **Contrato de compra e venda de energia com a CEMIG:** Em 15 de dezembro de 2015, o Conselho de Administração aprovou a antecipação do pagamento de R\$60.000 referente ao contrato de compra e venda de energia celebrado entre



→ continuação

Notas explicativas às demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2015
Valores expressos em milhares de Reais

	Valor justo em 31 de dezembro de 2015			
	Saldo em 31/12/2015	Mercado ativo - preço cotado (nível 1)	Sem mercado ativo - técnica de avaliação (nível 2)	Sem mercado ativo - inputs não observáveis (nível 3)
Descrição				
Ativos				
Aplicações financeiras	38.229	-	38.229	-
Outros ativos financeiros	188.595	188.595	-	-
Investimento TerraForm (disponível para venda)	443.672	443.672	-	-
Total	670.496	632.267	38.229	-

	Valor justo em 31 de dezembro de 2014			
	Saldo em 31/12/2014	Mercado ativo - preço cotado (nível 1)	Sem mercado ativo - técnica de avaliação (nível 2)	Sem mercado ativo - inputs não observáveis (nível 3)
Descrição				
Ativos				
Aplicações financeiras	538.697	-	538.697	-

Aplicações Financeiras: elaborado levando-se em consideração as cotações de mercado do papel, ou informações de mercado que possibilitem tal cálculo, as taxas futuras de juros e câmbio de papéis similares. O valor de mercado do título corresponde ao seu valor de vencimento trazido a valor presente pelo fator de desconto obtido da curva de taxa de mercado em reais. Outros ativos financeiros: elaborado levando-se em consideração o modelo matemático de *Black-Sholes* e a expectativa futura da taxa de câmbio. No exercício findo em 31 de dezembro de 2015 não houve transferências entre avaliações de valor justo nível 1 e nível 2 nem entre o nível 3 e nível 2. **d. Risco de Mercado:** O risco de mercado é apresentado como a possibilidade de perdas monetárias em função das oscilações de variáveis que tenham impacto em preços e taxas negociadas no mercado. Essas flutuações geram impacto a praticamente todos os setores e, portanto, representam fatores de riscos financeiros. Os empréstimos, financiamentos e debêntures captados pela Companhia e suas Controladas apresentados na nota 17, possuem com contrapartes o BNB, BNDES e Debenturistas. As regras contratuais para os passivos financeiros criam riscos atrelados a essas exposições. Em 31 de dezembro de 2015, a Companhia e suas controladas possuem um risco de mercado associado ao CDI, TJLP e Taxa pré-fixada. **e. Análise de sensibilidade (Consolidado):** A Companhia e suas controladas apresentam abaixo as informações suplementares sobre seus instrumentos financeiros que são requeridas pela Instrução CVM nº 475/08, especificamente sobre a análise de sensibilidade complementar à requerida pelas IFRSs e pelas práticas contábeis adotadas no Brasil. Na elaboração dessa análise de sensibilidade suplementar, a Companhia adotou as seguintes premissas, definidas na Instrução CVM nº 475/08: • definição de um cenário provável do comportamento do risco que, caso ocorra, possa gerar resultados adversos para a Companhia, e que é referenciado por fonte externa independente (Cenário I); • definição de dois cenários adicionais com deteriorações de, pelo menos, 25% e 50% na variável de risco considerada (Cenário II e Cenário III, respectivamente); e • apresentação do impacto dos cenários definidos no valor justo dos instrumentos financeiros operados pela Companhia e suas controladas. Os saldos apresentados nos quadros a seguir contemplam os valores consolidados.

Operação	Risco	Cenário I - Cenário Provável		Cenário II - deterioração de 25%		Cenário III - deterioração de 50%	
		31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
Taxa efetiva em 31 de dezembro de 2015		14,15%	14,15%	14,15%	14,15%	14,15%	14,15%
Aplicações financeiras:							
Taxa anual estimada do CDI para 2016	Baixa do CDI	38.229	38.229	38.229	38.229	38.229	38.229
Efeito anual nas aplicações financeiras:							
Perda		(58)	(1.414)	(2.770)	(2.770)	(2.770)	(2.770)
Câmbio (em R\$)		4,07	5,09	6,11	6,11	6,11	6,11
Outros ativos financeiros:							
Perda	Baixa do câmbio	188.595	124.560	84.562	84.562	84.562	84.562
Taxa de juros		0,16%	(64.035)	(104.033)	(104.033)	(104.033)	(104.033)
Outros ativos financeiros:							
Perda	Baixa dos juros	188.595	188.560	188.560	188.560	188.560	188.560
Volatilidade da opção de ação		-	(35)	(69)	(69)	(69)	(69)
Outros ativos financeiros:							
Perda	Baixa da volatilidade	98,68%	74,01%	49,34%	49,34%	49,34%	49,34%
Investimento TerraForm		188.595	186.382	185.847	185.847	185.847	185.847
Perda		-	(2.213)	(2.748)	(2.748)	(2.748)	(2.748)
Investimento TerraForm	Baixa do câmbio	443.672	332.754	221.836	221.836	221.836	221.836
Perda		-	(110.918)	(221.836)	(221.836)	(221.836)	(221.836)
Investimento TerraForm	Baixa das ações	443.672	332.754	221.836	221.836	221.836	221.836
Perda		-	(110.918)	(221.836)	(221.836)	(221.836)	(221.836)

