

Rio de Janeiro, 28 de março de 2016.

Perdas totais da Light SESA encerram o ano com queda de 0,5 p.p. em relação a 2014

Destaques

- ✓ O **consumo total de energia** sofreu redução de 3,0% no trimestre, alcançando 6.495 GWh, influenciado pelo desempenho do mercado industrial (-6,2%), residencial (-3,7%) e comercial (-1,8%).
- ✓ O **EBITDA Ajustado** do 4T15 foi de **R\$ 224,2 milhões**, 72,8% abaixo do 4T14 devido à contabilização da CVA de períodos anteriores em dezembro de 2014. Desconsiderando esse efeito, a queda no EBITDA Ajustado seria de 30,1%.
- ✓ O **prejuízo líquido** no 4T15 foi de **R\$ 71,0 milhões**, contra um lucro R\$ 520,1 milhões no 4T14, com redução de 113,7%. Desconsiderando os efeitos da CVA e da equivalência patrimonial, no 4T14 e no 4T15, haveria um aumento de 61,6% no lucro líquido.

Destaques Operacionais (GWh)	4T15	4T14	Var. %	2015	2014	Var. %
Carga Fio*	9.780	9.885	-1,1%	37.751	38.006	-0,7%
Energia Faturada - Cativo	5.284	5.453	-3,1%	21.361	21.500	-0,6%
Consumo na área de concessão	6.495	6.694	-3,0%	26.446	26.493	-0,2%
Energia Transportada - TUSD	1.211	1.241	-2,4%	5.085	4.993	1,8%
Energia Vendida - Geração	1.000	1.125	-11,2%	4.109	4.532	-9,3%
Energia Comercializada (Esco e Com)	1.261	1.314	-4,0%	2.603	2.652	-1,8%
Perdas Totais/Carga Fio (12 meses)	-	-	-	23,2%	23,7%	-0,5 p.p.
Destaques Financeiros (R\$ MM)	4T15	4T14	Var. %	2015	2014	Var. %
Receita Líquida**	2.353	2.982	-21,1%	9.710	8.260	17,6%
EBITDA CVM ¹	65	941	-93,0%	1.095	1.792	-38,9%
EBITDA para Covenants ²	-	-	-	1.564	1.598	-2,2%
EBITDA Ajustado ³	224	823	-72,8%	1.272	1.699	-25,2%
Margem EBITDA***	9,5%	27,6%	-18,1 p.p.	13,1%	20,6%	-7,5 p.p.
Lucro/prejuízo Líquido	(71)	520	-113,7%	38	663	-94,3%
Endividamento Líquido	-	-	-	6.502	5.914	9,9%
Investimentos (incluindo aportes)	294	448	-34,4%	944	1.107	-14,7%

* Carga própria + uso da rede.

** Desconsiderando receita de construção.

*** Considera o EBITDA Ajustado.

- ✓ As **perdas totais** sobre a carga fio representaram 23,2% em dez/15, uma queda de 0,5 p.p. quando comparadas a dez/14. Em comparação a set/15, houve aumento de 0,2 p.p., quando representavam 23,0% da carga fio.
- ✓ Os índices de **DEC** e **FEC** somaram, respectivamente, **12,61 horas** e **6,44 vezes** nos últimos 12 meses, com piora de 2,1% e melhora de 2,4%, respectivamente, na comparação com o mesmo período do ano anterior.
- ✓ A **taxa de arrecadação** foi de **93,2%** do total faturado no 4T15, 2,5 p.p. abaixo do 4T14, explicado principalmente pela queda de 13,2 p.p. na arrecadação do poder público. A constituição de **PCLD representou 1,0% da receita bruta** (12 meses) da distribuidora no 4T15, 0,3 p.p. menor que no mesmo período do ano passado.
- ✓ A Companhia encerrou dez/15 com **dívida líquida** de **R\$ 6.502,0 milhões**, 4,0% abaixo da dívida líquida de set/15. O indicador de **covenants** Dívida Líquida/EBITDA ficou em 4,16x.
- ✓ Em 11 de dezembro de 2015, a **Sra. Ana Marta Horta Veloso** foi eleita Diretora Presidente. Em 21 de janeiro de 2016, também foi nomeada para a Diretoria de Desenvolvimento de Negócios e Relações com Investidores, interina e cumulativamente.
- ✓ A Administração propôs a distribuição de **R\$ 10,1 milhões em dividendos** (R\$ 0,0494/ação), **sobre o lucro líquido de R\$ 42,4 milhões** referente ao resultado de 2015.

¹O EBITDA não é uma medida reconhecida pelo BRGAAP ou pelos IFRS e é utilizado como medida adicional de desempenho de suas operações, e não deve ser considerado isoladamente ou como uma alternativa ao Lucro Líquido ou Lucro Operacional, como indicador de desempenho operacional ou como indicador de liquidez. De acordo com a Instrução da CVM 527/2012, o EBITDA CVM apresentado é calculado: lucro líquido antes do imposto de renda e contribuição social, despesas financeiras líquidas, depreciação e amortização, conforme conciliação do Anexo II.

²O EBITDA para covenants representa o EBITDA CVM menos equivalência patrimonial, provisões, outras receitas/despesas operacionais, conforme apresentada no Item 3.5.

³O 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.

BM&FBOVESPA: LIGT3

OTC: LGSXY

Total de ações: 203.934.060 ações

Free Float Total: 97.629.475 ações (47,87%)

Valor de Mercado (28/03/16): R\$ 2.082 milhões

Teleconferência:

Data: 29/03/2016

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

Apresentação dos resultados do 4º trimestre e do ano de 2014 (período comparativo)

A Administração, no intuito de alinhar o critério de apresentação com as melhores práticas das empresas do setor elétrico e com o Manual de Contabilidade do Setor Elétrico decidiu por apresentar:

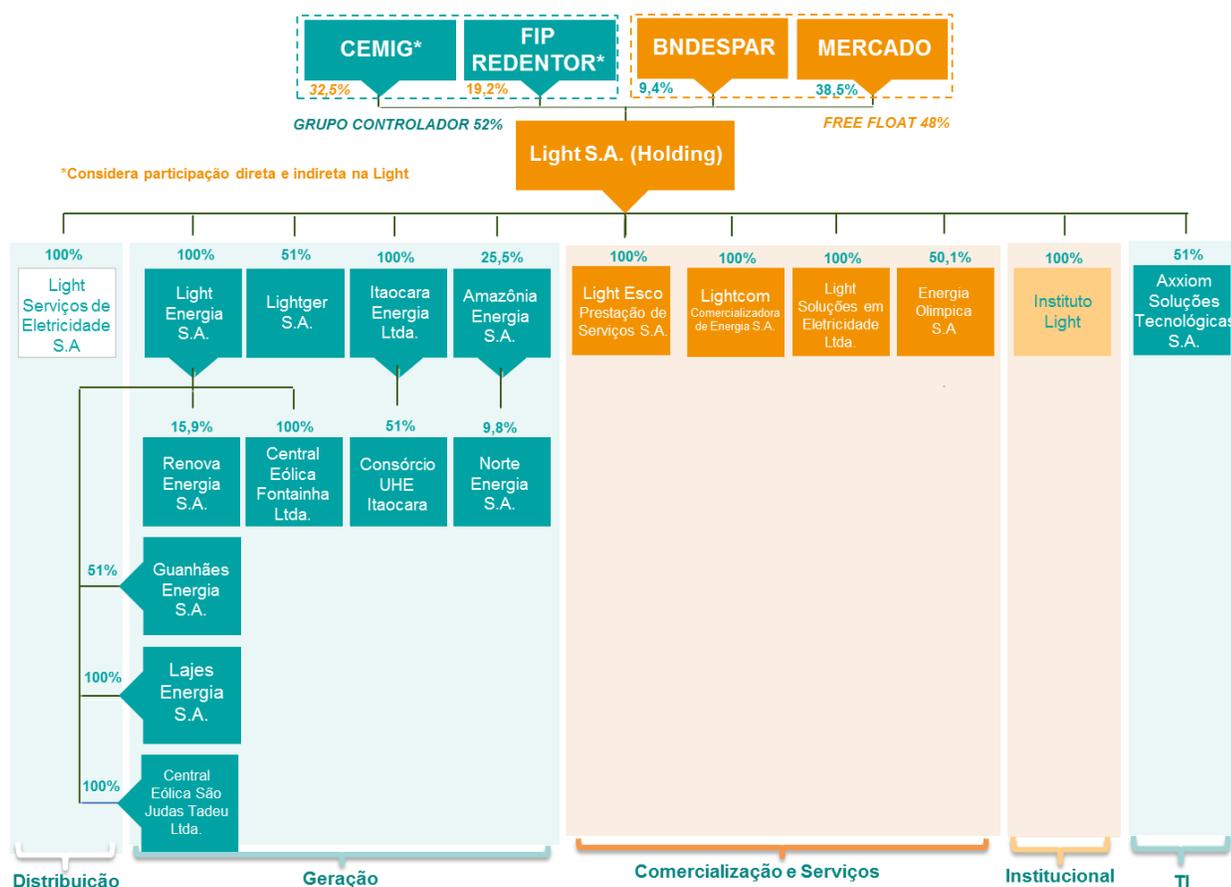
- (i) a variação cambial entre a data da fatura e a data de pagamento da energia comprada de Itaipu como despesa ou receita financeira, ao invés de apresentá-la como aumento ou redução do custo com energia comprada;
- (ii) a multa por violação de indicadores de continuidade (DIC/FIC) classificada como despesa operacional, anteriormente apresentada como despesa financeira;
- (iii) os encargos setoriais CFURH e Taxa de Fiscalização da Aneel como encargos do consumidor, ao invés de apresentá-los como custo operacional.

Para fins de comparabilidade, foram realizadas reclassificações nas demonstrações do resultado consolidado dos períodos de três e doze meses findos em 31 de dezembro de 2014, apresentadas no **Anexo VI**.

