Rio de Janeiro, 12 de maio de 2016.

Arrecadação e qualidade do fornecimento apresentam melhora no trimestre

Destaques

- ✓ O **mercado total de energia (faturado)** sofreu redução de 7,3% no trimestre, alcançando 6.884 GWh, influenciado pela queda no segmento residencial (-10,8%), industrial (-9,3%) e comercial (-3,8%).

- ✓ O **EBITDA Ajustado** do 1T16 foi de R$ 422,1 milhões, 29,4% abaixo do 1T15, em função da sazonalização na Geradora, somada à redução do mercado e ao aumento das provisões na Distribuidora.

- ✓ O **Lucro Líquido** no 1T16 foi de **R$ 1,4 milhão**, redução de 98,9% em relação ao 1T15, devido à piora do EBITDA e da equivalência patrimonial, impactada pelo resultado da Renova Energia.

- ✓ As **Perdas Totais** sobre a carga fio representaram 23,9% em mar/16, aumento de 0,9 p.p. quando comparadas a mar/15. Em comparação a dez/15, houve aumento de 0,7 p.p., quando representavam 23,2% da carga fio.

Destaques Operacionais (GWh)	1T16	1T15	Var. %
Carga Fio*	10.503	10.733	-2,1%
Energia Faturada (Cativo)	5.731	6.207	-7,7%
Consumo na Área de Concessão	6.884	7.422	-7,3%
Energia Transportada - TUSD	1.153	1.215	-5,1%
Energia Vendida - Geração	1.027	1.302	-21,1%
Energia Comercializada (Esco e Com)	1.412	1.342	5,2%
Perdas Totais/Carga Fio (12 meses)	23,9%	23,0%	0,9 p.p.
Destaques Financeiros (R$ MM)	**1T16**	**1T15**	**Var. %**
Receita Líquida**	2.279	3.012	-24,3%
EBITDA CVM[1]	322	573	-43,9%
EBITDA para Covenants (12 meses)[2]	1.478	1.614	-8,4%
EBITDA Ajustado[3]	422	598	-29,4%
Margem EBITDA***	18,5%	19,8%	-1,3 p.p.
Lucro/prejuízo Líquido	1	129	-98,9%
Endividamento Líquido	6.270	6.042	3,8%
Investimentos (incluindo aportes)	245	179	37,1%

* Carga própria + uso da rede.

** Desconsiderando receita de construção.

*** Considera o EBITDA Ajustado.

- ✓ Os índices de **DEC** e **FEC** (12 meses) somaram, respectivamente, **11,82 horas** e **6,20 vezes**, representando uma queda de 10,4% e 7,4% em relação ao 1T15, mantendo de forma sustentável a trajetória de melhoria na qualidade do fornecimento.

- ✓ A **Taxa de Arrecadação** foi de **94,8%** do total faturado no 1T16, 4,8 p.p. acima do 1T15, explicada pela melhora em todos os segmentos. A constituição de **PCLD representou 1,1% da Receita Bruta** (12 meses) da Distribuidora, 0,1 p.p. abaixo do mesmo período do ano passado.

- ✓ A Companhia encerrou mar/16 com **Dívida Líquida** de **R$ 6.269,7 milhões,** 3,6% abaixo da dívida líquida de dez/15. O indicador de *covenants* Dívida Líquida/EBITDA ficou em **4,24x.**

A partir deste trimestre, a Companhia passa a apresentar os resultados de cada subsidiária individualmente.

BM&FBOVESPA: LIGT3
OTC: LGSXY
Total de ações: 203.934.060 ações
Free Float Total: 97.629.475 ações (47,87%)
Valor de Mercado (11/05/16): R$ 1.927 milhões

Teleconferência:
Data: 13/05/2016
Horário: 15h00 Brasil // 14h00 US ET
Telefones: +55 (11) 2188 0155 // +1 (646) 843 6054
Webcast: ri.light.com.br

Contatos RI:
Ana Marta Veloso (CEO e Diretora de RI): +55 (21) 2211-2720
Felipe Sá (Superintendente de Participações e RI): +55 (21)2211-7032
Mariana Rocha (Gerente de RI): +55 (21) 2211-2814

[2]O EBITDA para covenants representa o EBITDA CVM menos equivalência patrimonial, provisões, outras receitas/despesas operacionais, conforme apresentada no Item 6.

[3]O EBITDA Ajustado representa: receita operacional líquida menos custos e despesas operacionais, desconsiderando o resultado não operacional. A Companhia adotou o EBITDA Ajustado para realizar as análises descritas ao decorrer deste documento.

Apresentação dos resultados do 1º trimestre de 2015 (período comparativo)

A Administração da Companhia, visando melhorar apresentação da sua posição patrimonial e do seu desempenho operacional e financeiro, reavaliou algumas práticas adotadas e procedeu algumas alterações de políticas contábeis e reclassificações com base nas orientações emanadas pelo CPC 23 – Políticas Contábeis, Mudança de Estimativa e Retificação de Erro, destacadas a seguir:

(i) a variação cambial entre a data da fatura e a data de pagamento da energia comprada de Itaipu como despesa ou receita financeira, ao invés de apresentá-la como aumento ou redução do custo com energia comprada;
(ii) a multa por violação de indicadores de continuidade (DIC/FIC) classificada como despesa operacional, anteriormente apresentada como despesa financeira;
(iii) o valor justo do ativo indenizável da concessão registrado como receita operacional, sendo anteriormente reconhecido como resultado financeiro.
(iv) a receita de multas cobradas por inadimplência dos consumidores classificadas como custo operacional, anteriormente apresentada como resultado financeiro

Para fins de comparabilidade, foram realizadas reclassificações nas demonstrações do resultado consolidado nos três meses findos em 31 de março de 2015, apresentadas no **Anexo VII**.

Índice

1. Consolidado - Light S.A. 4
1.1. Desempenho Financeiro Consolidado 4
EBITDA Ajustado Consolidado 5
Resultado Consolidado 6
2. Distribuição - Light S.E.S.A 7
2.1. Desempenho Operacional 7
Mercado 7
Balanço Energético 9
Perdas de Energia Elétrica 10
Arrecadação 13
Qualidade Operacional 14
2.2. Desempenho Financeiro 15
Receita Líquida 15
Custos e Despesas 16
EBITDA Ajustado 20
Resultado Financeiro 20
Resultado Líquido 20
3. Geração - Light Energia 21
3.1. Desempenho Operacional 21
Venda de Energia 21
3.2. Desempenho Financeiro 22
Receita Líquida 22
Custos e Despesas 22
EBITDA Ajustado 23
Resultado Financeiro 23
Resultado Líquido 23
4. Comercialização - Light Com 25
5. Serviços - Light ESCO 26
6. Endividamento Consolidado 27
7. Investimento Consolidado 29
8. Estrutura Acionária, Societária, e Mercado de Capitais 30
9. Eventos Recentes 32
10. Programa de Divulgação 40
ANEXO I 41
ANEXO II 42
ANEXO III 43
ANEXO IV 44
ANEXO V 45
ANEXO VI 46
ANEXO VII 47
Lista de Abreviaturas e Siglas 48

1. Consolidado - Light S.A.

1.1. Desempenho Financeiro Consolidado[4]

INFORMAÇÕES FINANCEIRAS SELECIONADAS (R$ MM)	1T16	1T15	Var.%
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	**2.279,5**	**3.011,7**	**-24,3%**
DESPESA OPERACIONAL	**(1.979,3)**	**(2.526,6)**	**-21,7%**
PMSO	**(210,0)**	**(191,1)**	**9,9%**
Pessoal	(87,7)	(93,5)	-6,2%
Material	(15,0)	2,8	-644,0%
Serviço de Terceiros	(130,0)	(118,3)	9,9%
Outras	22,9	17,9	27,5%
Energia Comprada	(1.568,1)	(2.212,8)	-29,1%
Depreciação	(122,0)	(112,5)	8,4%
Provisões	(79,2)	(10,2)	675,7%
EBITDA AJUSTADO (1)	**422,1**	**597,6**	**-29,4%**
RESULTADO FINANCEIRO	**(156,5)**	**(256,2)**	**-38,9%**
RESULTADO NÃO OPERACIONAL (2)	**(15,2)**	**(11,7)**	**29,6%**
Receita Não Operacional	2,1	0,1	2343,7%
Despesa Não Operacional	(17,3)	(11,8)	46,6%
RESULTADO ANTES DOS IMPOSTOS	**128,5**	**217,1**	**-40,8%**
IR/CS	**(107,3)**	**(49,0)**	**119,1%**
IR/CS DIFERIDO	**65,6**	**(26,4)**	**-349,0%**
EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL	**(85,4)**	**(13,3)**	**543,7%**
LUCRO/PREJUÍZO LÍQUIDO	**1,4**	**128,5**	**-98,9%**

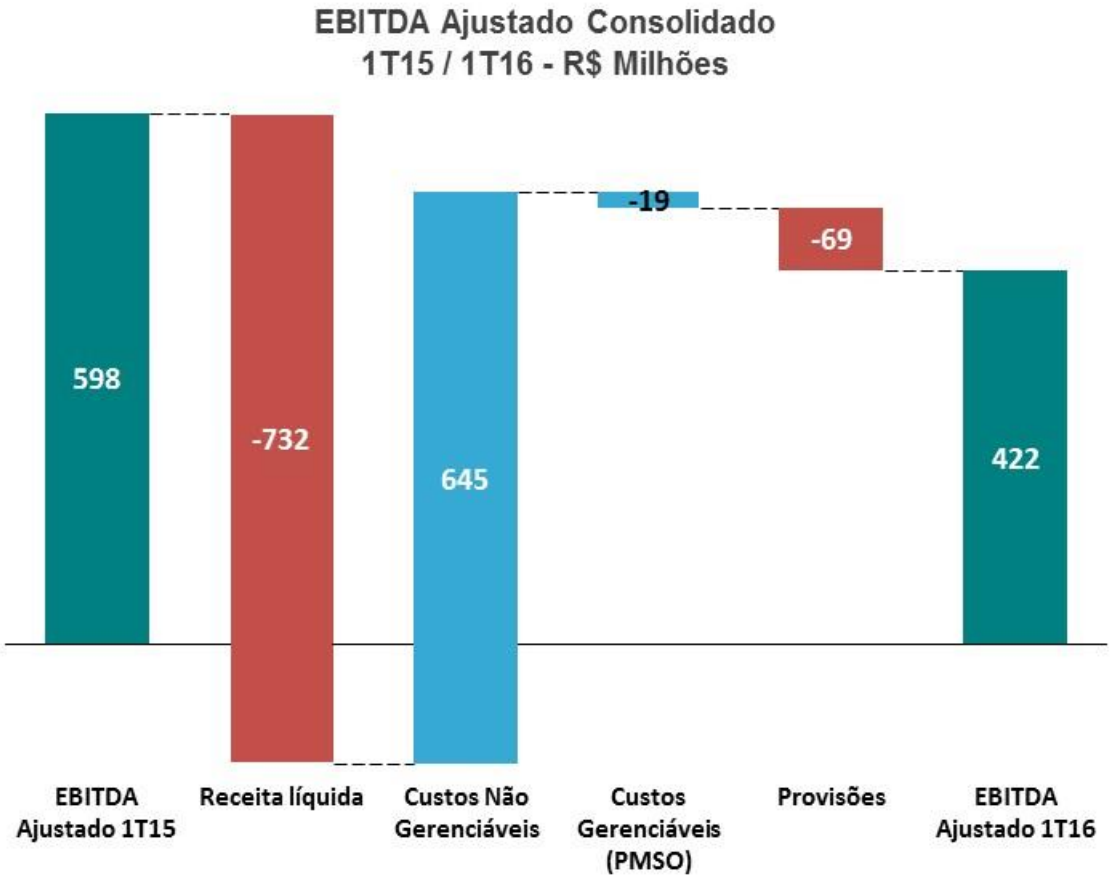
Obs: Não considera Receita/Custo de Consturção

(1) EBITDA Ajustado é calculado a partir do lucro líquido antes do imposto de renda e contribuição social, equivalência patrimonial, resultado não operacional, despesas financeiras líquidas, depreciação e amortização.
(2) Resultado Não Operacional pode ser classificado também como Outras Receitas/Despesas Operacionais.

[4] Para calcular o resultado consolidado da Companhia, deve-se levar em consideração a eliminação intercompany referente à venda de energia da Light Esco para a Light Com no valor de R$ 1,3 milhão.

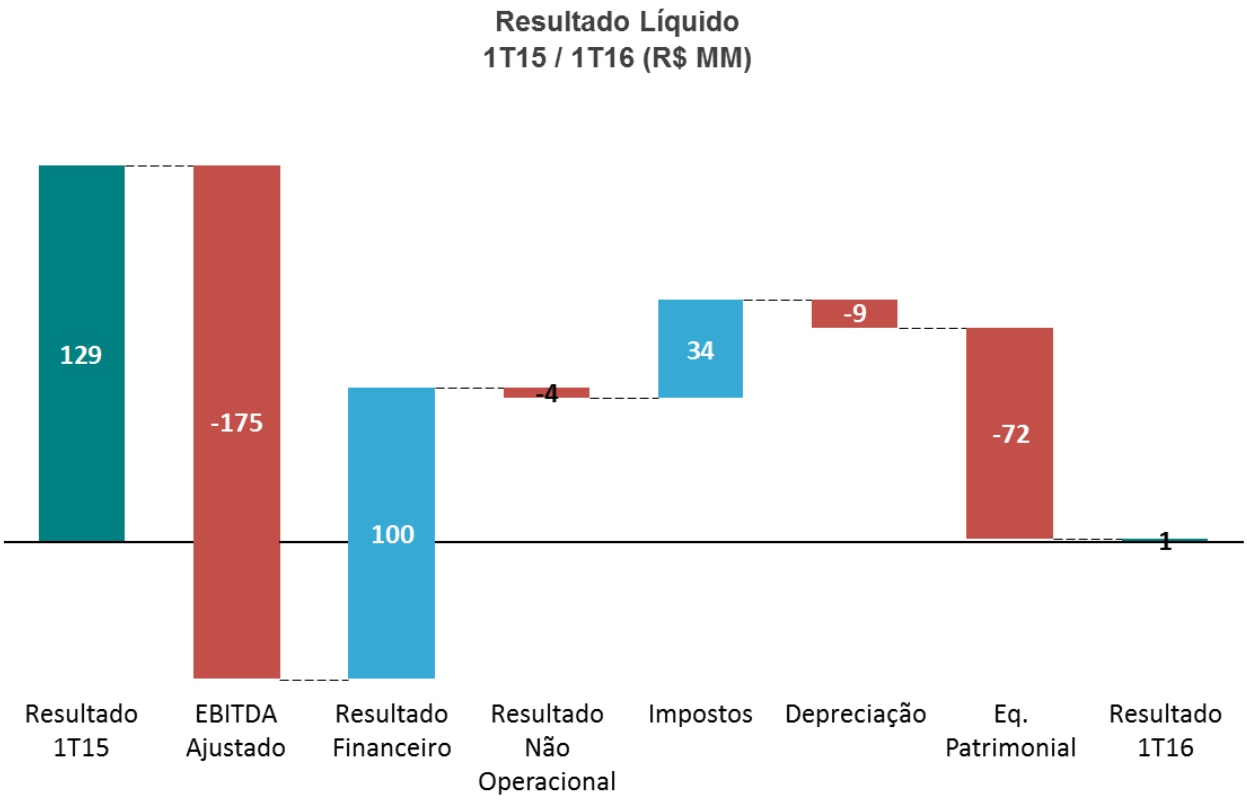
EBITDA Ajustado Consolidado

EBITDA Ajustado Consolidado (R$ MM)	1T16	1T15	Var.%
Distribuição	278,0	390,2	-28,7%
Geração	119,3	170,9	-30,2%
Comercialização	30,9	38,9	-20,6%
Serviços	(2,1)	1,2	-270,8%
Outros e eliminações	(4,0)	(3,6)	10,7%
Total	**422,1**	**597,6**	**-29,4%**
Margem EBITDA (%)	18,5%	19,8%	-1,3 p.p.