Operação	Risco	Cenário I - Cenário Provável		Cenário II - deterioração de 25%		Cenário III - deterioração de 50%	
		31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
Taxa efetiva em 31 de dezembro de 2015		14,15%	14,15%	14,15%	14,15%	14,15%	14,15%
Debêntures							
Debêntures - Renova Energia							
Taxa anual estimada do CDI para 2016	Alta do CDI	547.173	547.173	547.173	547.173	547.173	547.173
Efeito anual nas debêntures:							
Ganho		(1.013)	-	-	-	-	-
Perda		-	22.629	46.271	46.271	46.271	46.271

Operação	Risco	Cenário I - Cenário Provável		Cenário II - deterioração de 25%		Cenário III - deterioração de 50%	
		31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
Taxa efetiva em 31 de dezembro de 2015		7,00%	7,00%	7,00%	7,00%	7,00%	7,00%
Empréstimos e financiamentos:							
BNDES - LP - Renova Eólica	Alta da TJLP	1.022.288	1.022.288	1.022.288	1.022.288	1.022.288	1.022.288
BNDES - CP - Diamantina Eólica	Alta da TJLP	534.556	534.556	534.556	534.556	534.556	534.556
Taxa anual estimada da TJLP para 2016		7,50%	9,38%	11,25%	11,25%	11,25%	11,25%
Efeito anual nos empréstimos:							
Perda		7.784	36.975	66.166	66.166	66.166	66.166