Índice

1. A Light S.A.	4
2.1 Distribuição	5
Balanco Energético	7
Perdas de Energia Elétrica	7
Arrecadação	10
Qualidade Operacional	11
2.2 Geração	12
2.3 Comercialização e Serviços	13
3. Desempenho Financeiro	14
3.1 Receita Líquida	14
<i>Consolidado</i>	14
<i>Distribuição</i>	14
<i>Geração</i>	15
<i>Comercialização e Serviços</i>	15
3.2 Custos e Despesas	16
<i>Consolidado</i>	16
<i>Distribuição</i>	17
<i>Geração</i>	22
<i>Comercialização e Serviços</i>	22
3.3 EBITDA Ajustado	23
Consolidado	23
Distribuição	23
Geração	23
3.4 Resultado Financeiro Consolidado	25
3.5 Endividamento	26
3.6 Resultado Líquido	28
3.7 Investimentos	30
4. Fluxo de Caixa	32
5. Mercado de Capitais	33
6. Eventos Recentes	35
7. Programa de Divulgação	41
ANEXO I	42
ANEXO II	43
ANEXO III	43
ANEXO IV	45
ANEXO V	46
ANEXO VI	47
ANEXO VII	49
Lista de Abreviaturas e Siglas	50

1. A Light S.A.



INDICADORES OPERACIONAIS			
DISTRIBUIÇÃO	4T15	4T14	Var. %
Nº de Consumidores (Mil)	4.302	4.222	1,9%
Nº de Empregados	4.327	4.282	1,1%
Tarifa média de fornecimento - R\$/MWh	655	445	47,3%
Tarifa média de fornecimento - R\$/MWh (s/ impostos)	455	316	43,9%
Custo médio de contratos bilaterais ¹ - R\$/MWh	184	163	13,2%
Custo médio de compra de energia com SPOT ² - R\$/MWh	199	238	-16,2%
GERAÇÃO	4T15	4T14	Var. %
Capacidade Instalada de Geração (MW)*	955	971	-1,6%
Garantia Física (MWmédio)*	682	685	-0,5%
Perdas internas e Bombeamento (MWmédio)	87	87	-
Energia disponível (MWmédio)*	595	598	-0,5%
Geração Líquida (GWh)	611	820	-25,4%
Fator de Carga	62,7%	63,5%	-0,8 p.p.
COMERCIALIZAÇÃO	4T15	4T14	Var. %
Volume Comercializado - GWh	1.268	1.358	-6,6%
Preço Médio de Venda (Líquido de Impostos) - R\$/MWh	159	158	0,6%

¹Não inclui compra no spot e risco hidrológico

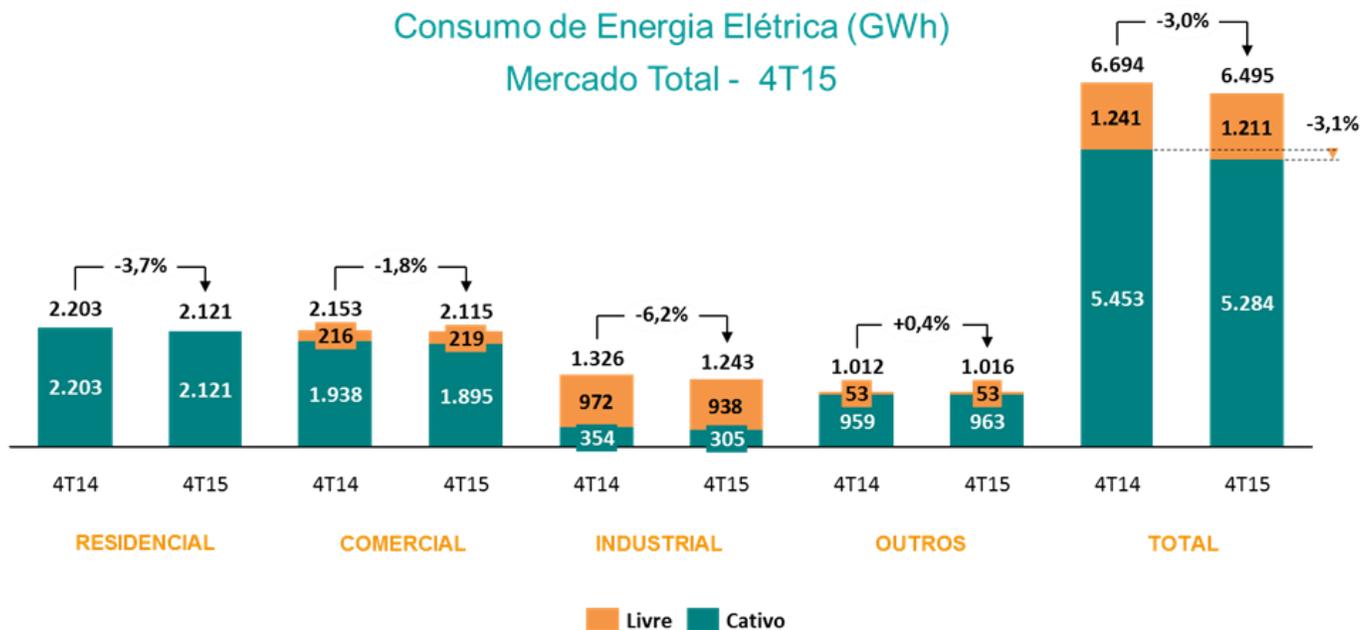
²Inclui Risco hidrológico

*Inclui participação proporcional nas coligadas

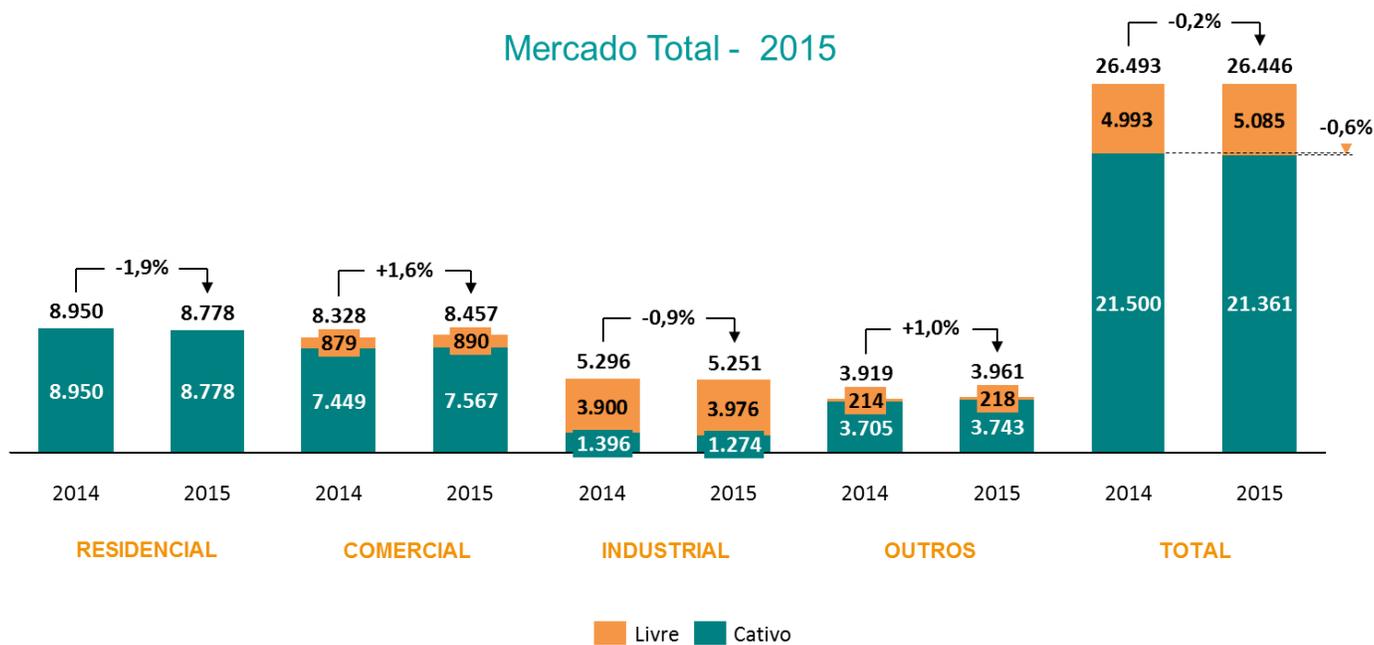
2. Desempenho Operacional

2.1 Distribuição

Consumo de Energia Elétrica (GWh)
Mercado Total - 4T15



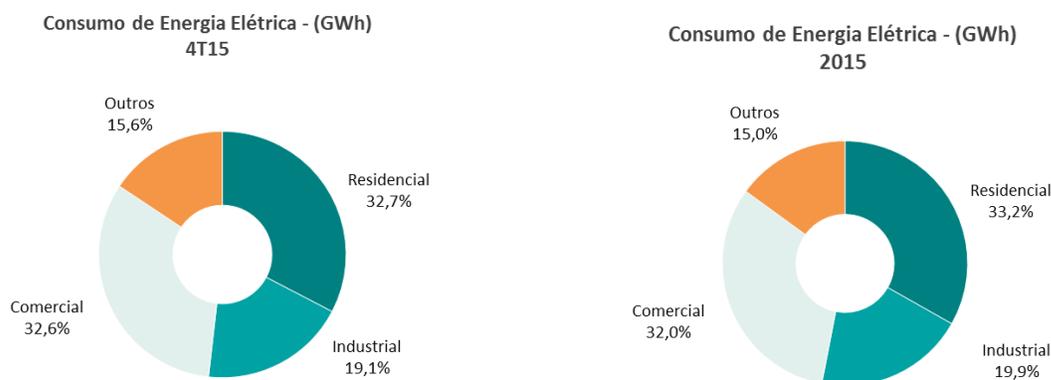
Mercado Total - 2015



Mesmo com a temperatura média do trimestre ficando 0,7°C acima da registrada no 4T14, houve redução do consumo pelas famílias no 4T15, principalmente em função (i) dos recentes aumentos tarifários, que totalizaram 86% desde nov/14 (reajuste anual em nov/14, início das bandeiras, revisão extraordinária em mar/15 e reajuste anual em nov/15) e 56% em 2015; e (ii) dos efeitos da campanha publicitária do Governo Federal promovendo o uso consciente da energia. No trimestre, o consumo médio residencial atingiu patamar de 179,5 kWh/mês, redução de 6,0% em relação ao 4T14, e no ano de 187,1 kWh/mês, redução de 4,2% em relação ao ano de 2014.

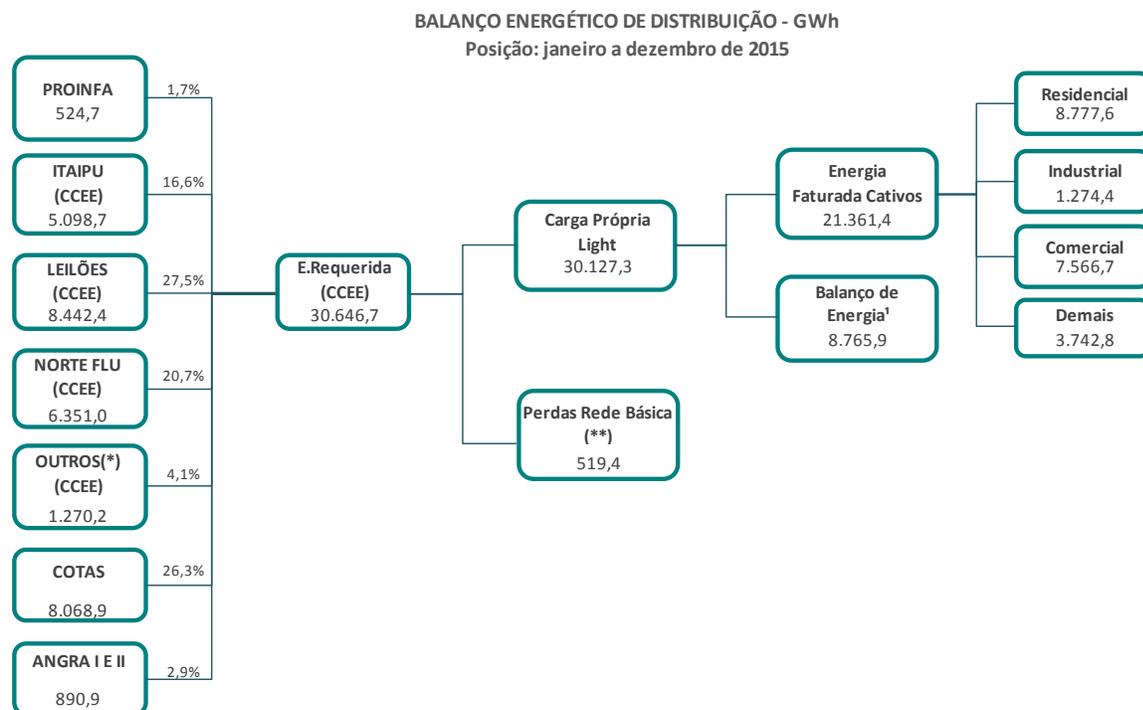
A redução no segmento comercial no trimestre é consequência da atual conjuntura econômica, na qual tem ocorrido o fechamento de alguns estabelecimentos comerciais, tais como supermercados e lojas de departamentos. No ano, o crescimento de 1,6% é explicado pela reclassificação do aeroporto do Galeão e da Itaguaí Construções Navais, ambos anteriormente considerados como poder público. Desconsiderando esta reclassificação, não haveria crescimento no comercial.