Resultado Consolidado

Lucro Líquido Consolidado (R$	1T16	1T15	Var.%
Distribuição	16,5	38,1	-56,8%
Geração	(37,1)	71,1	-152,1%
Comercialização	21,0	26,5	-20,7%
Serviços	4,2	0,8	409,0%
Outros e eliminações	(3,2)	(8,0)	-59,9%
Total	**1,4**	**128,5**	**-98,9%**
Margem Líquida (%)	0,1%	4,3%	-4,2 p.p.



O Lucro Líquido totalizou R$ 1,4 milhão, 98,9% abaixo dos R$ 128,5 milhões apresentados no 1T15, em função do resultado negativo de equivalência patrimonial no valor de R$ 85,4 milhões. Expurgando o resultado de equivalência patrimonial nos períodos, a queda no lucro líquido teria sido de 38,8%.

2. Distribuição - Light S.E.S.A

2.1. Desempenho Operacional

Destaques Operacionais (R$ MM)	1T16	1T15	Var. %
Nº de Consumidores (Mil)	4.329	4.253	1,8%
Nº de Empregados	4.009	3.965	1,1%
Tarifa média de fornecimento - R$/MWh	729	517	41,1%
Tarifa média de fornecimento - R$/MWh (s/ impostos)	500	360	38,8%
Custo médio de contratos bilaterais[1] - R$/MWh	175	185	-5,6%
Custo médio de compra de energia com *SPOT*[2] - R$/MWh	173	224	-22,4%

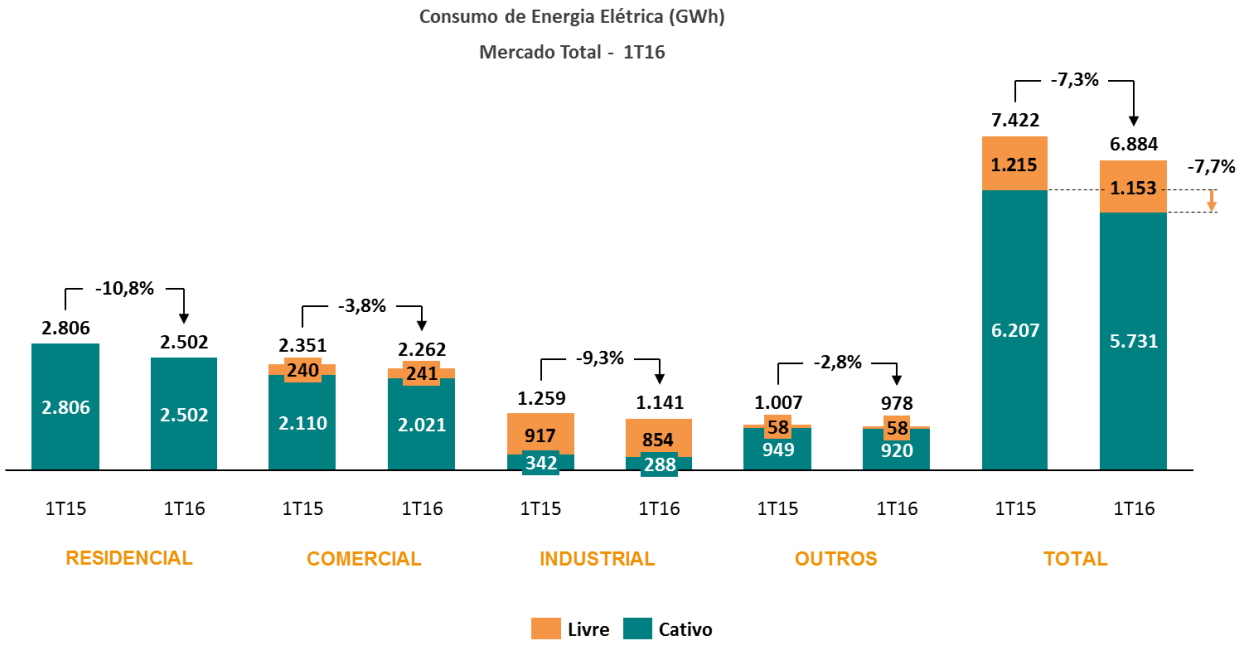
[1]Não inclui compra no spot e risco hidrológico

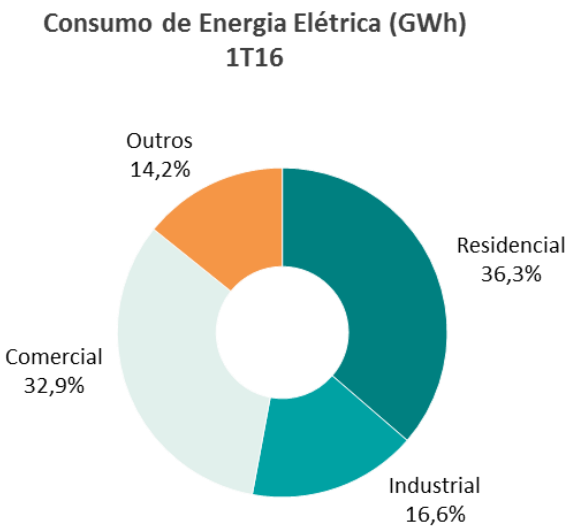
[2]Inclui Risco hidrológico

Mercado

A forte retração no consumo residencial foi influenciada: (i) pela queda de 2,8° C na temperatura média de jan/16 em relação a jan/15, (ii) pelo reajustes tarifários médios de 56% ocorridos entre o 1T15 e o 1T16, (iii) pelo cenário econômico adverso, que vem reduzindo o consumo das famílias, e (iv) pelo uso mais consciente da energia por parte dos clientes formais. No trimestre, a conta média paga pelos consumidores residenciais atingiu patamar de 210,5 kWh/mês, redução de 12,6% em relação ao 1T15.

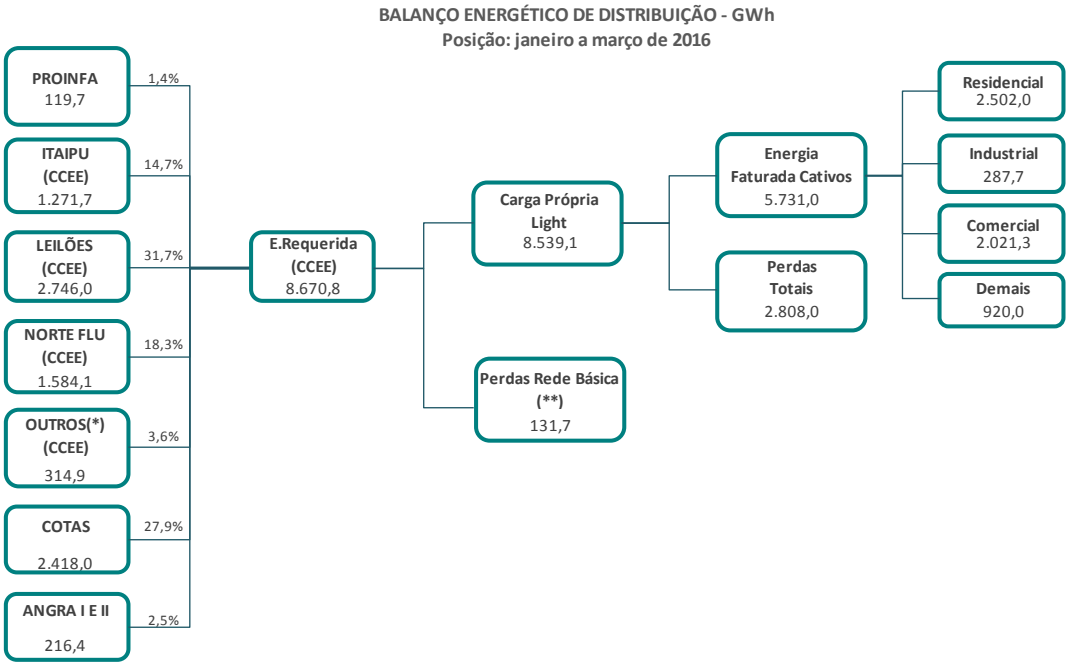
A redução nos segmentos comercial e industrial também ocorreu em consequência da atual conjuntura econômica.





Mercado Cativo por nível de tensão				
(GWh)		1T16	1T15	Var. %
Residencial	BT	2.501	2.804	-10,8%
	MT	1	1	-23,1%
		2.502	**2.806**	**-10,8%**
Comercial	BT	1.102	1.145	-3,8%
	MT	870	917	-5,1%
	AT	49	48	2,3%
		2.021	**2.110**	**-4,2%**
Industrial	BT	31	35	-9,5%
	MT	241	287	-15,9%
	AT	15	21	-26,8%
		288	**342**	**-15,9%**
Outros	BT	334	327	2,2%
	MT	344	377	-8,8%
	AT	241	244	-1,2%
		920	**949**	**-3,0%**
Total Cativo	BT	3.968	4.311	-8,0%
	MT	1.457	1.582	-7,9%
	AT	306	314	-2,4%
		5.731	**6.207**	**-7,7%**

Balanço Energético



(*) Outros = Compra no Spot - Venda no Spot.

(**) Inclui Perdas DIT

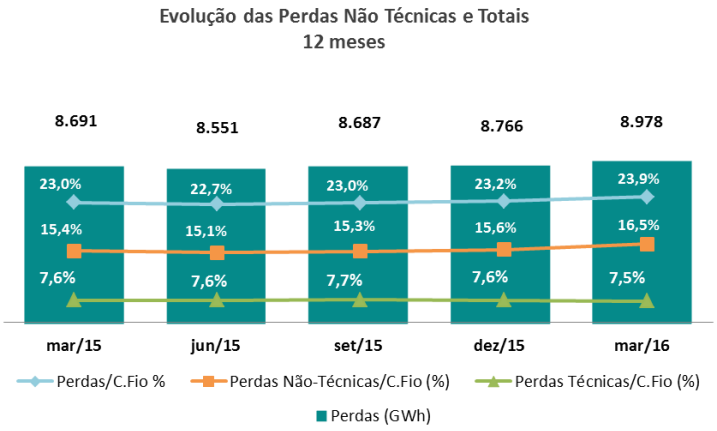
OBS: Na Light S.A existe eliminação de venda/compra de Energia Elétrica entre as empresas.

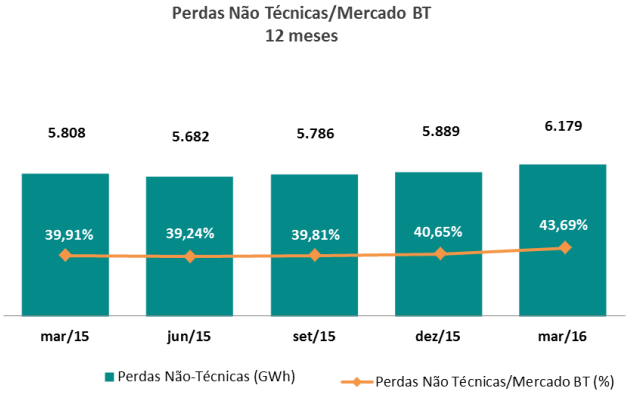
Dados de compra de energia do dia 07/04/2016 (sujeitos a alteração).

A Distribuidora encerrou o primeiro trimestre de 2016 dentro dos limites regulatórios de contratação.

Balanço de Energia (GWh)	1T16	1T15	Var.%
= Carga Fio	10.503	10.733	-2,1%
- Energia medida transportada para concessionárias	732	656	11,7%
- Energia medida transportada para clientes livres	1.232	1.273	-3,3%
= Carga Própria	8.539	8.803	-3,0%
- Energia Faturada (Cativo)	5.731	6.207	-7,7%
Mercado Baixa Tensão	3.968	4.311	-8,0%
Mercado Média e Alta Tensão	1.763	1.896	-7,0%
= Perdas Totais	2.808	2.596	8,2%

Perdas de Energia Elétrica[5]

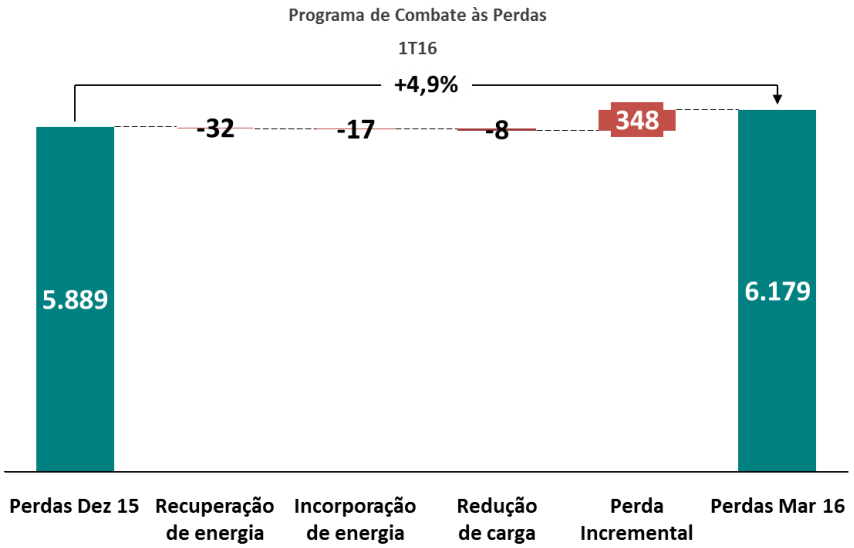




As perdas totais dos últimos 12 meses encerrados em mar/16 somaram 8.978 GWh, representando 23,9% sobre a carga fio, aumento de 0,7 p.p. em relação ao resultado do 4T15, e de 0,9 p.p em relação ao 1T15. Esse aumento de 0,7 p.p. entre 1T16 e 4T15 pode ser explicado por duas variáveis:

- Efeito calendário (0,3 p.p): em função da mudança de metodologia, que não mais considera no cálculo a energia não faturada, existe uma diferença de dias de faturamento entre últimos 12 meses findos no 1T16 e 4T15;
- Fatores Externos (0,3 p.p.): diretamente ligados à deterioração do cenário econômico, aliado aos aumentos tarifários, que elevaram a propensão ao furto e reduziram a eficácia das ações de combate à perda.

Adicionalmente, com a chegada do novo Diretor Comercial, a Companhia passou por um período de avaliação e redirecionamento estratégico. Houve ainda a saída do mercado de um prestador de serviço, o que traduziu-se em uma redução de 20% as turmas de campo, já recompostas em abr/16.



[5] A partir do 4T15, a Companhia passou a apresentar os dados de perdas desconsiderando a variação da energia não faturada e os clientes de baixa tensão no mercado livre, a fim de aproximar-se da metodologia utilizada pela Aneel para apuração dos dados. As informações históricas foram reapresentadas a fim de refletir esta alteração.

No 1T16, o Programa de Perdas combateu 57,1 GWh, queda de 43,1% em relação ao 1T15, dos quais 17,4 GWh foram referentes à incorporação de energia, 31,6 GWh à recuperação de energia e 8,1 GWh à redução de carga. Entretanto, a perda incremental totalizou 347,5 GWh no 1T16, incluindo áreas onde anteriormente não havia furto relevante. Desta forma, o resultado líquido do Programa de Perdas no 1T16 foi um aumento de 290,4 GWh.