Para as aplicações financeiras o cenário provável considera as taxas futuras da SELIC, que é base para determinação da taxa CDI, conforme expectativas obtidas junto ao Banco Central do Brasil, com horizonte de um ano, 14%. Os cenários II e III consideram uma redução dessa taxa em 25% (10,50% a.a.) e 50% (7,00% a.a.), respectivamente. Estas projeções também são realizadas para as debêntures que são vinculadas à taxa CDI as quais foram projetadas nos cenários II e III considerando um aumento de 25% (17,50%) e 50% (21,00%), respectivamente. Para os outros ativos financeiros que são representados por opção de venda de ações, descritas na nota explicativa nº 8, consideramos como variáveis para stress e análise de sensibilidade a moeda estrangeira; a taxa de juros e a volatilidade do preço da ação. Com relação à moeda estrangeira, a Companhia está exposta à taxa de câmbio do Real para o US dólar pelo fato da opção de venda estar relacionada a investimento em ações de companhia norte-americana, conforme descrito nas notas 14b e 8. Para a análise de sensibilidade foi considerado em relação a esta moeda um cenário provável com o câmbio de R\$4,07 (quatro reais e sete centavos) por dólar. Os cenários II e III consideram um aumento da taxa de câmbio em 25%, com o câmbio de R\$5,09 (cinco reais e nove centavos) por dólar e em 50%, a R\$6,11 (seis reais e onze centavos) por dólar, respectivamente. Para sensibilidade da taxa de juros, considerou-se o cenário provável da taxa de juros, vinculadas ao *US Treasury notes* com horizonte de seis meses (0,16%). Os cenários II e III consideram um aumento dessa taxa em 25% (0,20%) e 50% (0,24%), respectivamente. Consideramos também a volatilidade do preço da ação da TerraForm que para um cenário provável é representado por uma volatilidade de 98,68%. Os cenários II e III consideram uma redução dessa volatilidade do preço de opção de ação em 25% (74,01%) e em 50% (49,34%), respectivamente. Para os empréstimos e financiamentos vinculados à TJLP a Companhia e suas controladas consideram um cenário provável com base na taxa para o quarto trimestre de 2015 obtida do BNDES o qual espera-se a manutenção desta taxa para o horizonte de um ano, 7,50%. Os cenários II e III consideram uma alta dessas taxas em 25% (9,38%) e 50% (11,25%), respectivamente. Observa-se que o spread médio ponderado nas aplicações financeiras e nos empréstimos são: (i) 101,36% do CDI nas aplicações financeiras; (ii) 2,59% + TJLP para os empréstimos com BNDES e (iii) 123,45% do CDI para as debêntures. Os efeitos (aumento/redução) demonstrados nessa análise de sensibilidade referem-se às variações das taxas de juros consideradas para os cenários I, II e III em relação à taxa de juros efetiva em 31 de dezembro de 2015. Essas análises de sensibilidade foram preparadas de acordo com a Instrução CVM nº 475/2008, tendo como objetivo mensurar o impacto às mudanças nas variáveis de mercado sobre cada instrumento financeiro da Companhia e de suas controladas. No entanto, a liquidação das transações envolvendo essas instrumentos poderá resultar em valores diferentes dos estimados devido à subjetividade que está contida no processo utilizado na preparação dessas análises. **f. Risco de Liquidez:** O risco de liquidez evidencia a capacidade da controlada e controladora em liquidar as obrigações assumidas. Para determinar a capacidade financeira da controlada em cumprir adequadamente os compromissos assumidos, os fluxos de vencimentos dos recursos captados e de outras obrigações fazem parte das divulgações. Informações com maior detalhamento sobre os empréstimos captados pela Companhia são apresentadas na nota 17. A Administração da Companhia somente utiliza linhas de crédito que possibilitem sua alavancagem operacional. Essa premissa é afirmada quando observamos as características das captações efetivadas. Conforme mencionado na nota 1.5 em 31 de dezembro de 2015, o passivo circulante consolidado da Companhia é de R\$1.497.006, enquanto o ativo circulante é de R\$550.630. O capital circulante líquido negativo é em função, principalmente, do empréstimo-ponte assinado com o BNDES no valor de R\$500.000. O empréstimo-ponte possui vencimento em 15 de junho de 2016 ou na data de desembolso do contrato de financiamento de longo prazo a ser assinado entre o BNDES e a Companhia, o que ocorrer primeiro. A Administração da Companhia vem conduzindo ações com o objetivo de melhorar a sua estrutura financeira e de capital de giro que incluem: a) estruturação de empréstimos com prazos mais longos e adequados às necessidades atuais. A Companhia está em entendimentos finais para assinatura do contrato de financiamento de longo prazo, no montante aproximado de R\$823.000 com o BNDES que irá substituir o empréstimo-ponte tomado, e o restante será utilizado para conclusão das obras relacionadas ao projeto, liberando assim o caixa da Companhia. A expectativa da Companhia é que esta liberação ocorra no segundo trimestre de 2016; b) o aumento de capital na Renova no valor de até R\$731.248, cujos aportes devem ocorrer até maio de 2016 (vide nota 34.4), reforçando o caixa da Companhia; c) Contrato de Suporte de Acionistas assinado em 26 de fevereiro de 2016, no qual os acionistas do bloco de controle se obrigam a aportar recursos na Companhia caso haja insuficiência de recursos disponíveis para o pagamento da 2ª e das demais parcelas dos juros remuneratórios das Debêntures nas respectivas datas de pagamento; d) reestruturação e redução dos gastos administrativos; e) postergação de determinados projetos para equalização do fluxo de caixa da Companhia. **f.1. Tabela do risco de liquidez e juros:** As tabelas a seguir mostram em detalhes o prazo de vencimento contratual restante dos passivos financeiros não derivativos da Companhia e suas controladas e os prazos de amortização contratuais. As tabelas foram elaboradas de acordo com os fluxos de caixa não descontados dos passivos financeiros com base na data mais próxima em que a Companhia e suas controladas devem quitar as respectivas obrigações. As tabelas incluem os fluxos de caixa dos juros e do principal. Na medida em que os fluxos de juros são pós-fixados, o valor não descontado foi obtido com base nas curvas de juros no encerramento do exercício. O vencimento contratual baseia-se na data mais recente em que o Grupo Renova deve quitar as respectivas obrigações.