Pelo mesmo motivo, notou-se também a redução no consumo dos maiores clientes industriais, com exceção de um grande cliente do setor de metalurgia, que elevou seu consumo nos últimos trimestres devido à redução de sua autoprodução, necessitando de mais energia da rede.



Mercado Cativo por nível de tensão							
(GWh)		4T15	4T14	Var. %	2015	2014	Var. %
Residencial	BT	2.120	2.202	-3,7%	8.774	8.945	-1,9%
	MT	1	1	-27,3%	4	4	-17,8%
		2.121	2.203	-3,7%	8.778	8.950	-1,9%
Comercial	BT	1.043	1.048	-0,4%	4.118	4.089	0,7%
	MT	807	845	-4,6%	3.266	3.275	-0,3%
	AT	45	44	2,7%	183	85	114,2%
		1.895	1.938	-2,2%	7.567	7.449	1,6%
Industrial	BT	32	34	-5,0%	129	130	-0,5%
	MT	255	297	-14,2%	1.065	1.171	-9,0%
	AT	18	23	-22,2%	79	95	-16,1%
		305	354	-13,8%	1.274	1.396	-8,7%
Outros	BT	408	368	10,8%	1.465	1.307	12,1%
	MT	329	354	-7,1%	1.346	1.368	-1,6%
	AT	226	237	-4,4%	932	1.031	-9,6%
		963	959	0,4%	3.743	3.705	1,0%
Total Cativo	BT	3.604	3.651	-1,3%	14.486	14.472	0,1%
	MT	1.391	1.498	-7,1%	5.681	5.818	-2,3%
	AT	289	304	-4,7%	1.195	1.211	-1,3%
		5.284	5.453	-3,1%	21.361	21.500	-0,6%

Balanço Energético



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

(**) Inclui Perdas DIT

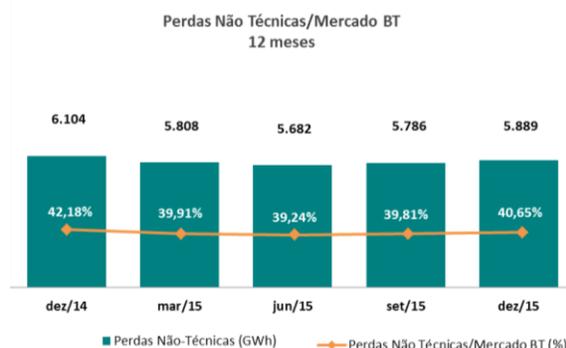
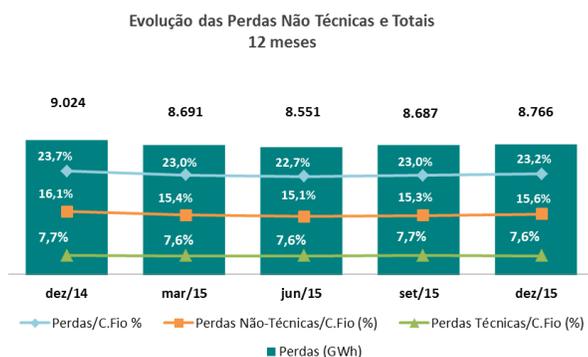
OBS: Na Light S.A existe eliminação de venda/compra de Energia Elétrica entre as empresas.

Dados de compra de energia do dia 15/01/2016 (sujeitos a alteração).

(GWh)	4T15	4T14	Var.%	2015	2014	Var.%
= Carga Fio	9.780	9.885	-1,1%	37.751	38.006	-0,7%
- Energia medida transportada para concessionárias	688	656	4,9%	2.585	2.522	2,5%
- Energia medida transportada para clientes livres	1.184	1.231	-3,8%	5.039	4.960	1,6%
= Carga Própria	7.908	7.998	-1,1%	30.127	30.524	-1,3%
- Consumo mercado cativo	5.284	5.453	-3,1%	21.361	21.500	-0,6%
Mercado Baixa Tensão	3.604	3.651	-1,3%	14.486	14.472	0,1%
Mercado Média e Alta Tensão	1.681	1.801	-6,7%	6.876	7.029	-2,2%
= Perdas Totais	2.624	2.546	3,1%	8.766	9.024	-2,9%

Perdas de Energia Elétrica⁴

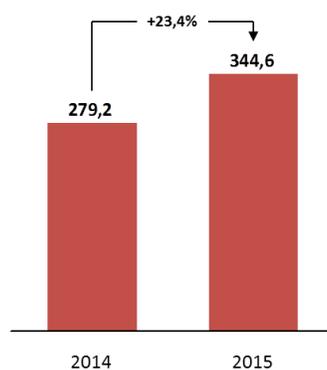
As perdas totais dos últimos 12 meses encerrados em dez/15 somaram 8.766 GWh, representando 23,2% sobre a carga fio, aumento de 0,3 p.p. em relação ao resultado do 3T15, e redução de 0,5 p.p em relação ao ano anterior.



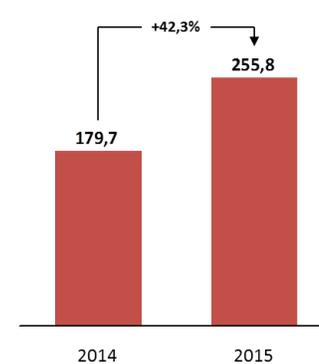
No último trimestre do ano, a perda foi impactada, principalmente, pelo aumento da temperatura, 0,7°C superior ao 4T14. Adicionalmente a este fato, o impacto dos aumentos tarifários desde novembro de 2014 (aproximadamente 86%), aliados ao atual momento econômico, provocaram maior resistência às ações de combate às perdas, havendo ainda o aumento do número de fraudadores. Em 2015, o Programa de Perdas combateu 726,5 GWh, aumento de 27,3% em relação a 2014, dos quais 344,6 GWh foram referentes à incorporação de energia, 255,8 GWh à recuperação de energia e 126,1 GWh à redução de carga. Entretanto, as novas fraudes totalizaram perda de energia de 698,0 GWh, de forma que o resultado líquido do Programa de Perdas em 2015 foi de 28,5 GWh.

Em função da mudança de cenário, o Programa de Perdas está sendo revisitado pela nova gestão da Companhia. Uma das primeiras ações será o redesenho da Diretoria de Distribuição, dividida em Diretoria de Engenharia e Diretoria Comercial, sendo que esta última estará focada no combate às perdas e inadimplência.

Incorporação de Energia (GWh)



Recuperação de Energia (GWh)



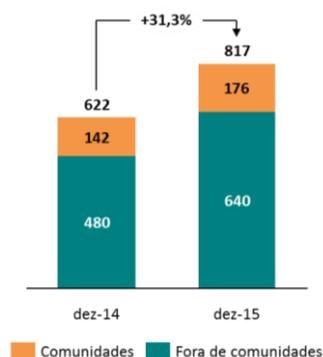
⁴ A partir do 4T15, a Companhia passa a apresentar os dados de perdas desconsiderando a variação da energia não-faturada e os clientes de baixa tensão no mercado livre, a fim de aproximar-se da metodologia utilizada pela Aneel para apuração dos dados. As informações históricas foram reapresentadas a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

Para potencializar a redução das perdas não-técnicas, a Light vem investindo continuamente em ações, dentre as quais destacam-se:

- Normalizações de unidades consumidoras

Número de Normalizações	4T15	4T14	Var. %	2015	2014	Var. %
= Total	10.959	14.288	-23,3%	51.041	61.219	-16,6%
- Alta/Média tensão	189	247	-23,5%	905	842	7,5%
- Baixa tensão	10.770	14.041	-23,3%	50.136	60.377	-17,0%
BT direto	8.911	11.344	-21,4%	40.333	50.664	-20,4%
BT indireto	1.859	2.697	-31,1%	9.803	9.713	0,9%

Parque de Medidores Eletrônicos
(mil unidades)



- Instalação de medidores eletrônicos com telemedição

- APZ (Área de Perda Zero):** atualmente o projeto abrange 799 mil clientes, com 42 APZs em operação, das quais 27 áreas possuem resultados apurados. Adicionalmente, existem as 15 APZs abrangendo 267 mil clientes, em fase de implantação.

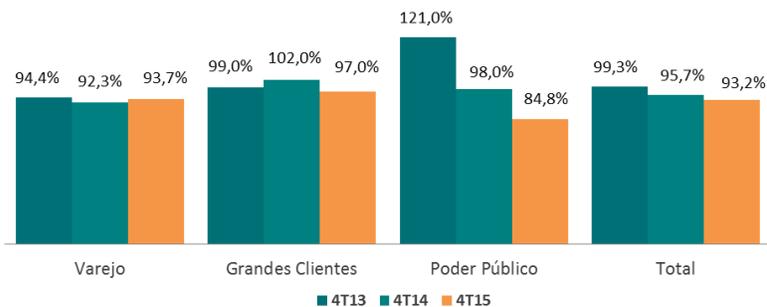
Localidade	Ano de Implementação	Resultados por APZ								
		Número de clientes		Perdas Não Técnicas/Carga Fio *			Arrecadação			Área de UPP
		3T15	4T15	Antes	3T15	4T15	Antes	3T15	4T15	
1 Curicica	2010	13.803	13.834	38%	10%	10%	95%	96%	97%	N
2 Realengo/Batan	2010/2013	28.223	28.333	38%	12%	12%	94%	96%	96%	N/S
3 Cosmos 1	2012	22.546	22.617	49%	9%	9%	92%	94%	94%	N
4 Cosmos 2	2012	20.876	21.010	46%	9%	9%	92%	97%	97%	N
5 Sepetiba	2012	21.493	21.543	57%	32%	34%	88%	94%	94%	N
6 Caxias 1 e 2	2012	15.226	15.346	59%	34%	33%	83%	92%	91%	N
7 Belford Roxo 1 e 2	2013	22.058	22.140	63%	27%	29%	88%	94%	94%	N
8 Vigário Geral	2012	18.937	18.949	35%	11%	11%	94%	94%	95%	N
9 Caxias 3	2013	17.864	17.917	43%	14%	14%	96%	93%	93%	N
10 Nova Iguaçu 1	2013	20.681	20.819	49%	23%	24%	90%	96%	95%	N
11 Nova Iguaçu 2	2013	22.903	23.085	46%	14%	14%	88%	95%	94%	N
12 Nilópolis	2013	11.499	11.548	42%	18%	18%	90%	93%	93%	N
13 Mesquita + Nilópolis Convencional	2010	20.191	20.219	51%	17%	18%	84%	95%	95%	N
14 Ricardo de Albuquerque	2013	26.534	26.598	35%	8%	9%	94%	94%	94%	N
15 Cabritos/Tabajaras/Chapéu Mangureira/Babilônia/Santa Marta/São Carlos	2012	16.441	17.059	51%	28%	27%	62%	96%	95%	S
16 Coelho da Rocha	2013	19.950	19.690	68%	12%	13%	92%	94%	94%	N
17 Caxias 4	2013	20.450	20.563	41%	14%	15%	90%	96%	95%	N
18 Cidade de Deus	2011	20.377	20.516	52%	29%	31%	84%	92%	92%	S
19 Tomazinho	2013	12.750	12.887	43%	12%	13%	87%	95%	95%	N
20 Formiga/Borel/Macaco/Salgueiro/Andaraí	2012	18.633	18.711	51%	15%	15%	50%	93%	91%	S
21 Monte Líbano	2014	19.013	20.591	36%	9%	11%	92%	96%	94%	N
22 Caxias 5	2014	22.950	23.157	49%	17%	16%	94%	96%	97%	N
23 Cordovil	2014	13.092	13.139	28%	11%	11%	93%	94%	94%	N
24 Éden	2014	18.086	18.103	55%	11%	12%	86%	95%	95%	N
25 Alemão 2	2014	13.717	13.511	63%	23%	24%	91%	96%	96%	S
26 Rio das Pedras	2014	26.838	27.187	83%	31%	17%	75%	94%	94%	N
27 Nova Iguaçu 3	2014	22.509	22.611	49%	28%	27%	89%	93%	93%	N
Total		527.640	531.683	50%	17,6%	17,9%	90%	94,6%	94,6%	

* O indicador reflete os resultados acumulados a partir do início da implementação de cada APZ.