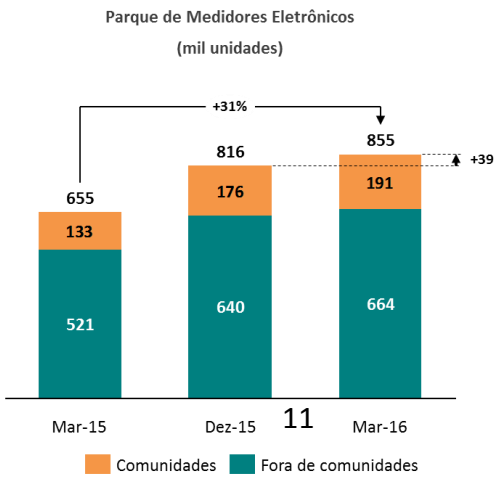
Como já mencionado, o primeiro trimestre de 2016 foi um período de revisão do Programa de Perdas pela nova administração. Em mar/16, a estrutura organizacional foi revisitada com a chegada do novo Diretor Comercial, que trouxe para sua equipe novos executivos com experiências de sucesso no combate às perdas. Essa remodelação culminou em novas ações que foram introduzidas a partir de mar/16, tais como:

- **Operativos:** "blitzes" mobilizando aproximadamente 500 profissionais, como equipes de campo voltadas para perdas, o jurídico e a Delegacia de Defesa dos Serviços Delegados (DDSD). Os operativos estão sendo realizados em bairros como Copacabana, Vargem Grande, Duques de Caxias, Ilha do Governador, Centro e Lapa, intensificando a atuação da Companhia em áreas com poder aquisitivo compatível para aplicação do Termo de Ocorrência e Inspeção (TOI), que se tranforma em recuperação de energia (REN). Tal estratégia tem tido elevado índice detecção de irregularidades, não só em residências destas regiões, mas também em restaurantes, academias e sorveterias, entre outros, confirmando a eficácia dessas ações como instrumento disciplinador de mercado. Em determinados casos, os responsáveis pelo furto de energia são presos. Estes Operativos tem tido forte repercussão nas áreas em que são realizados e também na mídia local, como parte da estratégia de recuperação da autoridade da concessão.

- **Revisão de processos:** trabalho de reavaliação dos procedimentos de perdas e inserção de novas tecnologias para dificultar o acesso dos fraudadores ao medidor eletrônico, tais como: (i) aumento do número de blindagens do padrão coletivo de prédios residenciais, e (ii) treinamento dos leituristas e agentes de relacionamento para auxílio na identificação de fraudes.

- Adicionalmente a estas ações, a Light continua investindo nas ações de normalização, instalação de medidores eletrônicos e APZs, conforme segue:

Número de Normalizações	1T16	1T15	Var. %
= Total	9.899	14.824	-33,2%
- Alta/Média tensão	220	255	-13,7%
- Baixa tensão	9.679	14.569	-33,6%
BT direto	9.203	11.585	-20,6%
BT indireto	476	2.984	-84,0%



- **Área de Perda Zero (APZ):** atualmente, o projeto abrange 853 mil clientes, com 44 APZs em operação, das quais 36 áreas possuem resultados apurados há mais de 12 meses. Adicionalmente, existem 8 APZs, em fase de implantação, abrangendo 138 mil clientes.

Resultados por APZ										
Localidade	Ano de Implementação	Número de clientes		Perdas Não Técnicas/Carga Fio *			Arrecadação			Área de UPP
		4T15	1T16	Antes	4T15	1T16	Antes	4T15	1T16	
1 Curicica	2010	13.834	13.836	38%	10%	11%	95%	97%	99%	N
2 Realengo/Batan	2010/2013	28.333	28.401	38%	12%	14%	94%	96%	96%	N/S
3 Cosmos 1	2012	22.617	23.163	49%	9%	8%	92%	94%	96%	N
4 Cosmos 2	2012	21.010	21.141	46%	9%	9%	92%	97%	98%	N
5 Sepetiba	2012	21.543	21.638	57%	34%	37%	88%	94%	97%	N
6 Caxias 1 e 2	2012	15.346	15.568	59%	33%	35%	83%	91%	92%	N
7 Belford Roxo 1 e 2	2013	22.140	22.147	63%	29%	33%	88%	94%	96%	N
8 Vigário Geral	2012	18.949	18.983	35%	11%	13%	94%	95%	96%	N
9 Caxias 3	2013	17.917	17.951	43%	14%	14%	96%	93%	95%	N
10 Nova Iguaçu 1	2013	20.819	20.932	49%	24%	26%	90%	95%	95%	N
11 Nova Iguaçu 2	2013	23.085	23.168	46%	14%	14%	88%	94%	95%	N
12 Nilópolis	2013	11.548	11.582	42%	18%	16%	90%	93%	93%	N
13 Mesquita + Nilópolis Convencional	2010	20.219	20.232	51%	18%	20%	84%	95%	96%	N
14 Ricardo de Albuquerque	2013	26.598	26.635	35%	9%	10%	94%	94%	96%	N
15 Cabritos/Tabajaras/Chapéu Mangueira/Babilônia/Santa Marta/São Carlos	2012	17.059	17.063	68%	27%	25%	60%	95%	96%	S
16 Coelho da Rocha	2013	19.690	19.724	41%	13%	15%	92%	94%	96%	N
17 Caxias 4	2013	20.563	20.593	42%	15%	17%	90%	95%	96%	N
18 Cidade de Deus	2011	20.516	20.645	54%	31%	35%	84%	92%	92%	S
19 Tomazinho	2013	12.887	12.905	43%	13%	15%	87%	95%	96%	N
20 Formiga/Borel/Macaco/Salgueiro/Andaraí	2012	18.711	20.898	61%	15%	17%	50%	91%	94%	S
21 Monte Líbano	2014	20.591	20.430	36%	11%	13%	92%	94%	95%	N
22 Caxias 5	2014	23.157	23.113	49%	16%	18%	94%	97%	96%	N
23 Cordovil	2014	13.139	13.165	28%	11%	11%	93%	94%	96%	N
24 Éden	2014	18.103	18.050	55%	12%	14%	86%	95%	96%	N
25 Alemão	2014	13.511	13.607	63%	24%	27%	91%	96%	98%	S
26 Rio das Pedras	2014	27.187	27.537	83%	17%	12%	75%	94%	95%	N
27 Nova Iguaçu 3	2014	22.611	22.671	49%	27%	27%	89%	93%	93%	N
28 Vilar dos Teles 1 **	2014	-	16.051	61%	-	44%	97%	-	90%	N
29 Comunidades Centro **	2014	-	17.648	62%	-	31%	89%	-	94%	S
30 Rosali 1 **	2014	-	15.654	41%	-	20%	94%	-	95%	N
31 Rosali 2 **	2014	-	16.681	33%	-	21%	97%	-	96%	N
32 Rosali 3 **	2014	-	17.890	25%	-	16%	97%	-	97%	N
33 Rosali 5 **	2014	-	17.597	54%	-	23%	98%	-	95%	N
34 Caxias 6 **	2014	-	19.049	39%	-	27%	96%	-	96%	N
35 Areia Branca 1 **	2014	-	34.761	65%	-	20%	96%	-	92%	N
36 Areia Branca 5 **	2014	-	24.352	47%	-	36%	93%	-	95%	N
Total		**531.683**	**715.461**	**49%**	**17,9%**	**21,5%**	**93%**	**94,6%**	**95,5%**	

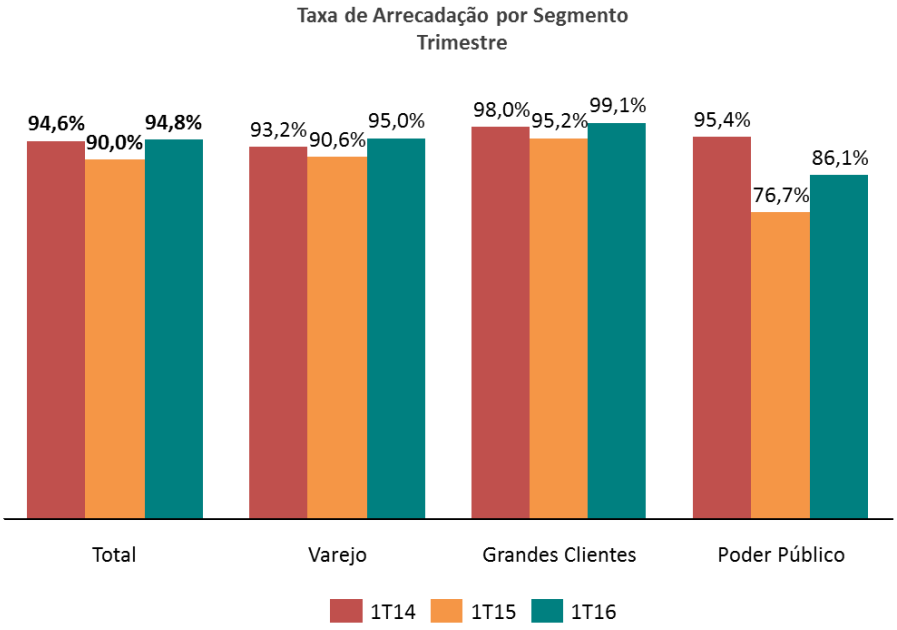
* O indicador reflete os resultados acumulados a partir do início da implementação de cada APZ.
Legenda: N = Não / S = Sim.

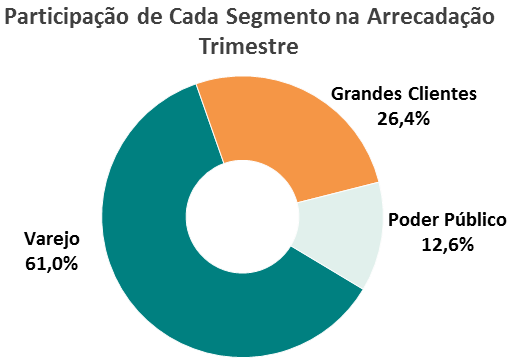
** APZs que passaram a ter 12 meses de operação no 1T16.

Se não levarmos em consideração as APZ's que passaram a ter 12 meses de operação no 1T16, a média das perdas não técnicas/ carga fio teriam sido de 19,3%.

A partir de mar/16, houve início da aplicação de TOIs em áreas de APZ. Adicionalmente, houve incremento da atuação em campo dos gestores da Light, que estão realizando um choque de gestão nas atuais APZs, intensificando a cobrança de resultados.

Arrecadação





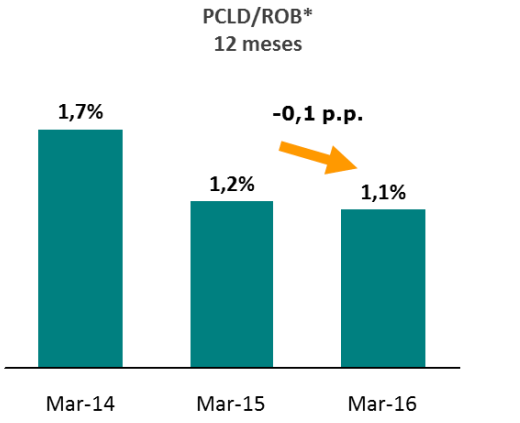
O aumento de 4,8 p.p. no faturamento do 1T16 reflete uma melhora generalizada em todos os segmentos, resultado do endurecimento das ações de cobrança.

No segmento Poder Público, após negociações, parte das faturas em aberto de um grande cliente foi assumida pelo Governo Estadual por meio de compensação de ICMS, no valor de R$ 38,9 milhões, em 12 meses. A publicação do decreto que regulamenta a lei que permitirá a compensação do imposto ocorreu em mai/16 e a expectativa do início da apropriação no caixa é a partir do 2T16. O restante da dívida deste cliente, no valor de R$ 48,0 milhões, já considerando atualizações e juros, foi negociado para ser pago em 36 parcelas a partir de jun/16.

Em relação à dívida do Governo Estadual, os débitos em aberto de jan/15 a abr/16, valor de aproximadamente R$ 160 milhões, serão compensados por meio de ICMS, em 30 meses, conforme projeto de lei aprovado pela Assembleia Legislativa do Rio de Janeiro em mai/16.

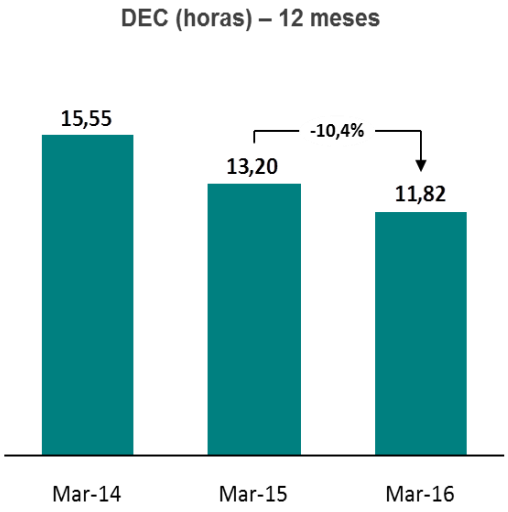
Provisão para Crédito de Liquidação Duvidosa (R$ MM)

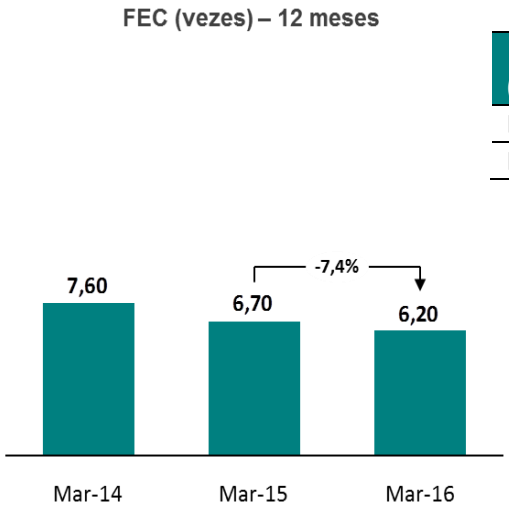
	1T16	1T15	Var. (R$)
PCLD	47,0	24,2	22,9



*Receita Bruta do mercado cativo + TUSD + Energia não faturada

Qualidade Operacional





Meta regulatória (12 meses em dez/16)	
DEC (horas)	8,66
FEC (vezes)	6,36

O DEC 12 meses findos em mar/16 alcançou 11,82 horas, uma melhora de 10,4% em relação a mar/15. Este progresso no indicador deve-se à perenidade das ações de manutenção preventiva e de proteção na rede aérea e na melhoria na gestão de recursos para execução dos serviços de campo. Neste trimestre, a estratégia foi focada na manutenção e preservação dos troncos dos circuitos de distribuição, resultando na redução das interrupções de disjuntores de 13 KV, que tem forte influência no resultado do DEC.

Rede de Distribuição Aérea	1T16	1T15	Var.%
Inspeções/manutenções em circuitos MT	276	109	153,2%
Substituição de transformadores	989	980	0,9%
Podas de árvores	27.627	29.210	-5,4%

O FEC 12 meses findos em mar/16 foi de 6,20 vezes, uma redução de 7,4% em relação a mar/15.

2.2. Desempenho Financeiro

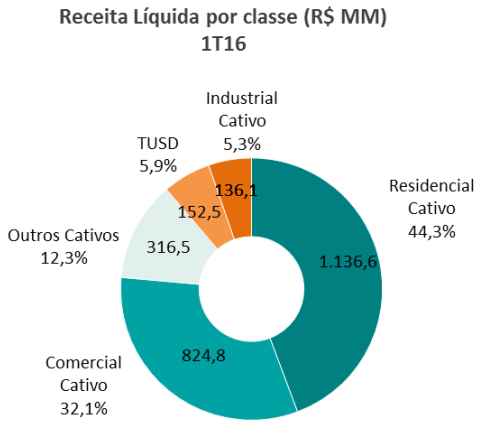
INFORMAÇÕES FINANCEIRAS SELECIONADAS (R$MM)	1T16	1T15	Var.%
Receita Operacional Líquida	2.056,1	2.737,8	-24,9%
Despesa Operacional	(1.884,7)	(2.444,9)	-22,9%
EBITDA Ajustado	**278,0**	**390,2**	**-28,7%**
Resultado Financeiro	(132,5)	(222,8)	-40,5%
Resultado Não Operacional	(15,2)	(11,7)	29,6%
Resultado antes do IR e CS	23,6	58,4	-59,5%
Lucro/Prejuízo Líquido	**16,5**	**38,1**	**-56,8%**
Margem EBITDA	13,5%	14,3%	-0,8 p.p.