	Consolidado				Total
	De 1 a 3 meses	De 3 meses a 1 ano	De 1 ano a 5 anos	Mais de 5 anos	
Empréstimos e financiamentos - principal e encargos	93.966	622.707	371.326	674.905	1.762.904
Debêntures - principal e encargos	-	53.684	369.636	293.312	716.632
Fornecedores - aquisição de projetos	21.521	62.942	31.471	-	115.934
Total	115.487	739.333	772.433	968.217	2.595.470

	Controladora				Total
	De 1 a 3 meses	De 3 meses a 1 ano	De 1 ano a 5 anos	Mais de 5 anos	
Empréstimos e financiamentos - principal e encargos	72.829	13.150	-	-	85.979
Debêntures - principal e encargos	-	47.173	285.713	214.287	547.173
Total	72.829	60.323	285.713	214.287	633.152

g. Risco de crédito: O risco de crédito compreende a possibilidade da Companhia não realizar seus direitos. Essa descrição está diretamente relacionada à rubrica de Riscos de crédito.

Ativos financeiros	Valor contábil				
	Nota	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
Circulante					
Contas a receber de clientes	9	26.655	68.627	2	-
Outros ativos financeiros	8	174.397	-	174.397	-

No setor de energia elétrica as operações realizadas estão direcionadas ao regulador que mantém informações ativas sobre as posições de energia produzida e consumida. A partir dessa estrutura planejamos são criados buscando o funcionamento do sistema sem interferências ou interrupções. As comercializações são geradas a partir de leilões, contratos, entre outros. Esse mecanismo agrega a confiabilidade e controla a inadimplência entre participantes setoriais. A Companhia não efetua aplicações em caráter especulativo. A Companhia gerencia seus riscos de forma contínua, avaliando se as práticas adotadas na condução das suas atividades estão em linha com as políticas preconizadas pela Administração. A Companhia não faz uso de instrumentos financeiros de proteção patrimonial, pois acredita que os riscos aos quais estão ordinariamente expostos seus ativos e passivos compensam-se entre si no curso natural das suas atividades. A Administração dos instrumentos financeiros é efetuada por meio de estratégias operacionais, visando liquidez, rentabilidade e segurança. A política de controle consiste em acompanhamento permanente das condições contratadas versus condições vigentes no mercado. Em 31 de dezembro de 2015 a Companhia não efetuou aplicações de caráter especulativo, em derivativos ou quaisquer outros ativos de risco.

h. Gestão de capital:

	Consolidado	
	31/12/2015	31/12/2014
Dívida de empréstimos, financiamentos e debêntures	2.372.256	2.845.692
(-) Caixa e equivalentes de caixa e aplicações	(77.891)	(595.617)
Dívida líquida	2.294.365	2.250.075
Patrimônio líquido	2.627.916	2.509.641
Índice de alavancagem financeira - %	87%	90%

Os objetivos da Companhia ao administrar seu capital são os de salvaguardar sua capacidade de continuidade para oferecer retorno aos acionistas e benefícios às outras partes interessadas, além de manter uma estrutura de capital ideal para reduzir esse custo. Para manter ou ajustar a estrutura do capital, a Companhia pode rever a política de pagamento de dividendos, devolver capital aos acionistas ou, ainda, emitir novas ações ou vender ativos para reduzir, por exemplo, o nível de endividamento. **i. Risco da escassez de vento:** Esse risco decorre da possibilidade da falta de vento ocasionada por fatores naturais, o qual é minimizado em função das "jazidas de vento" do Brasil estarem entre as melhores do mundo, pois, além de contar com alta velocidade, os ventos são considerados bens estáveis,

diferentes de certas regiões da Ásia e dos Estados Unidos, sujeitas a ciclones, tufões e outras turbulências. **f. Risco da escassez hidrológica:** A controlada indireta Energética Serra da Prata S.A. e a controlada em conjunto Brasil PCH geram energia por meio de pequenas centrais hidrelétricas (PCHs). Um período prolongado de escassez de chuva, durante a estação úmida, reduzirá o volume de água nos reservatórios dessas usinas. Numa situação extrema isso implicaria em redução de receita. A ocorrência de condições hidrológicas desfavoráveis, em conjunto com a obrigação de entrega de energia contratada, poderá resultar em uma exposição da Companhia ao mercado de energia de longo prazo, o que afetaria seus resultados financeiros futuros. Entretanto, com exceção de uma PCH, a totalidade da capacidade de geração hidrelétrica das demais está inserida no Mecanismo de Relocação de Energia ("MRE"), que mitiga parte do risco hidrológico, alocando-o entre todas as usinas vinculadas ao MRE.