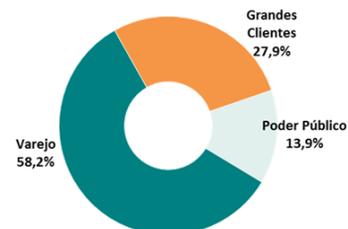
Legenda: N = Não / S = Sim.

Arrecadação

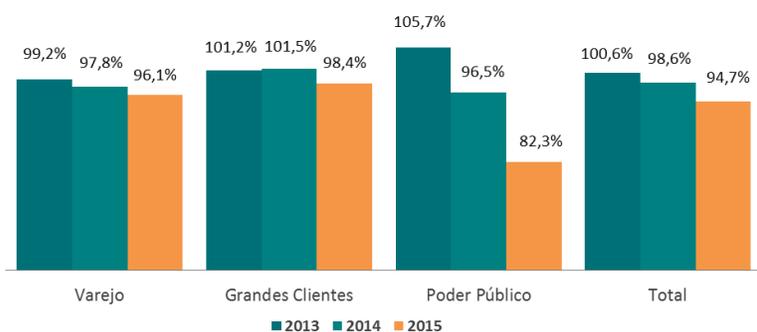
Taxa de arrecadação por segmento
Trimestre



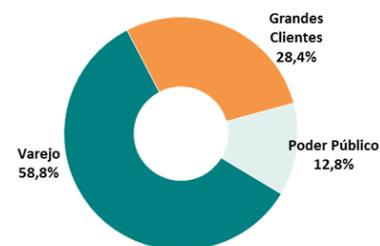
PARTICIPAÇÃO DE CADA SEGMENTO NA ARRECADAÇÃO
Trimestre



Taxa de arrecadação por segmento
Acumulado do ano



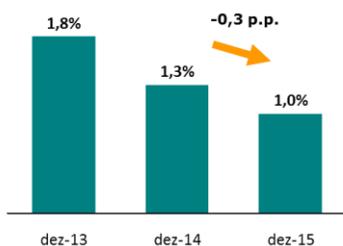
PARTICIPAÇÃO DE CADA SEGMENTO NA ARRECADAÇÃO
2015



A queda de 3,9 p.p. no índice do faturamento de 2015 é justificada, principalmente, pela redução de 14,2 p.p. na arrecadação do poder público. No entanto, após negociações, parte das faturas em aberto de um grande cliente do segmento poder público será assumida pelo Governo Estadual por meio de compensação do ICMS a pagar da Light S.E.S.A, no valor de R\$ 38,9 milhões. O restante da dívida, no valor de R\$ 35,1 milhões, está em fase final de negociação.

Em relação à dívida do Governo Estadual, correspondente aos débitos em aberto de 2012 a 2014, o valor de R\$ 46,1 milhões foi parcelado em 36 vezes, sendo que duas parcelas, totalizando R\$ 2,6 milhões, foram apropriadas no 4T15. Os débitos em aberto do ano de 2015, no total de R\$ 97,3 milhões, estão em negociações avançadas.

PCLD/ROB*
12 meses

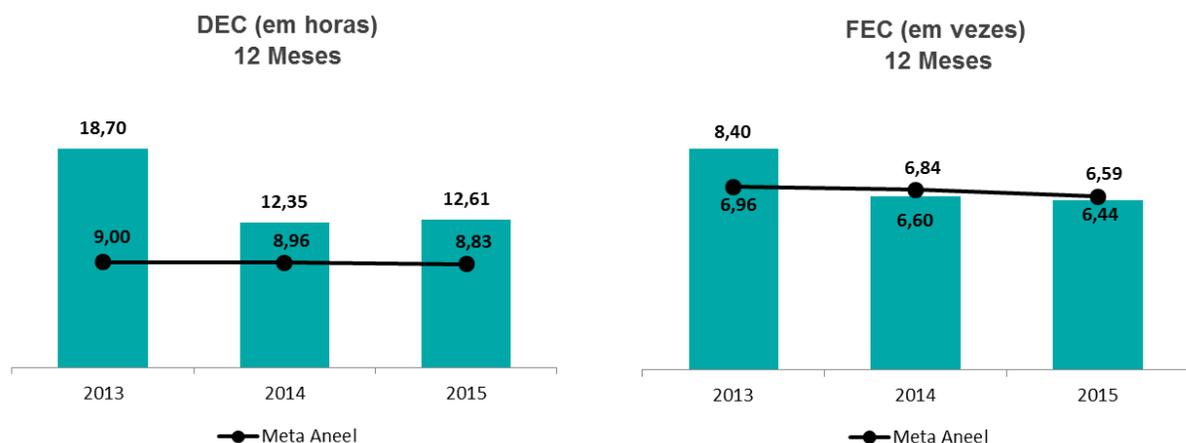


*Receita Bruta do mercado cativo + TUSD + Energia não faturada

Provisão para Crédito de Liquidação Duvidosa - R\$ MM

	4T15	4T14	Var. (R\$)	2015	2014	Var. (R\$)
PCLD	53,0	36,3	16,7	152,9	127,5	25,4

Qualidade Operacional



O DEC acumulado de 2015 se manteve próximo ao patamar de 2014, alcançando 12,61 horas, uma piora de 2,1% em relação ao ano anterior, e acima da meta

Rede de Distribuição Aérea	2015	2014	Var. %
Inspeções/manutenções em circuitos de MT	1.012	766	32,1%
Substituições de transformadores	2.688	4.047	-33,6%
Podas de árvores	109.116	145.377	-24,9%

Aneel, de 8,83 horas. Este leve acréscimo no DEC deve-se à redução das ações de manutenção preventiva na rede aérea, como podas e substituição de transformadores, em função dos cortes orçamentários, que foram necessários após forte descasamento da Parcela A em 2015. Na rede subterrânea, o plano de manutenção foi mantido, com o objetivo de garantir a confiabilidade do sistema, tendo em vista a realização dos Jogos Olímpicos Rio 2016.

Adicionalmente, fatores externos também prejudicaram as atividades operacionais, tais como o aumento dos dias com condições atmosféricas adversas, a insegurança em áreas violentas e a piora nas condições do tráfego ocasionada pelas obras estruturais na cidade do Rio de Janeiro.

O FEC atingiu o valor de 6,44 vezes em 2015, uma redução de 2,4% em relação ao ano anterior, mantendo a Light SESA pelo segundo ano consecutivo dentro dos limites regulatórios exigidos pela Aneel (6,59 vezes em 2015).

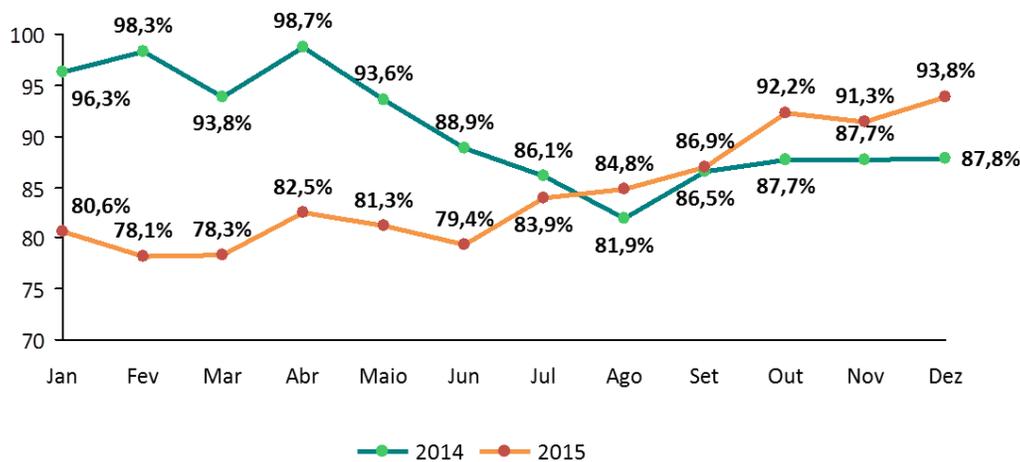
2.2 Geração

LIGHT ENERGIA (GWh)	4T15	4T14	%	2015	2014	%
Venda no Ambiente de Contratação Livre	1.042,8	1.160,5	-10,1%	4.291,0	4.556,5	-5,8%
Spot (CCEE)	(43,2)	(35,3)	22,4%	(182,0)	(24,1)	655,2%
Total	999,7	1.125,2	-11,2%	4.109,1	4.532,4	-9,3%

No quarto trimestre de 2015, a energia negociada no ACL foi 10,1% inferior ao mesmo período de 2014, influenciada pela estratégia de sazonalização da energia, a qual, em 2015, foi mais concentrada no primeiro trimestre, com o objetivo de mitigar os efeitos do GSF.

A média do GSF do 4T15 foi 92,9%, 5,7 p.p. acima da média do GSF registrado no mesmo período de 2014, de 87,2%.

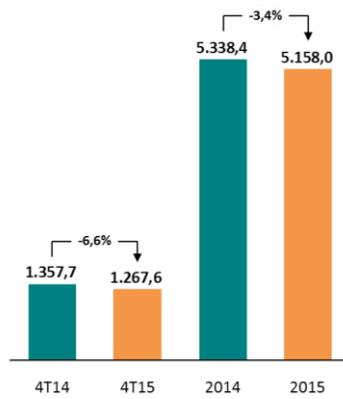
GSF – Generation Scaling factor



2.3 Comercialização e Serviços

A redução no volume comercializado é justificada pela redução da exposição do setor ao mercado de curto prazo.