Obs: Não considera Receita/Custo de Consturção

Receita Líquida[6]

Receita Líquida (R$ MM)	1T16	1T15	Var.%
Energia Vendida	2.413,6	1.982,6	21,7%
Energia Não Faturada	(3,9)	95,1	-104,1%
Uso da Rede (TUSD)	152,5	122,8	24,2%
Conta CCRBT/ACR	5,2	633,4	-99,2%
CVA	(592,6)	(160,3)	269,6%
Diversos	81,3	64,2	26,6%
Subtotal	**2.056,1**	**2.737,8**	**-24,9%**
Receita de Construção[1]	320,6	189,0	69,6%
Total	**2.376,6**	**2.926,8**	**-18,8%**

[1] A controlada Light SESA contabiliza receitas e custos, com margem zero, relativos a serviços de construção ou melhoria da infraestrutura utilizada na prestação dos serviços de distribuição de energia elétrica.



A Energia Vendida cresceu 21,7% em relação ao 1T15 devido: (i) à receita de R$ 200,4 milhões provenientes do sistema de bandeiras tarifárias faturados na área de concessão da Light SESA, e (ii) aos reajustes tarifários ao longo de 2015 que somaram 56%. Por outro lado, houve redução em outras linhas da Receita Líquida que mais que compensaram este aumento, tais como:

[6] Em 10 de dezembro de 2014, foi assinado o quarto termo aditivo ao contrato de concessão para distribuição pela Companhia, que assegurou o direito e o dever de que os saldos remanescentes de eventual insuficiência ou ressarcimento pela tarifa ao término de concessão serão acrescentados ou abatidos do valor da indenização, o que permitiu o reconhecimento dos saldos de tais ativos e passivos regulatórios.

- A conta ACR, que no 1T15 refletia o aporte de R$ 545,0 milhões referente às liquidações no mercado de curto prazo das competências de nov/14 e dez/14,
- Formação de passivo regulatório líquido no valor de R$ 592,6 milhões em função do: (i) recebimento de R$ 160,7 milhões da CVA homologada no reajuste tarifário de nov/15, e (ii) superávit tarifário de R$ 397,9 milhões, principalmente em função de os níveis da quota da CDE e da tarifa de Itaipu considerados na tarifa estarem acima daqueles efetivamente pagos pela Light S.E.S.A.,
- Menor volume de recursos provenientes da CCRBT devido à melhora da situação hidrológica, e

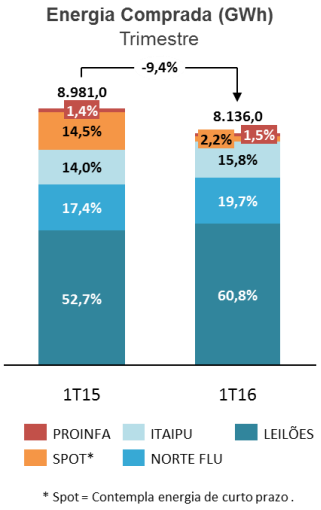
A receita com ultrapassagem de demanda e excedente de reativos totalizou R$ 17,3 milhões, e a receita com o diferencial tarifário relativo ao tratamento especial das perdas não técnicas da área de concessão somou o montante de R$ 72,3 milhões, ambos tratados como Obrigações Especiais.

Custos e Despesas

Custos e Despesas (R$ MM)	1T16	1T15	Var.%
Custos e Despesas Não Gerenciáveis	**(1.522,0)**	**(2.165,7)**	**-29,7%**
Custos de Compra de Energia	(1.414,2)	(2.098,0)	-32,6%
Custos com Encargos e Transmissão	(259,7)	(209,1)	24,2%
Outros (Custos Obrigatórios)	(0,9)	(0,9)	-1,0%
Crédito de PIS/COFINS sobre compra de Energia	152,8	142,2	7,4%
Custos e Despesas Gerenciáveis	**(377,9)**	**(290,9)**	**29,9%**
PMSO	**(177,0)**	**(171,7)**	**3,1%**
Pessoal	(75,8)	(83,0)	-8,6%
Material	(3,5)	(3,2)	8,7%
Serviço de Terceiros	(123,7)	(106,2)	16,4%
Outros	25,9	20,7	25,1%
Provisões - Contingências	(32,0)	13,9	-330,3%
Provisões - PCLD	(47,0)	(24,2)	94,6%
Depreciação e Amortização	(106,7)	(97,2)	9,7%
Resultado Não Operacional	**(15,2)**	**(11,7)**	**29,6%**
Receita Não Operacional	2,1	0,1	**1657,0%**
Despesa Não Operacional	(17,3)	(11,9)	**46,2%**
Custos Totais s/Custo de Construção	**(1.899,9)**	**(2.456,6)**	**-22,7%**
Custo de Construção	(320,6)	(189,0)	69,6%
Custos Totais	**(2.220,5)**	**(2.645,6)**	**-16,1%**

Custos e Despesas Não Gerenciáveis

Custos e Despesas Não Gerenciáveis (R$ MM)	1T16	1T15	Var.%
Custos de Compra de Energia	**(1.414,2)**	**(2.061,9)**	**-31,4%**
Itaipu	(273,3)	(303,8)	-10,1%
UTE Norte Fluminense	(427,4)	(302,9)	41,1%
Energia de Curto Prazo (Spot)	9,4	(583,3)	-101,6%
Leilão de energia	(723,0)	(871,9)	-17,1%
Contratos por Disponibilidade	106,8	(268,3)	-139,8%
Demais	(829,7)	(603,6)	37,5%
Custos com Encargos e Transmissão	**(259,7)**	**(209,1)**	**24,2%**
Encargos Serviços do Sistema - ESS	(119,5)	(81,2)	47,0%
Transporte de Energia	(83,1)	(88,8)	-6,4%
Outros Encargos	(57,1)	(39,0)	46,4%
Outros (Custos Obrigatórios)	**(0,9)**	**(0,9)**	**-1,0%**
Crédito de PIS/COFINS sobre compra de Energia	**152,8**	**142,2**	**7,4%**
Total	**(1.522,0)**	**(2.129,6)**	**-28,5%**



A redução de 31,4% nos Custos com Compra de Energia teve influência positiva dos seguintes fatores: (i) queda 101,6% nas compras no spot e com despesas de Risco Hidrológico, (ii) recuo de 10,1% na despesa de Itaipu devido à queda de 32,27% na tarifa de Itaipu, com vigência a partir de jan/16, e (iii) queda da despesa dos Contratos de Disponibilidade devido à retração do PLD no período. Entretanto, tais reduções foram parcialmente compensadas pelo: (i) aumento de 41,1% nos gastos com compra de energia proveniente da UTE Norte Fluminense, influenciado pela valorização do dólar no período e pelo reajuste na tarifa paga a UTE, e (ii) aumento de 37,5% na linha Demais, em função do início do pagamento da bonificação da outorga das usinas leiloadas em nov/15.

Os custos com Encargos e Transmissão apresentaram crescimento de 24,2%, decorrente da queda dos níveis de PLD, que acarretou no aumento significativo dos gastos com ESS, em função do despacho de usinas fora da ordem de mérito.

O custo médio de energia comprada, desconsiderando as compras no spot, foi de R$ 175,2/MWh, 5,6% abaixo do 1T15, no valor de R$ 185,5/MWh, devido aos itens (ii) e (iii) mencionados na explicação da redução dos custos de compra de energia. Considerando as compras no spot, o custo médio de energia comprada no 1T16 foi de R$ 173,5/MWh, 22,4% inferior ao custo médio de R$ 223,5/MWh no mesmo período do ano passado.

Conta de Compensação de Variação de Itens da Parcela A (CVA)

Conforme Nota Técnica nº 289/2015 – SGT/Aneel, referente ao reajuste tarifário da Light em 07 de novembro de 2015, o valor de CVA homologado foi de R$ 730,5 milhões, sendo que a CVA incorrida até 06 de novembro de 2015 é de R$ 603,8 milhões, e os R$ 126,7 milhões restantes são referentes à projeção realizada pela Aneel referente à atualização do saldo da parcela A pela Selic, registrada mensalmente.

Entre 07 de novembro e 31 de dezembro de 2015, em relação à CVA, houve amortização no montante de R$ 91,1 milhões, e constituição de R$ 47,2 milhões, finalizando 2015 com um saldo de CVA de R$ 559,9 milhões.

No 1T16, houve amortização de R$ 160,7 milhões, e constituição de passivo regulatório no valor de R$ 397,9 milhões, resultando num sado de CVA de R$ 1,2 milhão.

Abertura da CVA R$ Milhões	07/11/2015	Até 31/12/2015	1T16
Saldo da CVA homologado pela Aneel em 07/11/2015	603,8	-	-
Amortização da CVA homologada pela Aneel (a partir de 07/11/2015)	-	(91,1)	(160,7)
Constituição de CVA para próximos Reajustes Tarifários	-	47,2	(397,9)
Aporte Conta-ACR	-	-	-
Saldo Final da CVA	**603,8**	**559,9**	**1,2**

Composição do saldo da CVA (R$ Milhões)	
A ser recebido até 06/11/2016	351,9
Formação até 1T16	(350,7)
Saldo	**1,2**

Ativos e Passivos Regulatórios (R$ MM)	mar/16	dez/15	set/15	jun/15	mar/15	dez/14	set/14	jun/14	mar/14
TOTAL ATIVO	1.174,4	1.768,8	1.130,0	1.137,9	1.588,1	1.316,7	619,7	501,7	361,4
TOTAL PASSIVO	(1.173,1)	(1.209,0)	(451,2)	(318,3)	(702,3)	(296,9)	(116,9)	(65,4)	(45,5)
TOTAL LÍQUIDO	1,2	559,9	678,8	819,6	885,7	1.019,8	502,8	436,2	315,9
Variação Líquida (trimestre)	(558,7)	(118,9)	(140,8)	(66,1)	(134,1)	517,1	66,5	120,3	(18,3)
Variação Líquida (acumulada no ano)	(558,7)	(259,7)	(206,9)	(200,2)	(134,1)	685,7	168,6	102,1	(18,3)

Custos e Despesas Gerenciáveis

No primeiro trimestre de 2016, os custos e despesas operacionais gerenciáveis, representados por pessoal, material, serviços de terceiros, provisões, depreciação, outras receitas/despesas operacionais e outros, totalizaram R$ 377,9 milhões, apresentando crescimento de 29,9% entre os períodos.

O PMSO, por sua vez, caiu 3,1%, explicado principalmente pela:

- queda de 8,6% na linha de Pessoal é explicada pelo maior volume de capitalização de mão de obra em projetos de investimentos, no valor R$ 9,7 milhões.
- O aumento de 16,4% na linha de Serviços de Terceiros é justificado principalmente: (i) pelo reconhecimento de desequilíbrio de contrato de um prestador de serviço, no valor de R$ 14,2 milhões, conforme explicado na linha de Outros a seguir, e (ii) pelo aumento do número de clientes em APZs nesse período (R$ 2,9 milhões).

A conta de Provisões (contingências) totalizou R$ 32,0 milhões, R$ 45,9 milhões acima do registrado no 1T15, explicada basicamente pela reversão de processos cíveis e fiscais no valor de R$ 40 milhões no ocorrida no 1T15.

A constituição de PCLD totalizou R$ 47,0 milhões no 1T16, aumento de 94,6% em relação ao valor provisionado no mesmo período do ano passado, explicado principalmente pelos reajustes tarifários ocorridos desde nov/14.

Em comparação com o mesmo trimestre de 2015, a linha de depreciação/amortização apresentou um crescimento de 9,7% em função do aumento da base de ativos depreciáveis do 1T16 em relação ao 1T15.

EBITDA Ajustado

O EBITDA da Distribuidora foi de R$ 278,0 milhões, queda de 28,7%, basicamente explicada pela redução do mercado (menor receita) e pelo aumento das Provisões.

Resultado Financeiro

Resultado Financeiro (R$ MM)	1T16	1T15	Var.%
Receitas Financeiras	**61,4**	**193,1**	**-68,2%**
Juros sobre Aplicações Financeiras	5,3	8,7	-39,7%
Resultado Swap Líquido	-	157,3	-
Acréscimo Moratório / Multas sobre débitos	12,2	9,0	35,3%
Atualização da parcela A e outros itens financeiros	34,0	12,7	168,3%
Outras Receitas Financeiras	9,9	5,4	84,1%
Despesas Financeiras	**(193,9)**	**(415,8)**	**-53,4%**
Encargos da dívida (Moeda Nacional)	(134,2)	(111,6)	20,2%
Encargos da dívida (Moeda Estrangeira)	(13,2)	(9,7)	35,9%
Variação Monetária	(24,9)	(26,6)	-6,1%
Variação Cambial	124,5	(217,6)	-157,2%
Resultado Swap Líquido	(156,7)	-	-
Variação Cambial Itaipu	28,7	(36,0)	-179,8%
Atualização de provisões para contingências	(9,2)	(5,3)	75,2%
Atualização pela Selic P&D/PEE/FNDCT	(1,0)	(2,5)	-59,7%
Juros sobre Tributos	(6,1)	(1,3)	374,2%
Parcelamento- multas e juros Lei.11.941/09 (REFIS)	(3,9)	(3,7)	5,8%
Outras Despesas Financeiras (inclui IOF)	3,7	(1,6)	-329,8%
Braslight	(1,6)	-	-
Total	**(132,5)**	**(222,7)**	**-40,5%**

O resultado financeiro ficou negativo em R$ 132,5 milhões no 1T16, apresentando melhora de 40,5% em relação ao 1T15. Destaca-se o efeito da valorização cambial ocorrida no período que afetou basicamente: (i) a linha Resultado Swap Líquido, que saiu de uma receita de R$ 157,3 milhões no 1T15 para uma despesa de R$ 156,7 milhões no 1T16, e (ii) a Variação Cambial, que melhorou 157,2%, atingindo R$ 124,5 milhões no 1T16. Adicionalmente, a Atualização da Parcela A e Outros Itens Financeiros, impulsionou a receitas financeiras, totalizando R$ 34,0, compensando o aumento de 20,2% nos Encargos da Dívida em Moeda Nacional.

Resultado Líquido

O Lucro Líquido da Distribuidora foi de R$ 16,5 milhões, queda de 56,8%, devido à redução de 28,7% do EBITDA.

3. Geração - Light Energia

3.1. Desempenho Operacional

Destaques Operacionais (R$ MM)	1T16	1T15	Var. %
Nº de Empregados	207	212	-2,4%
Capacidade Instalada de Geração (MW)*	971	990	-1,9%
Garantia Física (MWmédio)*	698	703	-0,8%
Perdas internas e Bombeamento (MWmédio)	87	87	-
Energia disponível (MWmédio)*	611	616	-0,9%
Geração Líquida (GWh)	1.290	808	59,7%
Fator de Carga	65,5%	63,0%	2,5 p.p.