29. LUCRO POR AÇÃO

O lucro (prejuízo) por ação básico é calculado por meio da divisão do lucro líquido (prejuízo) do período atribuído aos detentores de ações ordinárias e preferenciais da controladora pela quantidade média ponderada de ações ordinárias e preferenciais disponíveis durante o exercício. O lucro (prejuízo) por ação diluído é calculado por meio da divisão do lucro líquido (prejuízo) atribuído aos detentores de ações ordinárias e preferenciais da controladora pela quantidade média ponderada de ações ordinárias e preferenciais disponíveis durante o exercício, mais a quantidade média ponderada de ações ordinárias que seriam emitidas no pressuposto do exercício das opções de compra de ações com valor de exercício inferior ao valor de mercado. De acordo com o estatuto social da Companhia as ações preferenciais possuem participação nos lucros distribuídos em igualdade com as ações ordinárias. O quadro a seguir apresenta os dados de resultado e quantidade de ações utilizadas no cálculo dos lucros (prejuízos) básico e diluído por ação para cada um dos exercícios apresentados na demonstração de resultados:

	Controladora	
	31/12/2015	31/12/2014
Lucro líquido (prejuízo) do exercício	118.192	(35.723)
Lucro (prejuízo) por ação básico	318.719	253.551
Média ponderada das ações ordinárias disponíveis (em milhares)	0,371	(0,141)
Lucro (prejuízo) por ação básico (em R\$)	318.719	253.551
Lucro (prejuízo) por ação diluído	478	297
Média ponderada das ações ordinárias disponíveis (em milhares)	319.197	253.848
Efeito dilutível das opções de compra de ações (em milhares)	0,370	(0,141)
Total de ações aplicáveis à diluição (em milhares)		
Lucro (prejuízo) por ação diluído (em R\$)		

30. ATIVOS CLASSIFICADOS COMO MANTIDOS PARA VENDA

30.1 Controladora: Composição dos investimentos na controladora:
Ativos classificados como mantidos para venda
Energética Serra da Prata S.A.

	31/12/2015	
	111.442	111.442
30.2 Consolidado: Balanços patrimoniais em 31 de dezembro de 2015		
Ativos		
Circulantes		
Caixa e equivalentes de caixa	6.777	2.248
Aplicações financeiras	6.672	6.103
Contas a receber de clientes	2.814	1.067
Impostos a recuperar	345	20.668
Adiantamentos a fornecedores	149	3.998
Despesas antecipadas	44	34.084
Total dos ativos circulantes	10.701	84.658
Não Circulantes		
Total dos ativos não circulantes	14.614	84.658
Cauções e depósitos vinculados	32.833	84.658
Partes relacionadas	1.672	87.720
Impostos diferidos	25	17.137
Outros créditos	170.339	6.585
Imobilizado	219.483	111.442
Total dos ativos não circulantes	230.184	230.184
Total dos Ativos		
Classificados como:		
Ativos classificados como mantidos para venda		197.351
Passivos diretamente associados a ativos mantidos para venda		114.744
Demonstrações dos fluxos de caixa e do resultado em 31 de dezembro de 2015:		
Lucro dos ativos classificados como mantidos para venda		
Receita		25.508
Custos e despesas		(16.460)
Lucro antes dos impostos		9.048
Imposto de renda e contribuição social		(2.463)
Lucro líquido do exercício		6.585
Fluxo de caixa dos ativos classificados como mantidos para venda		
Fluxo de caixa líquido das atividades operacionais		3.534
Fluxo de caixa líquido das atividades de investimento		(10.484)
Fluxo de caixa líquido das atividades de financiamento		(6.874)
Redução no saldo de caixa e equivalentes de caixa		(13.824)
Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício		14.501
Caixa e equivalentes de caixa no fim do exercício		677
Redução no saldo de caixa e equivalentes de caixa		(13.824)

Conforme fatos relevantes divulgados pela Companhia nos dias 7 de maio, 15 de julho e 18 de setembro de 2015, a Companhia realizou operação de alienação dos ativos do projeto Espira e dos ativos do projeto Bahia, e permuta de ações do projeto Salvador. No dia 18 de setembro de 2015, a Companhia celebrou o fechamento parcial da primeira fase da operação com a TerraForm Global, com a conclusão da alienação/permuta dos projetos Bahia e Salvador. O fechamento da alienação dos projetos da Espira ainda está sujeito ao cumprimento de determinadas obrigações, permanecendo esses ativos registrados na linha de ativos mantidos para venda.

31. COBERTURA DE SEGUROS

A Companhia e suas controladas mantêm seguros para determinados bens do ativo imobilizado bem como para responsabilidade civil e outras garantias contratuais. O resumo das apólices vigentes em 31 de dezembro de 2015 é como segue:

Operação	Vigência				Segurado
	Importância Segurada	Início	Fim	Fim	
Riscos operacionais					