Volume de Energia Comercializada
(GWh)



3. Desempenho Financeiro

1 Receita Líquida

Receita Líquida (R\$ MM)	4T15	4T14	Var.%	2015	2014	Var.%
Distribuição						
Energia vendida	1.916,5	1.452,5	31,9%	7.472,3	5.578,2	34,0%
Energia Não Faturada	204,4	139,6	46,4%	224,6	104,7	114,5%
Uso da rede (TUSD)	133,6	130,6	2,3%	566,6	469,0	20,8%
Curto Prazo (Spot)	-	0,0	-	-	60,6	-
Conta CCRBT/ACR	21,7	0,0	-	1.049,3	-	-
CVA	(141,8)	1.019,8	-	(564,6)	1.019,8	-
Diversos	2,5	27,5	-90,9%	65,9	76,1	-13,4%
Subtotal (a)	2.136,9	2.770,1	-22,9%	8.814,0	7.308,3	20,6%
Receita de Construção ¹	229,4	306,1	-25,1%	936,8	940,5	-0,4%
Subtotal (a')	2.366,3	3.076,2	-23,1%	9.750,9	8.248,9	18,2%
Geração						
Venda Geração (ACR+ACL)	129,6	122,3	6,0%	508,9	484,1	5,1%
Curto Prazo	-	-	-	50,9	87,8	-42,0%
Diversos	1,8	2,5	-28,0%	8,2	9,6	-14,6%
Subtotal (b)	131,3	124,8	5,2%	567,9	581,5	-2,3%
Comercialização e Serviços						
Revenda	201,5	214,7	-6,1%	831,1	862,0	-3,6%
Serviços	12,8	6,4	100,0%	36,4	37,2	-2,2%
Subtotal (c)	214,4	221,1	-3,0%	867,5	899,2	-3,5%
Outros e Eliminações (d)	(129,7)	(134,3)	-3,4%	(539,0)	(528,7)	1,9%
Total s/ rec. de construção (a+b+c+d)	2.352,9	2.981,7	-21,1%	9.710,5	8.260,3	17,6%
Total (a'+b+c+d)	2.582,3	3.287,8	-21,5%	10.647,3	9.200,8	15,7%

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.

Consolidado

Desconsiderando a receita de construção, a queda na receita líquida foi de 21,1%. Tal queda é explicada pela contabilização, no 4T14, do saldo total de ativos e passivos regulatórios⁵. Expurgando este efeito, no valor de R\$ 502,8 milhões, o decréscimo na receita teria sido de 5,1%, explicado pela redução de 3,0% no mercado total.

⁵ 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.

Distribuição

Desconsiderando a receita de construção, a redução de 22,9% na receita em relação ao mesmo período do ano passado deve-se ao reconhecimento do saldo de CVA referente a períodos anteriores no 4T14. Ajustando a receita líquida da distribuidora pela CVA de períodos anteriores ao 4T14, no valor de R\$ 502,8 milhões, a queda teria sido de 5,9%. Em relação às outras linhas da receita, estas foram beneficiadas: (i) pelos R\$ 232,7 milhões provenientes do sistema de bandeiras tarifárias faturados na área de concessão da Light SESA; (ii) pelo recebimento de R\$ 21,7 milhões oriundos do fundo das bandeiras tarifárias, a CCRBT, (competência de set/15 a nov/15); e (iii) pelos aumentos médios das tarifas de 22,48% a partir de mar/15 (revisão tarifária extraordinária) e de 16,78% a partir de nov/15 (reajuste anual, conforme Anexo V).

A receita com ultrapassagem de demanda e excedente de reativos totalizou R\$ 15,4 milhões no trimestre e R\$ 58,0 milhões no ano. A receita com o diferencial tarifário relativo ao tratamento especial das perdas não técnicas da área de concessão somou o montante de R\$ 33,3 milhões no trimestre e R\$ 188,8 milhões no ano. Ambos são tratados como Obrigações Especiais.

A receita com ultrapassagem de demanda e excedente de reativos totalizou R\$ 15,4 milhões no trimestre e R\$ 58,0 milhões no ano. A receita com o diferencial tarifário relativo ao tratamento especial das perdas não técnicas da área de concessão somou o montante de R\$ 33,3 milhões no trimestre e R\$ 188,8 milhões no ano. Ambos são tratados como Obrigações Especiais.

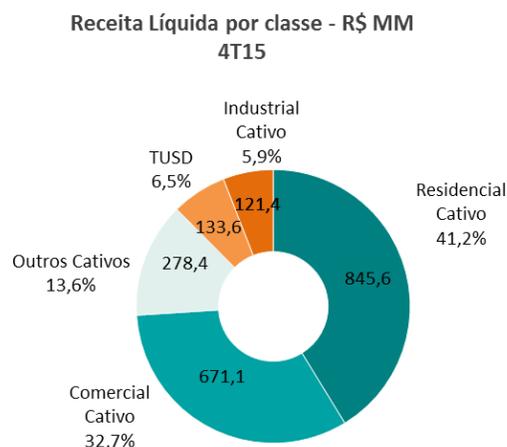
Geração

O aumento de 5,2% na receita líquida do trimestre deve-se ao maior preço de venda praticado no ACL, parcialmente compensado pelo menor volume de venda. O preço médio de venda praticado para a comercializadora do grupo (ACL), líquido de impostos, foi de R\$ 124,2/MWh no 4T15, 13,8% acima do preço de R\$ 109,2/MWh no 4T14, devido ao reajuste contratual.

No ano houve queda de 2,3% em relação a 2014 devido ao menor volume de venda no mercado de curto prazo a um preço de R\$ 288,1/MWh em 2015 contra R\$ 690,0/MWh em 2014, em função da redução dos valores do PLD. O preço médio de venda praticado para a comercializadora do grupo (ACL), líquido de impostos, foi de R\$ 118,6/MWh em 2015, 7,6 % acima do preço de R\$ 110,2/MWh em 2014.

Comercialização e Serviços

O decréscimo da receita de 3,0% no trimestre é explicado pela queda de 6,6% no volume de comercialização, parcialmente compensado pelo aumento no preço, líquido de impostos, de R\$ 158,1/MWh no 4T14 para R\$ 159,0/MWh no 4T15. No ano, o preço médio de venda, líquido de impostos, foi de R\$ 161,5/MWh em 2014, contra R\$ 161,1/MWh em 2015.



3.2 Custos e Despesas

Consolidado

Custos e Despesas Operacionais (R\$ MM)	4T15	4T14	Var.%	2015	2014	Var.%
Distribuição	(2.383,8)	(2.436,8)	-2,2%	(9.396,5)	(7.372,5)	27,5%
<i>Distribuição s/ custo de construção</i>	<i>(2.154,4)</i>	<i>(2.130,7)</i>	<i>1,1%</i>	<i>(8.459,7)</i>	<i>(6.432,0)</i>	<i>31,5%</i>
Geração	(43,8)	(86,3)	-49,2%	(253,6)	(281,9)	-10,0%
Comercialização e Serviços	(190,2)	(205,3)	-7,4%	(762,3)	(821,0)	-7,1%
Outros e Eliminações	127,0	130,8	-2,9%	527,3	517,6	1,9%
<i>Consolidado s/ custo de construção</i>	<i>(2.261,3)</i>	<i>(2.291,5)</i>	<i>-1,3%</i>	<i>(8.948,3)</i>	<i>(7.017,3)</i>	<i>27,5%</i>
Consolidado	(2.490,8)	(2.597,6)	-4,1%	(9.885,1)	(7.957,8)	24,2%

Com exceção da distribuição, todos os segmentos da Companhia registraram diminuição de custos, ocasionando uma redução de 4,1% nos custos consolidados em relação ao 4T14.

Distribuição

Custos e Despesas (R\$ MM)	4T15	4T14	Var.%	2015	2014	Var.%
Custos e Despesas Não Gerenciáveis	(1.657,5)	(1.735,5)	-4,5%	(6.837,9)	(5.035,6)	35,8%
Custos de Compra de Energia	(1.596,4)	(1.704,3)	-6,3%	(6.615,4)	(4.871,1)	35,8%
Custos com Encargos e Transmissão	(203,1)	(145,2)	39,9%	(750,7)	(565,4)	32,8%
Outros (Custos Obrigatórios)	(0,9)	(3,2)	-71,9%	(6,9)	(12,9)	-46,5%
Crédito de PIS/COFINS sobre compra de Energia	142,9	117,2	21,9%	535,2	413,8	29,3%
Custos e Despesas Gerenciáveis	(496,8)	(395,2)	25,7%	(1.621,8)	(1.396,4)	16,1%
PMSO	(241,7)	(193,8)	24,7%	(882,4)	(785,9)	12,3%
Pessoal	(81,7)	(57,9)	41,1%	(298,9)	(262,1)	14,0%
Material	(3,6)	(2,9)	24,1%	(13,5)	(16,0)	-15,6%
Serviço de Terceiros	(114,4)	(113,7)	0,6%	(439,3)	(405,6)	8,3%
Outros	(42,1)	(19,3)	118,1%	(130,8)	(102,1)	28,1%
Provisões - Contingências	(84,4)	(50,0)	68,8%	(137,2)	(88,3)	55,4%
Provisões - PCLD	(53,0)	(33,8)	56,8%	(152,9)	(125,0)	22,3%
Depreciação e Amortização	(104,1)	(93,5)	11,3%	(398,4)	(356,6)	11,7%
Resultado Não Operacional	(13,7)	(24,0)	-42,9%	(50,8)	(40,7)	24,8%
Receita Não Operacional	-	-	-	0,3	0,2	50,0%
Despesa Não Operacional	(13,7)	(24,0)	-42,9%	(51,2)	(40,9)	25,2%
Custos Totais s/Custo de Construção	(2.154,4)	(2.130,7)	1,1%	(8.459,7)	(6.432,0)	31,5%
Custo de Construção	(229,4)	(306,1)	-25,1%	(936,8)	(940,5)	-0,4%
Custos Totais	(2.383,8)	(2.436,8)	-2,2%	(9.396,5)	(7.372,5)	27,5%

Custos e Despesas Não Gerenciáveis

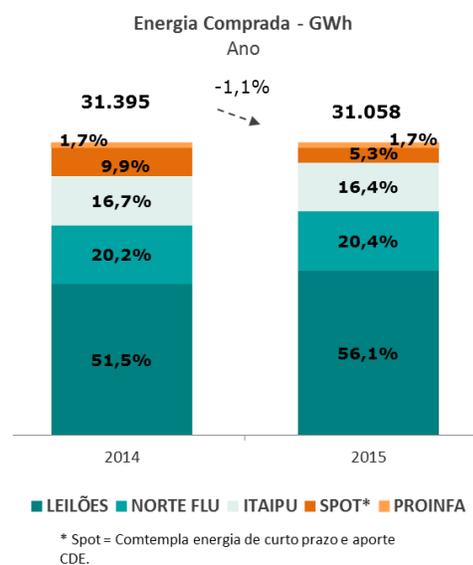
Custos e Despesas Não Gerenciáveis (R\$ MM)	4T15	4T14	Var.%	2015	2014	Var.%
Custos de Compra de Energia	(1.596,4)	(1.704,3)	-6,3%	(6.615,4)	(4.871,1)	35,8%
Itaipu	(395,2)	(183,5)	115,4%	(1.427,8)	(695,0)	105,4%
UTE Norte Fluminense	(382,7)	(298,9)	28,0%	(1.301,2)	(1.139,9)	14,2%
Energia de Curto Prazo (Spot)	(148,8)	(809,0)	-81,6%	(1.013,9)	(2.397,4)	-57,7%
Leilão de energia	(669,8)	(512,6)	30,7%	(2.872,6)	(2.286,3)	25,6%
Contratos por Disponibilidade	(49,3)	(269,3)	-81,7%	(555,6)	(1.327,0)	-58,1%
Demais	(620,4)	(243,2)	155,1%	(2.317,0)	(959,3)	141,5%
Aporte CDE / Conta ACR	-	99,6	-	-	1.647,5	-
Risco Hidrológico	-	46,0	-	-	82,8	-
Exposição das Cotas	-	81,1	-	-	1.335,9	-
Contratos por Disponibilidade	-	43,1	-	-	312,2	-
CONER (Energia de Reserva)	-	(70,6)	-	-	(83,4)	-
Custos com Encargos e Transmissão	(203,1)	(145,2)	39,9%	(750,7)	(565,4)	32,8%
Encargos Serviços do Sistema - ESS	(87,8)	(23,0)	281,7%	(253,3)	(95,1)	166,4%
CDE - ESS	-	13,4	-	-	13,4	-
Transporte de Energia	(74,5)	(93,6)	-20,4%	(336,1)	(315,1)	6,7%
Outros Encargos	(40,8)	(41,9)	-2,6%	(161,4)	(168,5)	-4,2%
Outros (Custos Obrigatórios)	(0,9)	(3,2)	-71,9%	(6,9)	(12,9)	-46,5%
Crédito de PIS/COFINS sobre compra de Energia	142,9	117,2	21,9%	535,2	413,8	29,3%
Total	(1.657,5)	(1.735,5)	-4,5%	(6.837,9)	(5.035,6)	35,8%