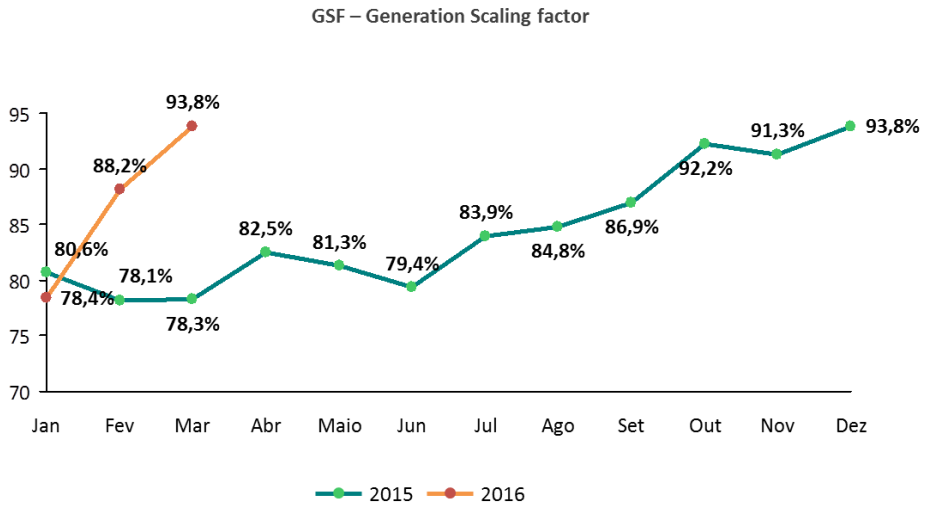
*Inclui participação proporcional nas coligadas

Venda de Energia

LIGHT ENERGIA (GWh)	1T16	1T15	%
Venda no Ambiente de Contratação Livre	1.175,5	1.142,6	2,9%
Spot (CCEE)	(148,7)	159,3	-
Total	**1.026,7**	**1.301,8**	**-21,1%**

No primeiro trimestre de 2016, o volume de energia vendida foi 21,1% menor que no 1T15 devido à estratégia de sazonalização que, em 2016, está distribuída igualmente ao longo dos meses (aproximadamente 9% ao mês), enquanto em 2015 foi fortemente concentrada no primeiro trimestre.

A média do GSF do 1T16 foi 86,80%, 7,63 p.p. acima da média do GSF registrado no mesmo período de 2015, de 79,17%.



3.2. Desempenho Financeiro

INFORMAÇÕES FINANCEIRAS SELECIONADAS (R$MM)	1T16	1T15	Var.%
Receita Operacional Líquida	146,7	187,2	-21,6%
Despesa Operacional	(41,3)	(30,2)	36,8%
EBITDA Ajustado	**119,3**	**170,9**	**-30,2%**
Resultado Financeiro	(31,7)	(36,3)	-12,7%
Resultado antes do IR e CS	73,7	120,7	-38,9%
Equivalência Patrimonial	(86,0)	(8,7)	891,8%
Lucro/Prejuízo Líquido	**(37,1)**	**71,1**	**-152,1%**
Margem EBITDA	81,3%	91,3%	-10,0 p.p.

Receita Líquida

Receita Líquida (R$ MM)	1T16	1T15	Var.%
Venda Geração (ACL)	144,7	134,7	7,4%
Curto Prazo	-	50,00	-
Diversos	2,00	2,45	-20,0%
Total	**146,7**	**187,2**	**-21,6%**

A queda de 21,6% na receita líquida deve-se à redução do volume de energia vendida, em função da estratégia de sazonalização, conforme explicado acima.

O preço médio de venda praticado para a comercializadora do grupo (ACL), líquido de impostos, foi de R$ 123,1/MWh no 1T16, 4,4% acima do preço de R$ 117,9/MWh no 1T15, devido ao reajuste contratual.

Custos e Despesas

Custos e Despesas Operacionais (R$ MM)	1T16	1T15	Var.%
Pessoal	(6,5)	(6,5)	0,0%
Material e Serviço de Terceiros	(4,6)	(4,1)	12,2%
CUSD / CUST / Energia Comprada	(15,1)	(4,7)	221,3%
Depreciação	(13,8)	(13,9)	-0,7%
Outras (inclui provisões)	(1,1)	(1,0)	10,0%
Total	**(41,3)**	**(30,2)**	**36,8%**

O acréscimo de 36,8% nos custos e despesas ocorreram devido ao aumento de R$ 10,4 milhões na linha de compra de energia, em função do aumento do volume de energia comprada no trimestre devido à sazonalização.

EBITDA Ajustado

O EBITDA da Geradora foi de R$ 119,3 milhões, queda de 30,2%, explicada pela contração de 21,6% na Receita Líquida e aumento de 36,8% nos Custos e Despesas Operacionais.

Resultado Financeiro

Resultado Financeiro (R$ MM)	1T16	1T15	Var.%
Receitas Financeiras	**5,4**	**67,6**	**-92,1%**
Juros sobre Aplicações Financeiras	4,8	2,9	66,4%
Resultado Swap Líquido	-	64,7	-
Outras Receitas Financeiras	0,6	0,1	1030,8%
Despesas Financeiras	**(37,1)**	**(103,9)**	**-64,3%**
Encargos da dívida (Moeda Nacional)	(17,2)	(15,7)	9,6%
Encargos da dívida (Moeda Estrangeira)	(4,7)	(4,4)	6,3%
Variação Cambial	50,4	(83,5)	-160,4%
Resultado Swap Líquido	(65,6)	-	-
Atualização de provisões para contingências	(0,1)	-	-
Atualização pela Selic P&D/PEE/FNDCT	(0,2)	(0,1)	100,0%
Juros sobre Tributos	(0,2)	(0,0)	2466,7%
Outras Despesas Financeiras (inclui IOF)	0,3	(0,2)	-291,6%
Braslight	0,1	-	-
Total	**(31,7)**	**(36,3)**	**-12,7%**

De forma análoga ao que ocorreu no resultado da Light S.E.S.A., a valorização cambial afetou negativamente a linha do Resultado Swap Líquido, que saiu de uma receita de R$ 64,7 milhões no 1T15 para uma despesa de R$ 65,6 milhões no 1T16, e positivamente em 160,4% a Variação Cambial, que atingiu R$ 50,4 milhões no 1T16.

Resultado Líquido

LUCRO/PREJUÍZO LÍQUIDO (R$MM)	1T16	1T15	Var.%
Resultado Light Energia (sem Participações)	49,0	79,8	-38,6%
Guanhães - Equivalência Patrimonial	(3,7)	-	-
Renova Energia - Equivalência Patrimonial	(82,3)	(8,7)	848,8%
Lucro/Prejuízo Líquido	**(37,1)**	**71,1**	**-152,1%**

A Light Energia apresentou prejuízo de R$ 37,1 milhões no 1T16, explicado principalmente pelo resultado negativo de equivalência patrimonial, no valor de R$ 86,0 milhões. Deste montante, R$ 82,3 milhões são advindos da participação na

Renova Energia, que neste trimestre reconheceu perda no investimento na Terraform Global[7]. Expurgando o resultado de equivalência patrimonial nos períodos, a queda no Lucro Líquido teria sido de 38,6%, explicada pela sazonalização.

[7]A Renova Energia reconheceu perda de R$ 382,9 milhões no 1T16, dos quais (i) R$ 271,5 milhões referem-se à provisão para perda ao valor recuperável do investimento na Terraform Global, devido à queda no preço das ações no período, e (ii) R$ 111,4 milhões referem-se à perda estimada com a opção de venda (put) que a Renova Energia possui contra a SunEdison, uma vez que esta última anunciou que deu entrada com pedido de Recuperação Judicial em abr/16.

4. Comercialização - Light Com

4.1. Desempenho Operacional

COMERCIALIZAÇÃO	1T16	1T15	Var. %
Volume Comercializado - GWh	1.412	1.342	5,2%
Preço Médio de Venda (Líquido de Impostos) - R$/MWh	159	161	-1,6%

4.2. Desempenho Financeiro

INFORMAÇÕES FINANCEIRAS SELECIONADAS (R$ MM)	1T16	1T15	Var.%
Receita Operacional Líquida	**224,2**	**216,4**	**3,6%**
Revenda	224,0	216,3	3,6%
Serviços	0,2	0,1	85,4%
Despesas Operacionais	**(193,2)**	**(177,4)**	**8,9%**
Pessoal	(0,7)	(0,6)	12,6%
Material e Serviço de Terceiro	(0,1)	(0,2)	-60,8%
Outros	(0,9)	(0,1)	837,6%
Energia Comprada	(191,5)	(176,6)	8,5%
EBITDA Ajustado	**30,9**	**38,9**	**-20,6%**
Margem EBITDA	13,8%	18,0%	-4,2 p.p.
Resultado Financeiro	**0,9**	**1,1**	**-19,1%**
Receita Financeira	1,0	1,2	-10,0%
Despesa Financeira	(0,1)	(0,0)	1750,0%
Resultado antes do IR e CS	**31,9**	**40,1**	**-20,5%**
Lucro/Prejuízo Líquido	**21,0**	**26,5**	**-20,7%**

O aumento de 3,6% na receita do trimestre é explicado pelo aumento de 3,6% na receita com revenda de energia em função de novos contratos em relação ao 1T15, apesar da redução do preço médio de venda, líquido de impostos, que atingiu R$ 158,7/MWh no 1T16, ante a R$ 161,2/MWh no 1T15. Em relação às despesas operacionais, o aumento de 8,9% ocorreu em função do aumento necessidade de compra de energia para honrar o maior número de contratos, conforme mencionado anteriormente. Devido a esta elevação dos custos acima do crescimento da receita, a comercializadora apresentou redução de 20,6% e 20,7% em seu EBITDA ajustado e Lucro Líquido, respectivamente.

5. Serviços - Light ESCO

5.1. Desempenho Operacional

No 1T16, a Light ESCO estava com dois projetos em implantação localizados na cidade do Rio de Janeiro e São Paulo. Atualmente a empresa está realizando serviços de O&M em nove instalações, sendo uma industrial e oito comerciais. Das nove, seis estão localizadas no Rio de Janeiro, duas em São Paulo e uma no Rio Grande do Sul. Assim como no 4T15, no 1T16 foram realizadas vendas de gases industriais da Usina de Cogeração da Light Esco no mercado spot.

5.2. Desempenho Financeiro

INFORMAÇÕES FINANCEIRAS SELECIONADAS (R$ MM)	1T16	1T15	Var.%
Receita Operacional Líquida	**12,5**	**14,3**	**-12,2%**
Revenda	5,5	6,5	-15,2%
Serviços	7,0	7,7	-9,6%
Despesas Operacionais	**(16,0)**	**(14,4)**	**11,0%**
Pessoal	(2,6)	(1,6)	69,8%
Material e Serviço de Terceiro	(10,0)	0,6	-1643,4%
Outros	(0,7)	(0,2)	190,3%
Depreciação	(1,4)	(1,4)	4,3%
Energia Comprada	(1,3)	(11,9)	-89,0%
EBITDA Ajustado	**(2,1)**	**1,2**	**-270,8%**
Margem EBITDA	-16,5%	8,5%	-25,0 p.p.
Resultado Financeiro	**6,5**	**1,4**	**361,6%**
Receita Financeira	8,1	2,7	194,7%
Despesa Financeira	(1,5)	(1,3)	15,3%
Resultado Não Operacional	**4,5**	**2,6**	**70,1%**
Lucro/Prejuízo Líquido	**4,2**	**0,8**	**409,0%**

A redução de 12,2% na Receita Operacional Líquida foi resultado da menor receita com revenda de energia no 1T16 em comparação ao 1T15, devido ao preço menor de PLD em comparação ao 1T15.

O aumento das Despesas Operacionais pode ser explicado basicamente pelas despesas com Pessoal, devido às rescisões ocorridas neste trimestre.

6. Endividamento Consolidado

R$ MM	Circulante	%	Não Circulante	%	Total	%
Moeda Nacional	**1.155,8**	**15,9%**	**4.206,3**	**57,9%**	**5.362,1**	**73,8%**
Light SESA	**1.016,5**	**14,0%**	**3.805,6**	**52,4%**	**4.822,2**	**66,4%**
Debêntures 8a. Emissão	58,8	0,8%	389,6	5,4%	448,4	6,2%
Debêntures 9a. Emissão - Série A	54,4	0,7%	991,8	13,7%	1.046,3	14,4%
Debêntures 9a. Emissão - Série B	15,5	0,2%	740,1	10,2%	755,7	10,4%
Debêntures 10a. Emissão	45,7	0,6%	742,6	10,2%	788,3	10,9%
Eletrobras	1,4	0,0%	3,0	0,0%	4,4	0,1%
CCB Bradesco	84,3	1,2%	74,8	1,0%	159,1	2,2%
BNDES (CAPEX)	254,5	3,5%	573,5	7,9%	828,0	11,4%
BNDES Olimpíadas	17,0	0,2%	70,5	1,0%	87,5	1,2%
CCB Banco do Brasil	152,3	2,1%	-	0,0%	152,3	2,1%
3ª Nota Promissória	308,1	4,2%	-	0,0%	308,1	4,2%
Conta Garantida - CEF	1,5	0,0%	99,8	1,4%	101,3	1,4%
FINEP - Inovação e Pesquisa	21,5	0,3%	119,8	1,6%	141,3	1,9%
Outros	1,4	0,0%	-	0,0%	1,4	0,0%
Light Energia	**126,2**	**1,7%**	**350,6**	**4,8%**	**476,8**	**6,6%**
Debêntures 2a. Emissão	112,3	1,5%	316,8	4,4%	429,1	5,9%
Debêntures 3a. Emissão	3,7	0,1%	24,8	0,3%	28,5	0,4%
BNDES (CAPEX)	10,2	0,1%	9,0	0,1%	19,2	0,3%
Light ESCO	**13,1**	**0,2%**	**50,1**	**0,7%**	**63,2**	**0,9%**
BNDES - PROESCO	13,1	0,2%	50,1	0,7%	63,2	0,9%
Moeda Estrangeira	**826,2**	**11,4%**	**1.077,0**	**14,8%**	**1.903,2**	**26,2%**
Light SESA	**438,9**	**6,0%**	**792,3**	**10,9%**	**1.231,1**	**16,9%**
Tesouro Nacional	4,6	0,1%	41,1	0,6%	45,6	0,6%
Merril Lynch	48,2	0,7%	0,0	0,0%	48,2	0,7%
BNP	1,5	0,0%	86,9	1,2%	88,4	1,2%
Citibank	120,1	1,7%	593,2	8,2%	713,2	9,8%
Bank Tokyo - Mitsubishi	107,1	1,5%	71,2	1,0%	178,3	2,5%
Itaú	49,4	0,7%	0,0	0,0%	49,4	0,7%
Santander	108,0	1,5%	0,0	0,0%	108,0	1,5%
Light Energia	**387,3**	**5,3%**	**284,7**	**3,9%**	**672,0**	**9,2%**
Citibank	1,5	0,0%	284,7	3,9%	286,2	3,9%
BNP	206,5	2,8%	0,0	0,0%	206,5	2,8%
Itaú	179,3	2,5%	0,0	0,0%	179,3	2,5%
Dívida Bruta	**1.982,0**	**27,3%**	**5.283,3**	**72,7%**	**7.265,3**	**100,0%**

R$ MM	mar/16	dez/15	mar/15	Δ dez/ 15	Δ mar/15
Dívida bruta	**7.265,3**	**7.574,4**	**7.109,4**	**-4,1%**	**2,2%**
Disponibilidades	715,2	522,1	810,6	37,0%	-11,8%
Dívida líquida	**6.550,1**	**7.052,3**	**6.298,8**	**-7,1%**	**4,0%**
Braslight	44,4	32,0	32,1	38,8%	38,3%
Operações de Swap	(324,8)	(582,3)	(288,5)	-44,2%	12,6%
Dívida líquida + Braslight + Operações de Swap	**6.269,7**	**6.502,0**	**6.042,4**	**-3,6%**	**3,8%**

A Dívida Líquida terminou o 1T16 em R$ 6.269,7 milhões, com redução de 3,6% em relação à dez/15, em função do aumento nas Disponibilidades em 37,0%, devido à melhoria no caixa operacional, que foi parcialmente compensado pelo resultado das operações de swap em função da valorização cambial no trimestre.

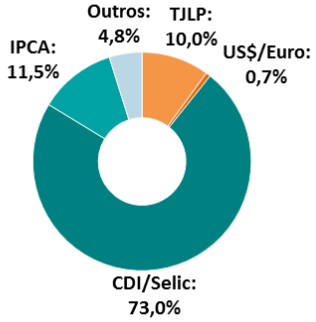
Em nov/15, foram concluídas as negociações do *covenants* com todos os credores, alterando o limite superior do indicador de Dívida Líquida/EBITDA conforme tabela ao lado, e para o indicador EBITDA/despesa de juros o limite inferior de 2,0x.

Período	Limite
dez/15, mar e jun/16	4,25x
set/16	4,00x
dez/16	3,75x

A relação Dívida Líquida/EBITDA para *covenants* passou de 4,16x em dezembro de 2015 para 4,24x em março de 2016, dentro do limite superior de 4,25x. O EBITDA/despesa de juros, para *covenants,* obtido em março de 2016 foi de 2,11x, cumprindo o limite inferior de 2,0x.

	Múltiplo para efeito de *covenants* R$ MM	mar/16	dez/15	mar/15
	Dívida Bruta	**7.265,3**	**7.574,4**	**7.109,4**
+	Operações de Swap	(324,8)	(582,3)	(288,5)
+	Fundo de Pensão	44,4	32,0	32,1
-	Disponibilidades	715,2	522,1	810,6
=	**Dívida Líquida para *covenants* (a)**	**6.269,7**	**6.502,0**	**6.042,4**
	EBITDA CVM (12 meses)	**869,4**	**1.099,7**	**1.851,2**
-	Equivalência Patrimonial	(194,0)	(121,8)	124,1
-	Provisões	(361,1)	(292,1)	(160,9)
-	Outras Receitas/Despesas Operacionais	(53,5)	(50,1)	(40,9)
+	Ativos e Passivos Regulatórios (CVA)	-	-	(315,1)
-	CVA Financeira	-	-	-
=	**EBITDA para *covenants* (b)**	**1.477,9**	**1.563,7**	**1.613,8**
	Juros (c)	**701,0**	**668,0**	**605**
Dívida Líquida / EBITDA (a/b)		**4,24**	**4,16**	**3,74**
EBITDA/Juros (b/c)		**2,11**	**2,34**	**2,67**

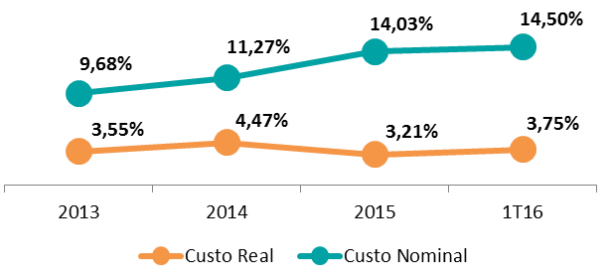
Indexadores da Dívida*



* Montante sem *Hedge*

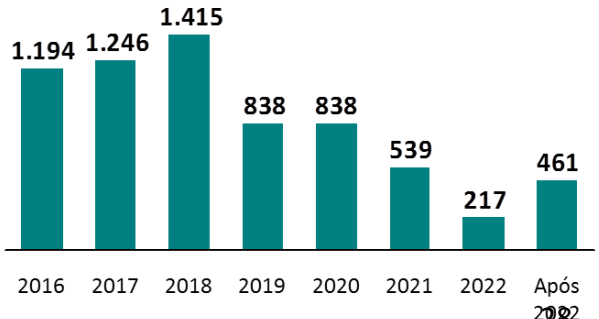
Ratings	Escala		Data de Publicação
	Nacional	Internacional	
Fitch	A+	-	08/12/2015
Standard & Poors	brA/Negativa/brA-2	-	23/12/2015
Moody's	A3.br	Ba3	09/05/2016

Evolução do Custo da Dívida



Amortização* (R$ MM)

Prazo médio: 3,4 anos



* Somente principal

7. Investimento Consolidado

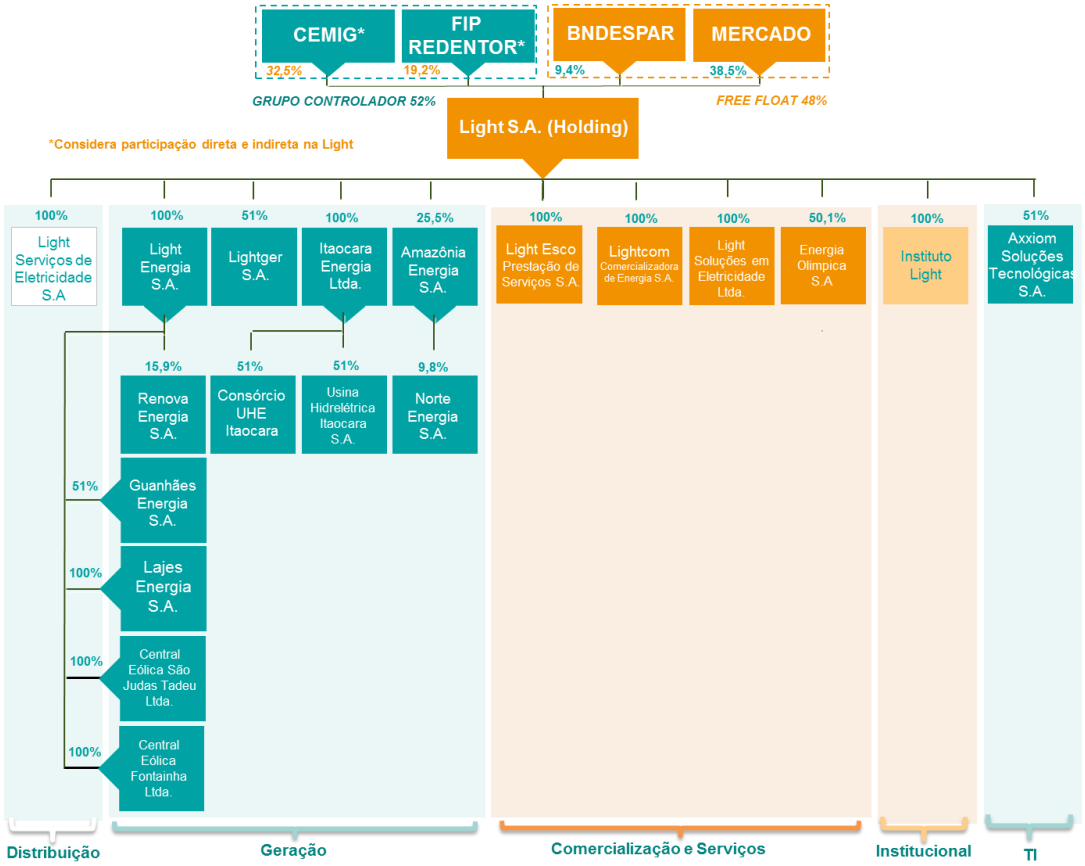
CAPEX (R$MM)	1T16	Partic. %	1T15	Partic. %	Var %
Distribuição	**187,1**	**92,2%**	**159,4**	**93,5%**	**17,4%**
Reforço da rede e expansão	*115,4*	*61,7%*	*86,6*	*54,3%*	33,3%
Perdas	*71,2*	*38,1%*	*72,1*	*45,2%*	-1,2%
Outros	*0,5*	*0,2%*	*0,8*	*0,5%*	-37,5%
Administração	**5,2**	**2,6%**	***6,2***	**3,6%**	**-16,1%**
Comerc./ Eficiência Energética	**0,0**	**0,0%**	***0,0***	**0,0%**	**-**
Geração	**10,5**	**5,2%**	***5,0***	**2,9%**	**110,0%**
Total	**202,8**	**100,0%**	**170,6**	**100,0%**	**18,9%**
Aportes	**42,4**	**-**	**8,3**	**-**	**410,8%**
Belo Monte	*42,4*	-	*8,3*	-	410,8%
Total do Investimento (incluindo aportes)	**245,2**		**178,9**		**37,1%**

O segmento de distribuição concentrou o maior volume de investimentos, R$ 187,1 milhões, apresentando um aumento de 17,4% frente ao valor investido no 1T15, em função de: (i) investimentos específicos para os Jogos Olímpicos Rio 2016 no montante de R$ 27,4 milhões, aumento de R$ 20,5 milhões em relação ao 1T15, e (ii) R$ 17,7 milhões referentes ao desequilíbrio do contrato de um prestador de serviço.

Os investimentos em geração cresceram R$ 5,5 milhões em função do avanço das obras da PCH Lajes.

No trimestre, conforme previsto no orçamento de capital para 2016, a Companhia realizou aporte de R$ 42,4 milhões referentes à sua participação na Norte Energia, empresa detentora da concessão da UHE Belo Monte, que já teve duas turbinas autorizadas a entrar em operação comercial nos dias 20 e 28 de abril de 2016.

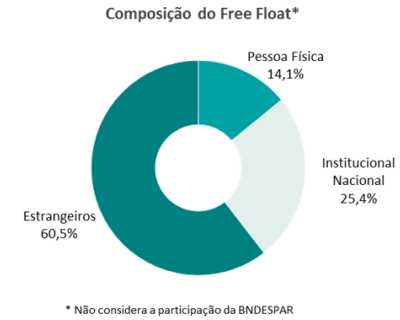
8. Estrutura Acionária, Societária, e Mercado de Capitais

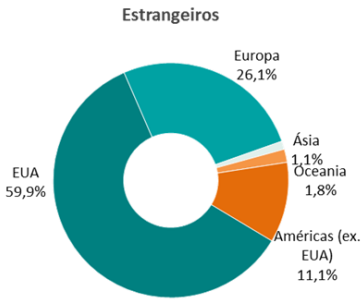


As ações da Light S.A. (LIGT3) estavam cotadas a R$ 9,92 ao final de março de 2015. O valor de mercado da Companhia encerrou o trimestre em aproximadamente R$ 2.023 milhões.

BM&F BOVESPA (mercado à vista) - LIGT3		
Média Diária	**1T16**	**1T15**
Quantidade títulos (Mil)	1.023	1.095
Nº de Negócios	4.152	4.690
Volume Negociado (R$ Milhões)	5,1	15,7
Cotação por ação (fechamento)*	R$ 9,92	R$ 14,40
Valorização da LIGT3	0,2%	-15,4%
Valorização do IEE	12,3%	1,3%
Valorização do Ibovespa	15,5%	2,3%

* Ajustada por proventos



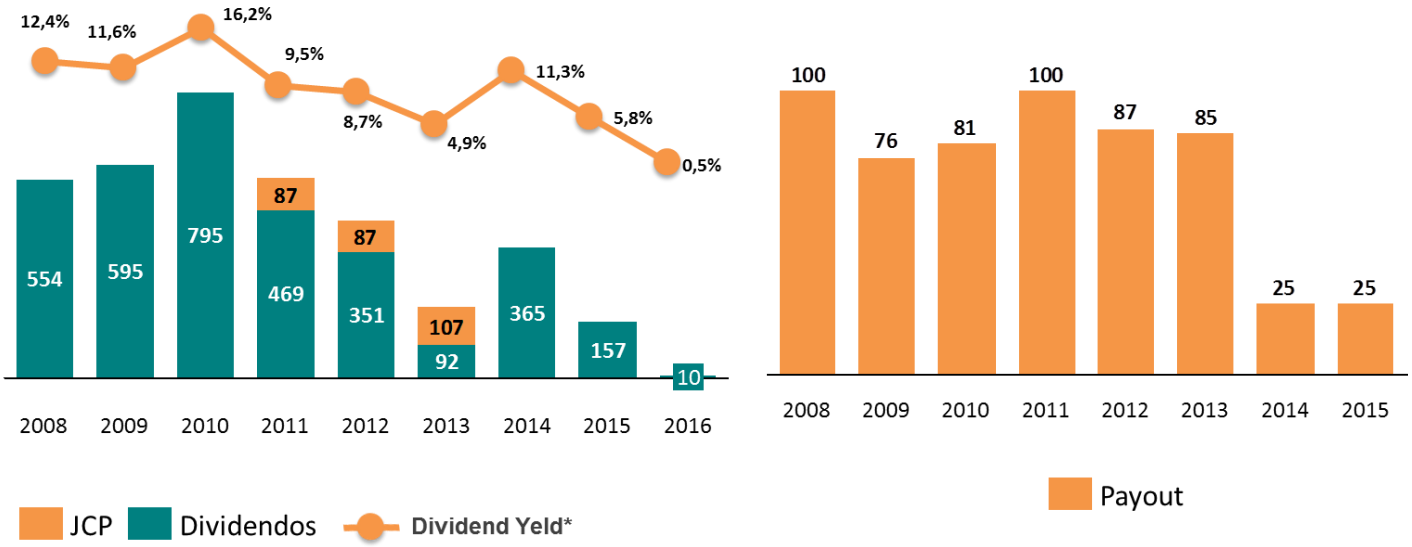


Dividendos

Nos dias 30 de dezembro de 2015 e 04 de janeiro de 2016 foram pagos os dividendos aprovados pela Assembleia Geral Ordinária, realizada no dia 10 de abril de 2015, no montante de R$ 157,4 milhões, R$ 0,771928105/ação.

Foi aprovada, em 28 de março de 2016, pelo Conselho de Administração, a proposta de distribuição de R$ 10,1 milhões, R$ R$ 0,049372368 por ação de dividendos, referentes ao resultado do exercício findo em dez/15, representando um *dividend yield* de 0,5% e um payout equivalente ao mínimo obrigatório de 25% do lucro líquido do ano ajustado pela reserva legal. Conforme critério da Administração, tal distribuição é compatível com a estratégia de desalavancagem da Companhia e de reforço de caixa, diante do cenário econômico adverso e da necessidade de investimentos na distribuição. Em 28 de abril de 2016, tal proposta foi aprovada em Assembleia Geral.

Dividendos pagos, dividend yield e Payout



*Baseado no preço de fechamento do dia anterior ao anúncio.

9. Eventos Recentes

✓ As principais operações financeiras ocorridas após 31 de março de 2016 foram:

- Em 10 de junho de 2016 foi realizada a rolagem integral da 3ª emissão da nota promissária da controlada Light SESA. A rolagem ocorreu através dos recursos da 11ª emissão de debêntures e da contratação de Cédula de Crédito Bancário no valor de R$100.000 com a Caixa Econômica Federal. A dívida com a Caixa Econômica vence no dia 10 de junho de 2018 e tem taxa de juros de CDI + 4,05% a.a.

- Em 10 de junho de 2016, ocorreu a 11ª emissão de debêntures da controlada Light SESA, no valor de R$175.000, sendo R$100.000 com o Bradesco e R$75.000 com o Itaú. A dívida vence no dia 13 de junho de 2018 e tem taxa de juros de CDI + 4,05% a.a.

- Em 10 de agosto de 2016, foi realizada captação de recursos no montante de R$36.000 pela controlada Light Energia junto ao Banco BBM por meio de operação de Cédula de Crédito Bancário. A operação tem taxa de juros de CDI + 4,0% a.a. com vencimento de um ano.

- Em 28 de setembro de 2016, foi realizada captação de R$28.138 pela controlada Lajes Energia junto ao BNDES para financiamento de CAPEX. A operação tem taxa de juros de TJLP + 2,95% a.a. com vencimento de dez anos.

- Em 30 de setembro de 2016, foi realizada captação de recursos entre a controlada Light SESA e o China Construction Bank por meio de operação 4131 no valor de R$50.000, ao custo de USD + libor de 6 meses + 3,50% a.a. Imediatamente foi contratado swap junto ao Banco BMG transferindo o risco da exposição ao dólar para reais, ao custo total de CDI + 4,5% a.a.

- Em 30 de setembro de 2016, foi realizada captação de recursos de R$50.000 pela Light Energia junto ao Banco Original por meio de operação de Cédula de Crédito Bancário. A operação tem taxa de juros de CDI + 4,0% a.a. e vencimento de 60 dias.

- Em 03 de outubro de 2016, foi realizada uma captação de recursos pela controlada Light SESA e junto ao China Construction Bank por meio de uma operação 4131, no valor de R$75.000, ao custo de USD + libor de 6 meses + 3,50% a.a. Na mesma data, foi contratado swap com o Banco Fibra, transferindo o risco em dólar para reais, ao custo total de CDI + 4,5% a.a.