A redução de 6,3% nos custos com compra de energia é explicada pela queda de 81,6% com compras no spot devido, majoritariamente, à redução do PLD médio de R\$ 727,5/MWh para R\$ 177,1/MWh, e à compra em MCSDs no final de 2015, o que reduziu a necessidade de se recorrer ao spot. Esse movimento de queda foi parcialmente compensado: (i) pelo reajuste anual dos contratos em novembro; (ii) pelo reajuste de 46,1% na tarifa de Itaipu com vigência a partir de jan/15; (iii) pela valorização do dólar frente ao real, com impacto nas tarifas de Itaipu e Norte Fluminense; e (iv) pela compra no MCSD no final de 2015 para mitigar riscos de subcontratação em 2015.

Em 2015, os custos e despesas não gerenciáveis foram de R\$ 6.837,9 milhões, apresentando um aumento de 35,8% em relação a 2014, justificado pelos motivos expostos no parágrafo acima, somados ao aporte de R\$ 1.647,5 milhões em 2014, contabilizado como redutor de custos.

No 4T15, os custos com encargos e transmissão apresentaram crescimento de 39,9%, decorrente do aumento significativo dos gastos com Encargo de Serviço do Sistema referentes à geração térmica com custo de combustível superior ao PLD. Este aumento foi parcialmente compensado pela queda de 20,4% nos custos com transporte de energia devido à redução na contratação junto à rede básica e à TUST.

O custo médio de energia comprada, desconsiderando as compras no spot, foi de R\$ 184,5/MWh no quarto trimestre de 2015, 12,9% superior ao custo médio do 4T14 no valor de R\$ 163,4/MWh. Considerando as compras no spot, o custo médio de energia comprada foi de R\$ 199,3/MWh no 4T15, inferior ao custo médio de R\$ 237,7/MWh no mesmo trimestre de 2014.



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.

R\$ Milhões	07/11/2015	Até 31/12/2015
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)
Constituição de CVA para próximos Reajustes Tarifários	-	47,2
Aporte Conta-ACR	-	-
Aporte CCRBT	-	-
Saldo Final da CVA	603,8	559,9

Composição do saldo da CVA (R\$ Milhões)

A ser recebido até 06/11/2016	512,7
Formação até 4T15	47,2
Aporte CCRBT até 4T15	-
Saldo	559,9

Ativos e Passivos Regulatórios (R\$ Milhões)	dez/15	set/15	jun/15	mar/15	dez/14	set/14	jun/14	mar/14	dez/13
TOTAL ATIVO	1.768,8	1.130,0	1.137,9	1.588,1	1.316,7	619,7	501,7	361,4	428,7
TOTAL PASSIVO	(1.209,0)	(451,2)	(318,3)	(702,3)	(296,9)	(116,9)	(65,4)	(45,5)	(94,5)
TOTAL LÍQUIDO	559,9	678,8	819,6	885,7	1.019,8	502,8	436,2	315,9	334,2
Variação Líquida (trimestre)	(118,9)	(140,8)	(66,1)	(134,1)	517,1	66,5	120,3	(18,3)	87,8
Variação Líquida (acumulada no ano)	(259,7)	(206,9)	(200,2)	(134,1)	685,7	168,6	102,1	(18,3)	(21,0)

Custos e Despesas Gerenciáveis

No quarto trimestre de 2015, os custos e despesas operacionais gerenciáveis, representados por pessoal, material, serviços de terceiros, provisões, depreciação, outras receitas/despesas operacionais e outros, totalizaram R\$ 496,8 milhões, apresentando crescimento de 25,7% entre os períodos.

Os custos e despesas de PMSO somaram R\$ 241,7 milhões no trimestre, 24,7% acima do realizado no mesmo período de 2014, explicado, principalmente, pelo aumento de 41,1% na linha de pessoal e de 118,1% na linha de outros.

O aumento de 41,1% na linha de pessoal é explicada pelos seguintes fatores: (i) R\$ 6,1 milhões referentes ao dissídio coletivo anual a partir de junho; (ii) R\$ 6,0 milhões devido à variação no percentual do Seguro de Acidente de Trabalho (SAT); (iii) R\$ 5,0 milhões em função menor volume de capitalização de mão de obra em projetos de investimento; (iv) R\$ 3,0 milhões oriundos de rescisões trabalhistas devido às mudanças na administração; e (v) R\$ 1,6 milhões de ajuste de provisão de PLR a menor.

O crescimento de 24,1% na linha de material é explicada por um destempo na aquisição de materiais, uma vez que aquisições com valores significativos referentes a baterias para coletores foram realizadas no 4T15, enquanto em 2014 foram realizadas no segundo trimestre, causando uma maior variação entre estes períodos.

O aumento de 0,6% na linha de serviços de terceiros é justificado principalmente pela ampliação do programa de Áreas de Perda Zero – APZ, no montante de aproximadamente R\$ 5,6 milhões.

O aumento na conta de outros é justificado pela provisão para perdas de adiantamento a fornecedor, no valor de R\$ 24 milhões. Há expectativa que parte deste valor seja revertida no próximo trimestre.

A conta de provisões (contingências) totalizou R\$ 84,4 milhões, 68,8% acima do registrado no quarto trimestre de 2014, explicada principalmente pela constituição de provisões para riscos relacionados a processos cíveis (R\$ 15,5 milhões), trabalhistas (R\$ 5,7 milhões) e fiscais (R\$ 49,5 milhões, sendo R\$ 46,2 milhões relativos a auto de infração sobre créditos homologados de ICMS).

A constituição de PCLD totalizou R\$ 53,0 milhões no 4T15, aumento de 56,8% em relação ao valor provisionado no 4T14, explicado principalmente pelos reajustes tarifários ocorridos desde nov/14, totalizando aproximadamente 86% de aumento.

Em comparação com o mesmo trimestre de 2014, a linha de depreciação/amortização apresentou um crescimento de 11,3% em função do aumento da base de ativos depreciáveis do 4T15 em relação ao 4T14.

O resultado não operacional reduziu 42,9% devido a uma maior baixa por desativação de bens do ativo intangível no 4T14 em relação ao 4T15.

Geração

Custos e Despesas Operacionais (R\$ MM)	4T15	4T14	Var. %	2015	2014	Var. %
Pessoal	(5,1)	(6,3)	-19,0%	(24,2)	(24,0)	0,8%
Material e Serviço de Terceiros	(5,9)	(5,5)	7,3%	(19,2)	(18,3)	4,9%
CUSD / CUST / Energia Comprada	(16,7)	(57,8)	-71,1%	(146,7)	(177,3)	-17,3%
Depreciação	(13,9)	(13,7)	1,5%	(55,4)	(54,1)	2,4%
Resultado Não Operacional	(0,2)	(0,3)	-33,3%	0,1	(0,4)	-119,2%
Outras (inclui provisões)	(1,9)	(2,7)	-29,6%	(8,2)	(7,9)	3,8%
Total	(43,8)	(86,3)	-49,2%	(253,6)	(281,9)	-10,0%

A redução de 71,1% no custo com compra de energia ocorreu em função da redução do PLD de R\$ 727,5/MWh no 4T14 para R\$ 177,1/MWh no 4T15.

O custo de PMSO por MWh gerado pelas usinas da Light Energia, neste trimestre, ficou em R\$ 10,7/MWh, redução de 10,4% em relação ao valor de R\$ 12,0/MWh no 4T14.

Comercialização e Serviços

Custos e Despesas Operacionais (R\$ MM)	4T15	4T14	Var. %	2015	2014	Var. %
Pessoal	(2,3)	(2,8)	-17,9%	(9,7)	(9,8)	-1,0%
Material e Serviço de Terceiros	(8,7)	(13,4)	-35,1%	(11,2)	(30,3)	-63,0%
Energia Comprada	(177,1)	(184,0)	-3,8%	(733,3)	(764,3)	-4,1%
Depreciação	(1,4)	(1,3)	7,7%	(5,6)	(4,1)	36,6%
Resultado Não Operacional	0,7	(0,2)	-500,6%	0,7	(7,2)	-109,8%
Outras (inclui provisões)	(1,4)	(3,5)	-60,0%	(3,3)	(5,3)	-37,7%
Total	(190,2)	(205,3)	-7,4%	(762,3)	(821,0)	-7,1%

Os custos e despesas foram 7,4% abaixo do 4T14, impactados, principalmente, pela redução de 3,9% nos custos com compra de energia.

3.3 EBITDA Ajustado

Consolidado

EBITDA Ajustado Consolidado (R\$ MM)	4T15	4T14	Var.%	2015	2014	Var.%
Distribuição	100,3	757,0	-86,8%	803,5	1.273,7	-36,9%
Geração	101,6	52,4	93,9%	369,6	354,1	4,4%
Comercialização e Serviços	25,0	17,3	44,5%	110,3	89,5	23,2%
Outros e eliminações	(2,8)	(3,4)	-17,6%	(11,8)	(18,1)	-34,8%
Total	224,2	823,3	-72,8%	1.271,7	1.699,1	-25,2%
Margem EBITDA (%)	9,5%	27,6%	-18,1 p.p.	13,1%	20,6%	-7,5 p.p.

A queda de 72,8% entre os trimestres pode ser explicada pelo reconhecimento, no 4T14, de R\$ 502,8 milhões referentes ao saldo da CVA de períodos anteriores (2013 e janeiro a setembro de 2014). Desconsiderando este efeito, o decréscimo do EBITDA Ajustado teria sido de 30,1%, explicado pela redução de 3,0% no mercado total.

A redução de 25,2% no EBITDA Ajustado entre os anos pode ser explicada pelo reconhecimento, em 2014, de R\$ 334,2 milhões referentes à CVA de 2013. Desconsiderando este efeito, a queda seria de 6,8%, devido ao aumento nos custos e despesas gerenciáveis, principalmente nas linhas de pessoal e de provisões.

Distribuição

A redução de 85,8% em relação ao 4T14 pode ser explicada pelo reconhecimento do saldo acumulado da CVA até dez/14 na receita líquida a partir do 4T14. Desconsiderando este efeito (R\$ 502,8 milhões), essa queda seria de 60,6%, explicada principalmente pela queda no mercado total de 3,0%.

No ano, a redução de 36,9% deve-se à contabilização de R\$ 334,2 milhões referentes à CVA de 2013. Desconsiderando esse efeito, esta queda seria de 14,5%, justificada pelo aumento dos custos e despesas gerenciáveis em 25,7%.

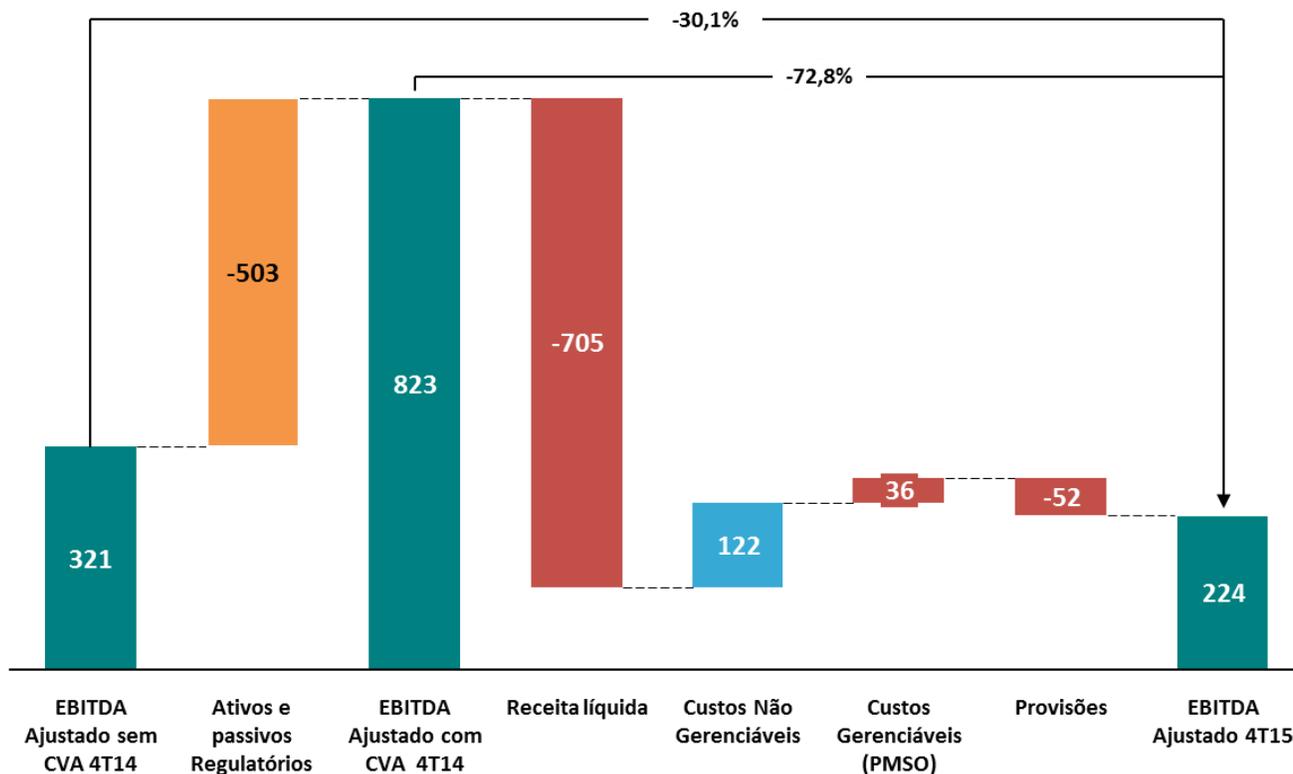
Geração

O crescimento do EBITDA ajustado no trimestre em 93,9%, e no ano em 4,4%, é explicado pela queda no custo com compra de energia.

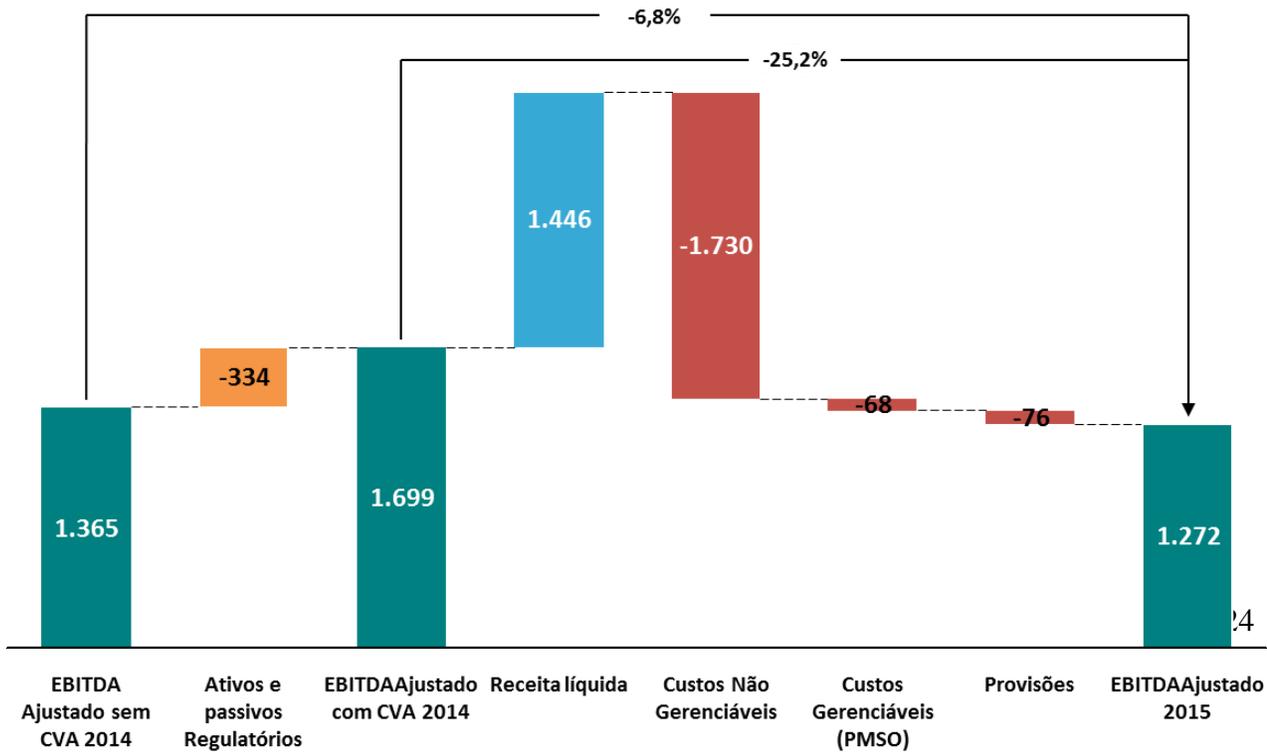
Comercialização e Serviços

O aumento do EBITDA Ajustado em 44,5%, e no ano em 23,2%, foi impulsionado pela redução nas despesas operacionais, principalmente relacionadas à energia comprada e serviços de terceiros.

EBITDA Ajustado Consolidado 4T14 / 4T15 - R\$ Milhões



EBITDA Ajustado Consolidado 2014 / 2015 - R\$ Milhões



3.4 Resultado Financeiro Consolidado

Resultado Financeiro - R\$ MM	4T15	4T14	Var.%	2015	2014	Var.%
Receitas Financeiras	223,9	167,6	33,6%	1.098,9	360,5	204,8%
Juros sobre Aplicações Financeiras	13,8	26,1	-47,1%	60,8	110,9	-45,2%
Resultado Swap Líquido	0,0	46,2	-	520,6	21,6	2310,2%
Acréscimo Moratório / Multas sobre débitos	29,0	18,2	59,3%	115,4	76,6	50,7%
Atualização da parcela A e outros itens financeiros	22,9	-	-	94,0	-	-
Atualização a VNR do ativo financeiro	143,4	36,4	294,0%	265,4	68,4	288,0%
Outras Receitas Financeiras	14,8	40,7	-63,6%	42,7	83,0	-48,6%
Despesas Financeiras	(203,7)	(287,0)	-29,0%	(1.610,5)	(803,0)	100,6%
Encargos da dívida (Moeda Nacional)	(156,8)	(151,4)	3,6%	(566,7)	(531,0)	6,7%
Encargos da dívida (Moeda Estrangeira)	(20,2)	(9,1)	122,0%	(66,4)	(32,3)	105,6%
Varição Monetária	(28,3)	(10,6)	167,0%	(81,1)	(40,2)	101,7%
Varição Cambial	55,8	(88,6)	-	(707,4)	(116,9)	505,1%
Resultado Swap Líquido	(9,1)	0,0	-	0,0	0,0	-
Varição Cambial Itaipu	12,6	(12,1)	-	(65,8)	(16,7)	294,0%
Atualização de provisões para contingências	1,5	(4,6)	-	(9,7)	(20,3)	-52,2%
Atualização pela Selic P&D/PEE/FNDCT	(3,1)	(3,7)	-16,2%	(12,9)	(11,9)	8,4%
Juros sobre Tributos	(0,2)	(1,3)	-84,6%	(4,3)	(2,1)	104,8%
Parcelamento- multas e juros Lei.11.941/09 (REFIS)	(4,1)	(3,0)	36,7%	(15,9)	(9,1)	74,7%
Outras Despesas Financeiras (inclui IOF)	(49,4)	(2,7)	1729,6%	(75,1)	(19,0)	295,3%
Braslight	(2,4)	-	-	(5,2)	(3,5)	48,6%
Total	20,2	(119,4)	-	(511,5)	(442,5)	15,6%

A receita financeira do trimestre foi de R\$ 223,9 milhões, aumento de R\$ 56,3 milhões em relação à verificada no mesmo período de 2014, justificado principalmente (i) pela atualização da parcela A e outros itens financeiros, influenciada pelo aumento da Selic; e (ii) pela atualização do ativo financeiro, que passou a utilizar o IPCA acumulado do trimestre, sendo que, além do valor do trimestre, foram contabilizados montantes referente a essa atualização desde a Revisão Tarifária de 2013 (R\$ 91,5 milhões).

A despesa financeira do trimestre somou R\$ 203,7 milhões, R\$ 83,2 milhões abaixo da despesa verificada no mesmo período de 2014, justificada principalmente: (i) pela reversão do ajuste a valor de mercado do swap devido à redução do cupom cambial no trimestre, no valor de R\$ 85,0 milhões, reconhecido na linha de swap líquido; e (ii) pela apreciação do real frente ao dólar, impactando a linha de variação cambial referente à compra de energia de Itaipu.