- Em 24 de outubro de 2016, foi realizado um empréstimo entre a controlada Light Energia e o BNP Paribas no valor de R$138.808. A operação tem taxa de juros de CDI + 4,5% a.a., com vencimento em 24 de outubro de 2017.

- Em 16 de novembro de 2016, foi realizada captação entre a controlada Light SESA e o Banco Bradesco, no valor de R$180.000, por meio de Cédula de Crédito Bancário. A operação tem taxa de juros de CDI + 3,5% a.a., com vencimento em 01 de novembro de 2019. Também, em 16 de outubro de 2016, ocorreu pagamento no montante de R$75.000, junto ao Bradesco, quitando o empréstimo que tinha vencimento em outubro de 2017.

- Em 29 de novembro de 2016, ocorreu a 4ª emissão de debêntures da controlada Light Energia, no valor de R$88.933, sendo R$50.000 com o Banco Original e R$38.933 com o Banco BBM. A dívida tem o custo de CDI + 4,0%a.a., com vencimento em 16 de novembro de 2017.

- Em 12 de dezembro de 2016, a controlada Light Energia realizou a rolagem integral da operação 4131 com o Banco Itaú em dólar, ao custo fixo de 5,08% a.a. e vencimento em 5 de junho de 2018. Paralelamente, foi contratado swap junto ao próprio Banco transferindo o risco da exposição ao dólar para reais, ao custo total de CDI + 4,1% a.a.

- Em 26 de dezembro de 2016, a controlada Light SESA realizou a captação de recursos referente ao contrato de financiamento do Capex 2015-2016 com o BNDES no montante de R$342.323, com vencimento em 2023, com pagamentos mensais, ao custo de TJLP + 3,74% a.a.

- Em 01 de fevereiro de 2017, foi realizada a rolagem da dívida da controlada Light SESA com o Santander, no montante de R$120.000 através de uma Cédula de Crédito Bancário. A dívida vence no dia 1º de agosto de 2018 e tem taxa de juros de CDI + 4,5% a.a.

- Em 03 de fevereiro de 2017, foi realizada a rolagem das dívidas das controladas Light SESA e Light Energia com o Citibank por meio de uma monetização de swap. A rolagem da Light SESA foi no valor de R$631.000, com vencimento 1º de novembro de 2019, e, da Light Energia, de R$220.850, com vencimento em 1º de maio de 2018. Ambas operações foram realizadas por meio de operação 4131 com swap vinculado ao custo de CDI + 3,5% a.a.

- Em 06 de fevereiro de 2017, foi realizada a 2ª Nota Promissória da controlada Light Energia no valor de R$60.000, sendo R$24.700 com o Banco Itaú, R$20.000 com o Banco BBM e R$15.300 com Banco ABC. A operação tem vencimento em 31 de julho de 2018 e taxa de CDI + 4,5% a.a.

- Em 22 de fevereiro de 2017, foi realizada a rolagem da Nota de Crédito da controlada Light SESA com o Banco do Brasil, no montante de R$150.000. A operação tem 6 meses de carência e 6 amortizações bimestrais, com vencimento em 22 de fevereiro de 2019 e taxa de 140% do CDI.

✓ Os principais aportes de capital nas controladas e controladas em conjunto ocorridos após 31 de março de 2016 foram:

- Abaixo, quadro com os principais aportes efetuados na controla em conjunto Amazônia Energia ocorridos após 31 de março de 2016.

Data do aporte	Valor do aporte (R$ milhões)	Data do aporte	Valor do aporte (R$ milhões)
07/07/2016	7,47	**19/12/2016**	8,97
08/08/2016	8,35	**31/01/2017**	7,35
25/10/2016	5,98	**24/02/2017**	3,36
01/12/2016	4,36		

- Em 11 de maio de 2016, a controlada Light Energia exerceu parcialmente seu direito de preferência para realização de aporte de capital de R$40.000 na Renova Energia, ao valor de R$ 19,98/Unit, em linha com o seu orçamento de capital.

- Em 01 de julho de 2016, a controlada Light Energia efetuou aporte, no montante de R$18.360, na sua controlada em conjunto Guanhães Energia.

- Em 29 de setembro de 2016, a controladora Light S.A. efetuou aporte, no montante de R$125.000, na controlada Light SESA.

- Em 29 de setembro de 2016, a controladora Light S.A. efetuou aporte, no montante de R$66.500, na controlada Light Esco.

- No primeiro trimestre de 2017, a controlada Light Energia efetuou aportes, no montante de R$74.970, na controlada em conjunto Guanhães Energia, principalmente para a quitação integral das notas promissórias detidas pela Guanhães Energia e para quitar despesas do empreendimento.

✓ Pedido de recuperação judicial da SunEdison

Em 01 de abril de 2016, o contrato para alienação dos ativos da ESPRA, pela Renova Energia, contemplado na primeira fase do acordo fechado com a TerraForm Global, foi rescindido. O contrato foi cancelado mediante acordo entre as partes e pagamento pela TerraForm Global à Renova Energia de um break up fee no valor de US$10,0 milhões. Na mesma data, a Renova Energia notificou a SunEdison e a TerraForm Global sobre a sua intenção de exercer a opção de venda de 7 milhões de ações de emissão da TerraForm Global de titularidade da Companhia. Em 21 de abril de 2016, a SunEdison entrou com um pedido de recuperação judicial e a Renova Energia está tomando as medidas legais cabíveis para garantir exercício dos seus direitos.

✓ Programa de demissão voluntária

Em 04 de abril de 2016, a Companhia divulgou um Programa de Demissão Voluntária (PDV) para os empregados. As principais condições para a adesão ao PDV era ter mais de 10 anos de empresa, mais de 55 anos de idade até a rescisão e reunir condições legais de se aposentar. Os benefícios são, além das verbas rescisórias legais, de 2,5 a 5 salários base e a prorrogação no plano de saúde por um período de 12 meses. A adesão ao programa foi autorizada até o dia 20 de abril de 2016, sendo que as rescisões do contrato de trabalho ocorrerão até o dia 02 de maio de 2017. Dos 224 empregados que aderiram ao Programa, 135 empregados tiveram seus contratos de trabalho rescindidos até 30 de setembro de 2016, incorrendo em custos de R$16.381. O montante ainda devido de indenização compensatória é estimado em R$12.575.

✓ Reajuste tarifário da controlada Light SESA

Em 01 de novembro de 2016, foi aprovado pela Aneel o processo de reajuste das tarifas da controlada Light SESA. O resultado homologado representa um reajuste tarifário com uma redução média de 12,25%. O índice de reajuste é constituído de dois componentes: (i) Estrutural, que passa a integrar a tarifa, de -1,24%, compreendido pelos custos não gerenciáveis (Parcela A) e gerenciáveis (Parcela B); e (ii) Financeiro, aplicado exclusivamente aos próximos 12 meses, de -4,23%. Considerando a retirada do componente financeiro presente atualmente nas tarifas da Light SESA, de 6,79%, os consumidores observarão uma redução média em suas contas de luz de 12,25%. As novas tarifas entraram em vigor a partir de 07 de novembro de 2016.

- ✓ Acordo para alienação de parques eólicos entre a controlada em conjunto Renova Energia e AES Tietê Energia S.A.

Em 12 de janeiro de 2017, a controlada em conjunto Renova Energia firmou acordo com a AES Tietê Energia para alienação do conjunto de parques eólicos que constituem o complexo Alto Sertão II ("Alto Sertão II"), que possui uma capacidade instalada de 386 MW.

O preço base da transação é de R$650.000 e envolve a compra das ações da Renova Eólica Participações S.A. ou da Nova Energia Holding S.A., empresas que controlam as 15 sociedades de propósito específico ("SPEs") que compõem o Alto Sertão II. O Preço estará sujeito a ajustes caso sejam satisfeitas determinadas condições da Transação.

- ✓ Reversão da mais valia da controlada em conjunto Renova Energia

A Companhia reavaliou em 31 de dezembro de 2016 a recuperabilidade da mais valia registrada na controlada em conjunto Renova Energia e, em função dos resultados estimados, decidiu baixar o ágio registrado no montante de R$60.892, na linha de equivalência patrimonial.

- ✓ Passivo a descoberto da controlada em conjunto Guanhães Energia

Em 31 de dezembro de 2016, a Companhia reconheceu um passivo a descoberto no montante de R$56.087 decorrente do saldo negativo do patrimônio líquido da controlada em conjunto Guanhães Energia, ocorrido após o reconhecimento de provisão para recuperabilidade dos ativos imobilizados (impairment) das usinas em fase de construção, cujas obras estão paralisadas.

- ✓ Provisão para perda no ativo imobilizado da controlada Light ESCO

Em 31 de dezembro de 2016, foram revisadas as premissas para o teste de recuperabilidade de um dos projetos da controlada Light Esco, bem como a expectativa de geração de fluxo de caixa desta unidade geradora de caixa. Como base no resultado do teste de recuperabilidade (impairment), a Companhia reconheceu provisão para perda no ativo imobilizado de R$18.296.

- ✓ Reversão da provisão de ICMS Limitação de crédito

A Companhia, com base em dois pareceres, um do escritório que patrocina o caso e outro de renomado jurista que atua nos Tribunais Superiores, reavaliou o prognóstico de perda com base nas últimas jurisprudências sobre o assunto e, considerando o prognóstico em 31 de dezembro de 2016 como possível, efetuou a reversão da provisão de R$144.802 relativa à discussão judicial sobre a aplicabilidade da Lei Estadual nº 3.188/99, que restringiu a apropriação dos créditos de ICMS incidentes nas aquisições de bens destinados ao ativo imobilizado, exigindo que o creditamento fosse diferido em parcelas, enquanto que tal restrição não era prevista na Lei Complementar nº 87/96.

A discussão envolve a possibilidade, ou não, de lei ordinária estadual disciplinar o creditamento de ICMS nas operações de aquisição de bens para integração do ativo permanente quando a Lei Complementar nº 87/96 e a Constituição Federal de 1988 dispõem de forma diferente.

Por meio da ação judicial em comento, busca-se o reconhecimento do direito líquido e certo da Light de creditar-se sem as restrições trazidas pela Lei nº 3.188/99, com base nos seguintes fundamentos constitucionais:

(i) Reserva de lei complementar para dispor sobre a matéria (art. 146, inciso III, alínea “b”, e art. 155, inciso I, alínea “b”, §2º, inciso XII, alínea “c”, da Constituição). Em resumo, argumenta-se que, no caso específico do direito de crédito do imposto pago por ocasião da aquisição de bens do ativo imobilizado, tem-se que a mecânica de seu exercício teria sido estabelecida pela Lei Complementar 87/96, cuja competência seria exclusiva para tratar da questão. Desse modo, a limitação ao direito de crédito dos contribuintes em questão seria inconstitucional, pois introduzida por lei estadual, o que revela usurpação da competência da lei complementar.

(ii) Afronta ao princípio da não-cumulatividade (art. 155, inciso I, §2º, inciso I, da Constituição), pois a lei estadual criou uma limitação ao direito de crédito do ICMS incidente

sobre as aquisições de bens do ativo fixo incompatível com a sistemática não cumulativa prevista pela Constituição Federal.

Assim, no entendimento do escritório que patrocina o caso e de nosso assessor jurídico especializado em atuar nos Tribunais Superiores, a alegação da reserva de Lei Complementar é bastante robusta e terá o condão de afastar a cobrança do crédito desde a edição da Lei Estadual 3.188/99

- ✓ Aprovação pela Aneel do resultado da 4ª Revisão Tarifária Periódica (RTP) da Companhia

Em 14 de março de 2017, a Aneel aprovou o resultado da 4ª Revisão Tarifária Periódica (RTP) da Companhia. A 4ª RTP, prevista para ocorrer em 07 de novembro de 2018, foi antecipada para 15 de março de 2017 por meio da assinatura do 5º termo aditivo ao seu contrato de concessão, aprovado na 7ª Reunião Pública Ordinária da Diretoria da ANEEL, realizada em 7 de março de 2017, nos termos do Despacho ANEEL nº 2.194 de 16 de agosto de 2016.

Em decorrência da assinatura do aditivo contratual, os processos tarifários ordinários da Companhia passarão a ocorrer no dia 15 de março de cada ano, sendo que a próxima RTP ocorrerá em 15 de março de 2022. O prazo final da concessão da Companhia permanece em 4 de junho de 2026.

Foi efetuado o recálculo dos itens associados ao serviço de distribuição e redefinição dos percentuais de perdas regulatórias, que passaram a representar 36,06% do mercado de baixa tensão e o das perdas técnicas, 6,34% da Carga Fio regulatória (antes, tais repasses eram de 30,11% e 5,35%, respectivamente). As novas tarifas da Companhia refletem também uma atualização dos itens da Parcela A, associados à compra de energia, aos encargos setoriais e aos custos de transmissão, bem como dos componentes financeiros.

O efeito conjunto deste processo resultou em um aumento médio das contas de energia elétrica da Companhia de 10,45%, a partir de 15 de março de 2017. Os itens associados às Receitas Irrecuperáveis e à Parcela B (Distribuição), associados aos custos gerenciáveis pela Companhia, representam 2,81% do efeito médio total

- ✓ Capacidade de continuidade operacional da Renova

Em 22 de março de 2017, a controlada em conjunto Renova Energia divulgou suas Demonstrações Financeiras de 2016, onde foi apresentado um capital circulante negativo de R$3.211.041. A Renova também necessita de recursos adicionais para conclusão dos parques eólicos relativos aos contratos de venda de energia já assinados. Essa condições indicam incerteza significava que pode levantar dúvida quanto a capacidade de continuidade operacional da Renova e de suas controladas.

Em 23 de dezembro de 2016, a Administração da Renova aprovou aumento de capital no valor de até R$300.000 mediante a emissão de até 115.952.502 de novas ações ordinárias e de até 34.047.498 de novas ações preferencias. Neste aumento de capital, até 31 de dezembro de 2016, a Cemig Geração e Transmissão S.A (Cemig GT) e a controlada Light Energia, realizaram aportes de R$37.863 e R$12.137, respectivamente.

O Aumento de Capital é uma das ações para dar sequência ao plano de negócios da Renova Energia após o cancelamento da Fase II da transação com a TerraForm Global e serviu 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.

10. Programa de Divulgação

Divulgação dos Resultados
Teleconferência 13/05/2016, sexta-feira, às 15h00 (Horário de Brasília) e às 14h00 (Eastern Time), com tradução simultânea para inglês Condições para acesso: **Webcast**: link no site www.light.com.br/ri (português e inglês) **Conference Call -** Telefones para conexão: Brasil: +55 (11) 2188 0155 EUA: +1 (646) 843-6054 Demais países: +1 866 890 2584 Senha para os participantes: Light

Fale com o RI			
Contato	**e-mail**	**Telefone**	**Cargo**
Luiz Felipe Negreiros de Sá	felipe.sa@light.com.br	+55 21 2211-7032	Superintendente
Mariana da Silva Rocha	mariana.rocha@light.com.br	+55 21 2211-2814	Gerente
Bruna Dutra Alvarenga	bruna.alvarenga@light.com.br	+55 21 2211-2660	Analista
Leonardo Dias Wanderley	leonardo.wanderley@light.com.br	+55 21 2211-2828	Analista
Beatriz Camara Baitello	beatriz.baitello@light.com.br	+55 21 2211-7392	Analista

Aviso

As informações operacionais e as referentes às expectativas da Administração quanto a desempenho futuro da Companhia não foram revisadas pelos auditores independentes.

As declarações sobre eventos futuros estão sujeitas a riscos e incertezas. Tais declarações têm como base crenças e suposições de nossa Administração e informações a que a Companhia atualmente tem acesso. Declarações sobre eventos futuros incluem informações sobre nossas intenções, crenças ou expectativas atuais, assim como aquelas dos membros do Conselho de Administração e Diretores da Companhia. As ressalvas com relação às declarações e informações acerca do futuro também incluem informações sobre resultados operacionais possíveis ou presumidos, bem como declarações que são precedidas, seguidas ou que incluem as palavras "acredita", "poderá", "irá", "continua", "espera", "prevê", "pretende", "estima" ou expressões semelhantes. As declarações e informações sobre o futuro não são garantias de desempenho. Elas envolvem riscos, incertezas e suposições porque se referem a eventos futuros, dependendo, portanto, de circunstâncias que poderão ocorrer ou não. Os resultados futuros e a criação de valor para os acionistas poderão diferir de maneira significativa daqueles expressos ou sugeridos pelas declarações com relação

ao futuro. Muitos dos fatores que irão determinar estes resultados e valores estão além da capacidade de controle ou previsão da LIGHT SA.

ANEXO I

Projetos de Geração

Parque Gerador Atual					
Usinas Hidrelétricas Existentes	Capacidade Instalada (MW)*	Energia Assegurada (MWm)*	Início Operacional	Data do Ato	Ano de Vencimento da Concessão / Autorização
Fontes Nova	132	104	1942	jun-96	2026
Nilo Peçanha	380	335	1953	jun-96	2026
Pereira Passos	100	51	1962	jun-96	2026
Ilha dos Pombos	187	115	1924	jun-96	2026
Santa Branca	56	32	1999	jun-96	2026
Elevatórias	-	(87)	-	-	-
PCH Paracambi[1]	13	10	2012	fev-01	2031
Renova[2]	104	43	2008	dez-03	2033
Total	**971**	**603**			

Projetos de Expansão da Geração				
Novos Projetos	Capacidade Instalada (MW)*	Energia Assegurada (MWm)*	Início Operacional	Ano de Vencimento da Concessão / Autorização
SHPP Lajes[3]	17	15	mai-16	2026
Belo Monte[4]	280	114	2016	2045
Itaocara[1]	77	48	2018	2050
Guanhães[1]	22	13	-	
Dores de Guanhães	7	4	2016	2047
Senhora do Porto	6	3	2016	2047
Jacaré	5	3	2016	2047
Fortuna II	5	3	2016	2047
Renova[2]	319	129		
A-5 2012	3	2	jan-17	2048
LER 2013	25	12	dez-15	2050
A-5 2013	56	29	mai-18	2050
A-5 2014	17	9	jan-19	2038
PPA	64	35	2015/2016	2051
Mercado Livre I	3	2	jan-16	2051
Mercado Livre II	16	8	jan-17	2052
Mercado Livre III	5	3	dez-15	2050
Mercado Livre IV	107	23	set-18	2031
LER 2014 (Eólica)	7	3	out-17	2037
LER 2014 (Solar)	8	2	out-17	2037
HÍBRIDO-SOLAR	1	0	jan-16	2051
LER 2015 (Solar)	5	1	ago-17	2038
Total	**715**	**319**		

*Participação proporcional da Light

[1] 51% da Light / Pendente a assinatura dos contratos no ACR com data estimada para abr/2016

[2] 15,87% da Light / Considera que Renova detém 100% da Chipley, que por sua vez détem 51% da Brasil PCH / Considera que a Renova detém 11,37% da TerraForm Global

[3] Previsão de geração média de 15 MWm

[4] 2,49% da Light

ANEXO II

Fluxo de Caixa Consolidado – R$ milhões

R$ MM	1T16	1T15
Caixa e Equivalentes de Caixa no Início do Período (1)	**447,4**	**401,1**
Lucro Líquido	**1,4**	**128,5**
IR/CS	(41,7)	(75,3)
Lucro Líquido antes IR e CS	**43,1**	**203,9**
PCLD	47,0	24,2
Depreciação e Amortização	122,0	112,5
Perda (ganho) na venda de intangível / Valor residual do ativo imobilizado baixado	13,1	25,5
Perdas (ganhos) cambiais de atividades financeiras	(149,7)	327,7
Juros e Variações monetárias líquidas	167,9	144,9
Braslight	1,5	-
Complemento/ reversão de provisões	35,5	(10,1)
Resultado de Equivalência Patrimonial	85,4	13,3
Remuneração de Ativo Financeiro da Concessão	(57,6)	(39,0)
Constituição e atualização da Parcela A e outros itens financeiros	417,9	(661,8)
Outros	222,3	(222,0)
Subtotal	**948,4**	**(80,9)**
Capital de Giro	(356,5)	(714,0)
Contingências	(15,5)	(17,8)
Tributos	(111,3)	63,6
Parcela A e outros itens financeiros	192,4	809,4
Braslight	-	0,0
Outros	60,9	273,9
IR/CS pagos	(7,7)	(46,3)
Juros pagos	(84,9)	(73,9)
Caixa Líquido Gerado pelas Operações (2)	**625,8**	**213,9**
Financiamentos Obtidos	120,8	191,8
Dividendos	(41,0)	-
Amortização de Empréstimos, Financiamento e Debêntures	(374,7)	(70,6)
Atividade de Financiamento (3)	**(294,9)**	**121,2**
Imobilizado/Intangível/Ativo Financeiro	(97,4)	(86,6)
Aplicações/Aquisições no Investimento	(42,4)	(8,3)
Resgate de Aplicações Financeiras	7,0	-
Atividade de Investimento (4)	**(132,8)**	**(95,0)**
Caixa e Equivalentes de Caixa no Final do Período (1+2+3+4)	**645,6**	**641,3**
Variação de Caixa e Equivalentes de Caixa (2+3+4)	**198,2**	**240,1**

ANEXO III

Resultado Financeiro Consolidado – R$ milhões

Resultado Financeiro (R$ MM)	1T16	1T15	Var.%
Receitas Financeiras	**76,6**	**264,9**	**-71,1%**
Juros sobre Aplicações Financeiras	11,8	13,3	-11,2%
Resultado Swap Líquido	-	222,0	-
Acréscimo Moratório / Multas sobre débitos	12,2	9,0	35,3%
Atualização da parcela A e outros itens financeiros	34,0	12,7	168,3%
Outras Receitas Financeiras	18,5	7,9	134,9%
Despesas Financeiras	**(233,0)**	**(521,0)**	**-55,3%**
Encargos da dívida (Moeda Nacional)	(152,7)	(128,2)	19,1%
Encargos da dívida (Moeda Estrangeira)	(17,9)	(14,1)	26,6%
Variação Monetária	(24,9)	(26,6)	-6,1%
Variação Cambial	174,9	(301,2)	-158,1%
Resultado Swap Líquido	(222,3)	-	-
Variação Cambial Itaipu	28,7	(36,0)	-179,8%
Atualização de provisões para contingências	(9,3)	(5,3)	76,3%
Atualização pela Selic P&D/PEE/FNDCT	(1,3)	(2,7)	-52,3%
Juros sobre Tributos	(6,3)	(1,3)	371,6%
Parcelamento- multas e juros Lei.11.941/09 (REFIS)	(3,9)	(3,7)	5,8%
Outras Despesas Financeiras (inclui IOF)	3,3	(2,1)	-256,5%
Braslight	(1,5)	-	-
Total	**(156,5)**	**(256,1)**	**-38,9%**

ANEXO IV

Balanço Patrimonial Consolidado - R$ milhões

ATIVO	31/03/2016	31/12/2015
Circulante	**3.949,6**	**3.976,2**
Caixa e equivalentes de caixa	645,6	447,4
Títulos e valores mobiliários	69,6	74,7
Contas a receber	2.375,3	2.199,2
Estoques	37,7	35,0
Tributos a recuperar	125,1	176,7
Parcela A e outros itens financeiros	205,9	568,7
Despesas pagas antecipadamente	28,9	25,0
Outros ativos circulantes	461,5	449,6
Não Circulante	**10.784,3**	**10.929,7**
Contas a Receber	245,2	218,5
Tributos Diferidos	540,2	496,9
Despesas Antecipadas	0,2	0,2
Parcela A e outros itens financeiros	-	43,0
Ativo financeiro de concessões	3.037,3	2.932,8
Outros Ativos Não Circulantes	565,1	715,2
Investimentos	696,9	754,2
Imobilizado	1.729,3	1.709,6
Intangível	3.970,0	4.059,2
Ativo Total	**14.733,9**	**14.906,0**
PASSIVO	**31/03/2016**	**31/12/2015**
Circulante	**4.479,3**	**4.399,4**
Fornecedores	1.392,5	1.449,6
Obrigações Fiscais	312,7	372,1
Empréstimos e Financiamentos	1.691,5	1.629,2
Debêntures	290,5	215,0
Outras Obrigações	782,1	682,3
Dividendos e JCP a pagar	10,1	51,1
Não Circulante	**6.600,5**	**6.837,0**
Empréstimos e Financiamentos	2.077,6	2.547,98
Debêntures	3.205,8	3.182,24
Outras Obrigações	306,6	297,2
Parcela A e outros itens financeiros	204,6	-
Tributos Diferidos	243,9	268,1
Provisões	562,1	541,4
Patrimônio Líquido	**3.654,0**	**3.669,6**
Capital Social Realizado	2.225,8	2.225,8
Reservas de Lucros	**1.138,0**	**1.142,5**
Ajustes de Avaliação Patrimonial	385,5	390,3
Outros resultados abrangentes	(101,5)	(89,0)
Lucros/Prejuízos Acumulados	6,26	-
Passivo Total	**14.733,9**	**14.906,0**

ANEXO V

Informações complementares – Resultado proporcional das participações

As informações devem ser interpretadas como complementares, única e exclusivamente para efeito de análise comparativa, uma vez que não estão de acordo com as práticas contábeis brasileiras.

Consolidado - R$ MM 1T16	RENOVA 15,87%	GUANHÃES 51%	LIGHTGER 51%	AXXIOM 51%	AMAZÔNIA 25,5%	SPE OLIMPICA 50,1%	TOTAL
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	15,2	-	2,9	-	7,2	-	
DESPESA OPERACIONAL	(26,3)	-	(0,2)	-	(7,6)	(0,1)	
RESULTADO OPERACIONAL	(11,1)	-	2,7	-	(0,5)	(0,1)	
EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL (Subsidiária)	0,1	(3,0)	-	-	-	(0,2)	
PERDAS EM INVESTIMENTOS	(77,5)	-	-	-	-	-	
OUTRAS RECEITAS	3,2	-	-	-	-	-	
EBITDA	(10,8)	(3,0)	2,7	(0,5)	(0,2)	-	
RESULTADO FINANCEIRO	2,7	-	(0,9)	0,0	0,0	-	
RESULTADO ANTES DOS IMPOSTOS	(82,5)	(3,0)	1,9	(0,5)	(0,2)	-	
IRPJ / CSSL	(6,1)	-	(0,3)	(0,1)	-	-	
LUCRO/PREJUÍZO LÍQUIDO	(88,5)	(3,0)	1,6	(0,5)	(0,2)	-	
REALIZAÇÃO DO ÁGIO	6,2	(0,7)	-	-	(0,2)	-	
EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL	(82,3)	(3,7)	1,6	(0,5)	(0,4)	-	(85,4)

ANEXO VI

Conciliação EBITDA CVM - R$ milhões

EBITDA CVM (R$ MM)		1T16	1T15	Var.%
A	Lucro/Prejuízo Líquido	1,4	128,5	-98,9%
B	IR/CS	(107,3)	(49,0)	119,1%
C	IR/CS DIFERIDO	65,6	(26,4)	-349,0%
A - (B + C)	EBT	43,1	203,9	-78,9%
D	Depreciação e Amortização	(122,0)	(112,5)	8,4%
E	Despesa Financeira Líquida	(156,5)	(256,2)	-38,9%
(A) + (B) + (C) + (D) + (E)	EBITDA CVM	321,5	572,6	-43,8%

ANEXO VII

A partir do 3º trimestre de 2015 a Administração, decidiu por apresentar: (i) a variação cambial sobre energia comprada de Itaipu (diferença entre a data da fatura e do pagamento) como despesa ou receita financeira, ao invés de apresentá-la como aumento ou redução do custo com energia comprada; (ii) a multa por violação de indicadores de continuidade (DIC/FIC) classificada como despesa operacional, anteriormente apresentada como despesa financeira; Tal alteração não gerou impacto no lucro líquido da Companhia; (iii) o valor justo do ativo indenizável da concessão registrado como receita operacional, sendo anteriormente reconhecido como resultado financeiro e (iv) a receita de multas cobradas por inadimplência dos consumidores classificadas como custo operacional, anteriormente apresentada como resultado financeiro

Seguem abaixo os ajustes ocorridos nas Informações Financeiras Selecionadas da Light S.A.:

INFORMAÇÕES FINANCEIRAS SELECIONADAS - R$ MM	1T15 Publicado	Ajustes	1T15 Reclassificado
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	**3.161,7**	**39,0**	**3.200,7**
DESPESA OPERACIONAL	**(2.754,8)**	**39,2**	**(2.715,6)**
PMSO	**(230,3)**	**39,2**	**(191,1)**
Pessoal	(93,5)		(93,5)
Material	2,8		2,8
Serviço de Terceiros	(118,3)		(118,3)
Outras	(21,3)	39,2	17,9
Energia Comprada	(2.212,8)		(2.212,8)
Depreciação	(112,5)		(112,5)
Provisões	(10,2)		(10,2)
Custo de Construção	(189,0)		(189,0)
EBITDA Ajustado	**519,4**	**78,2**	**597,6**
RESULTADO FINANCEIRO	**(178,0)**	**(78,2)**	**(256,2)**
Resultado Não Operacional	**(11,7)**		**(11,7)**
RESULTADO ANTES DOS IMPOSTOS	**217,1**		**217,1**
IR/CS	**(49,0)**		**(49,0)**
IR/CS DIFERIDO	**(26,4)**		**(26,4)**
EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL	**(13,3)**		**(13,3)**
LUCRO/PREJUÍZO LÍQUIDO	**128,5**		**128,5**

Lista de Abreviaturas e Siglas

- ✓ **ACL -** Ambiente de Contratação Livre
- ✓ **ANEEL** - Agência Nacional de Energia Elétrica
- ✓ **APZ** - Área de Perda Zero
- ✓ **BNDES -** Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
- ✓ **CCEE -** Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
- ✓ **CCRBT -** Conta Centralizadora de Recursos da Bandeira Tarifária
- ✓ **CDE -** Conta de Desenvolvimento Energético
- ✓ **Conta-ACR -** Conta no Ambiente de Contratação Regulada
- ✓ **CUSD -** Contrato de Uso do Sistema de Distribuição
- ✓ **CUST -** Contrato de Uso do Sistema de Transmissão
- ✓ **CVA -** Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da "Parcela A"
- ✓ **CVM -** Comissão de Valores Mobiliários
- ✓ **DDSD –** Delegacia de Defesa dos Serviços Delegados
- ✓ **DEC -** Duração Equivalente de Interrupção
- ✓ **DIC -** Duração de Interrupção Individual por unidade Consumidora
- ✓ **DIT –** Demais Instalações de Distribuição
- ✓ **ESS -** Encargo de Serviço do Sistema
- ✓ **FEC -** Frequência Equivalente de Interrupção
- ✓ **FIC -** Frequência de Interrupção Individual por unidade Consumidora
- ✓ **GSF -** *Generation Scaling Factor* ou Fator de ajuste da Garantia Física
- ✓ **O&M -** Operação e Manutenção
- ✓ **PCH -** Pequena Central Hidrelétrica
- ✓ **PCLD -** Provisões para Crédito de Liquidação Duvidosa
- ✓ **PLD -** Preço de Liquidação das Diferenças
- ✓ **PMSO -** Pessoal, Material, Serviços e Outros
- ✓ **REN -** Recuperação de Energia
- ✓ **TOI -** Termo de Ocorrência e Inspeção
- ✓ **TUSD -** Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
- ✓ **TUST -** Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão
- ✓ **UHE -** Usina Hidrelétrica

- ✓ **UTE -** Usina Térmica
- ✓ **VNR -** Valor Novo de Reposição