3.5 Endividamento

R\$ MM	Circulante	%	Não Circulante	%	Total	%
Moeda Nacional	908,7	12,0%	4.408,6	58,2%	5.317,3	70,2%
Light SESA	754,4	10,0%	4.002,4	52,8%	4.756,8	62,8%
Debêntures 8a. Emissão	43,4	0,6%	389,6	5,1%	432,9	5,7%
Debêntures 9a. Emissão - Série A	18,4	0,2%	991,4	13,1%	1.009,8	13,3%
Debêntures 9a. Emissão - Série B	5,1	0,1%	717,6	9,5%	722,8	9,5%
Debêntures 10a. Emissão	16,9	0,2%	742,2	9,8%	759,2	10,0%
Eletrobras	1,4	0,0%	3,3	0,0%	4,7	0,1%
CCB Bradesco	75,4	1,0%	74,7	1,0%	150,0	2,0%
BNDES (CAPEX)	254,2	3,4%	634,2	8,4%	888,4	11,7%
BNDES Olimpíadas	17,1	0,2%	74,7	1,0%	91,7	1,2%
CCB Banco do Brasil	8,0	0,1%	150,0	2,0%	158,0	2,1%
3ª Nota Promissória	296,7	3,9%	-	0,0%	296,7	3,9%
Conta Garantida - CEF	1,3	0,0%	99,0	1,3%	100,3	1,3%
FINEP - Inovação e Pesquisa	15,7	0,2%	125,6	1,7%	141,3	1,9%
Outros	0,8	0,0%	-	0,0%	0,8	0,0%
Light Energia	141,3	1,9%	352,9	4,7%	494,2	6,5%
Debêntures 2a. Emissão	128,4	1,7%	316,6	4,2%	445,0	5,9%
Debêntures 3a. Emissão	2,8	0,0%	24,8	0,3%	27,5	0,4%
BNDES (CAPEX)	10,2	0,1%	11,5	0,2%	21,7	0,3%
Light ESCO	13,0	0,2%	53,3	0,7%	66,3	0,9%
BNDES - PROESCO	13,0	0,2%	53,3	0,7%	66,3	0,9%
Moeda Estrangeira	935,5	12,4%	1.321,6	17,4%	2.257,1	29,8%
Light SESA	528,2	7,0%	1.009,3	13,3%	1.537,4	20,3%
Tesouro Nacional	2,3	0,0%	45,1	0,6%	47,3	0,6%
Merril Lynch	52,9	0,7%	-	0,0%	52,9	0,7%
BNP	0,8	0,0%	95,3	1,3%	96,1	1,3%
Citibank	1,6	0,0%	781,0	10,3%	782,5	10,3%
Bank Tokyo - Mitsubishi	234,8	3,1%	78,1	1,0%	312,9	4,1%
Itaú	59,1	0,8%	9,8	0,1%	68,9	0,9%
Santander	176,7	2,3%	-	0,0%	176,7	2,3%
Light Energia	407,3	5,4%	312,4	4,1%	719,7	9,5%
Citibank	1,5	0,0%	312,4	4,1%	313,9	4,1%
BNP	210,7	2,8%	-	0,0%	210,7	2,8%
Itaú	195,2	2,6%	-	0,0%	195,2	2,6%
Dívida Bruta	1.844,2	24,3%	5.730,2	75,7%	7.574,4	100,0%
Disponibilidades					522,1	
Dívida Líquida (a)					7.052,3	
R\$ MM	dez/15	set/15	dez/14	% set/ 15	% dez/ 14	
Dívida Líquida	7.052,3	7.317,5	6.076,5	-3,6%	16,1%	
Braslight	32,0	35,0	32,0	-8,6%	0,0%	
Operações de Swap	(582,3)	(579,7)	(194,5)	0,4%	199,4%	
Dívida Líquida + Braslight + Operações de Swap	6.502,0	6.772,8	5.913,9	-4,0%	9,9%	

Os recursos provenientes das captações realizadas foram destinados principalmente para capital de giro, visando a cobertura dos custos de compra de energia não cobertos pela tarifa, que constituem a CVA da Light SESA, e do efeito do risco hidrológico na Light Energia. Esses fatores também impactaram os indicadores de *covenants* da Companhia.

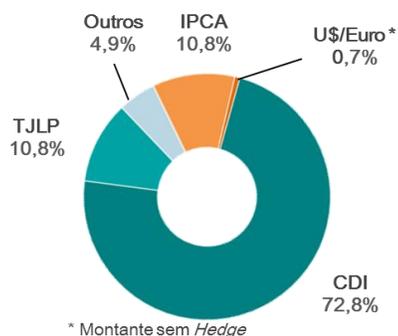
Em nov/15, foram concluídas as negociações do *covenants* com todos os credores, alterando o limite superior do indicador de dívida líquida/EBITDA conforme tabela ao lado, e para o indicador EBITDA/despesa de juros o limite inferior de 2,0x.

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 4,23x em setembro de 2015 para 4,16x em dezembro de 2015, dentro do limite superior de 4,25x. O EBITDA/despesa de juros, para *covenants*, obtido em dezembro de 2015 foi de 2,34x, cumprindo o limite inferior de 2,0x.

Múltiplo para efeito de <i>covenants</i> R\$ MM	dez/15	set/15	dez/14
Dívida Bruta	7.574,4	7.799,7	6.582,3
+ Operações de Swap	(582,3)	(579,7)	(194,5)
+ Fundo de Pensão	32,0	35,0	32,0
- Disponibilidades	522,1	482,2	505,8
= Dívida Líquida para <i>covenants</i> (a)	6.502,0	6.772,8	5.913,9
EBITDA CVM (12 meses)	1.099,7	1.967,2	1.809,7
- Equivalência Patrimonial	(126,4)	161,4	134,6
- Provisões	(292,1)	(240,3)	(216,3)
- Outras Receitas/Despesas Operacionais	(50,1)	(56,8)	(41,3)
+ Ativos e Passivos Regulatórios (CVA)	0,0	(501,9)	(334,2)
- CVA Financeira	-	-	-
= EBITDA para <i>covenants</i> (b)	1.568,3	1.601,0	1.598,5
Juros (c)	668,0	633,5	595,1
Dívida Líquida / EBITDA (a/b)	4,16	4,23	3,70
EBITDA/Juros (b/c)	2,35	2,53	2,69

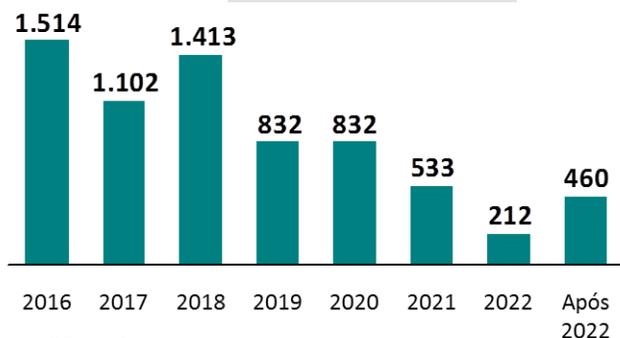
INDEXADORES DA DÍVIDA



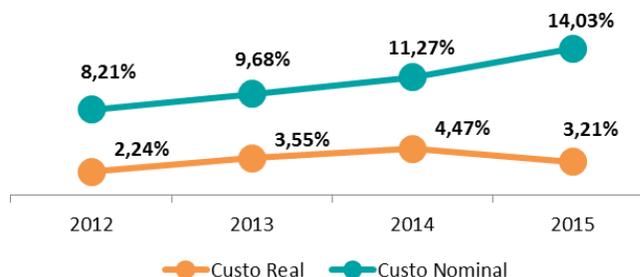
Ratings	Escala		Data de Publicação
	Nacional	Internacional	
Fitch	A+	-	08/12/2015
Standard & Poors	brA/Negativa/brA-2	-	23/12/2015
Moody's	A2.br	Ba3	25/02/2016

AMORTIZAÇÃO* (R\$ MM)

Prazo médio: 3,6 anos



EVOLUÇÃO DO CUSTO DA DÍVIDA



3.6 Resultado Líquido

Lucro Líquido Consolidado (R\$ MM)	4T15	4T14	Var.%	2015	2014	Var.%
Distribuição	(3,7)	367,0	-101,0%	(39,2)	349,1	-111,2%
Geração	(83,6)	145,4	-157,5%	15,3	267,7	-94,3%
Comercialização e Serviços	21,3	11,7	81,8%	80,5	58,6	37,3%
Outros e eliminações	(5,0)	(4,0)	23,9%	(18,8)	(12,5)	50,4%
Total	(71,0)	520,1	-113,7%	37,8	662,8	-94,3%
Margem Líquida (%)	-	17,4%	-	0,4%	8,0%	-1,0 p.p.

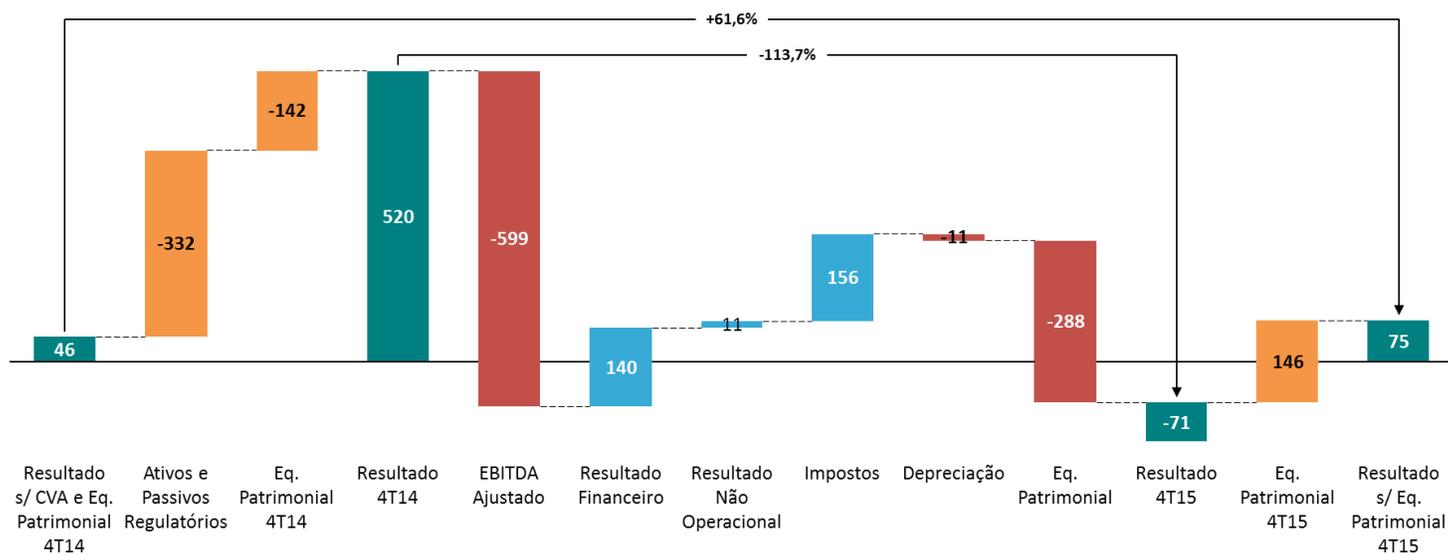
A Light registrou redução de 113,7% no resultado em comparação ao 4T14. A variação entre os trimestres pode ser explicada pelo: (i) reconhecimento, no 4T14, de R\$ 331,8 milhões referentes ao saldo da CVA, após impostos, de períodos anteriores, (ii) resultado de equivalência patrimonial positivo em R\$ 142,1⁶ milhões, no 4T14, e (iii) resultado de equivalência patrimonial negativo em R\$ 145,7⁷ milhões no 4T15. Desconsiderando esses efeitos, haveria aumento de 61,6% no resultado do período, explicado pela melhora no resultado financeiro.

No ano, o resultado foi 94,3% abaixo de 2014, explicado pelos mesmos efeitos que impactaram a variação entre os trimestres. Ajustando o resultado, a queda seria de 46,6%, explicada pelo aumento no PMSO e piora no resultado financeiro.

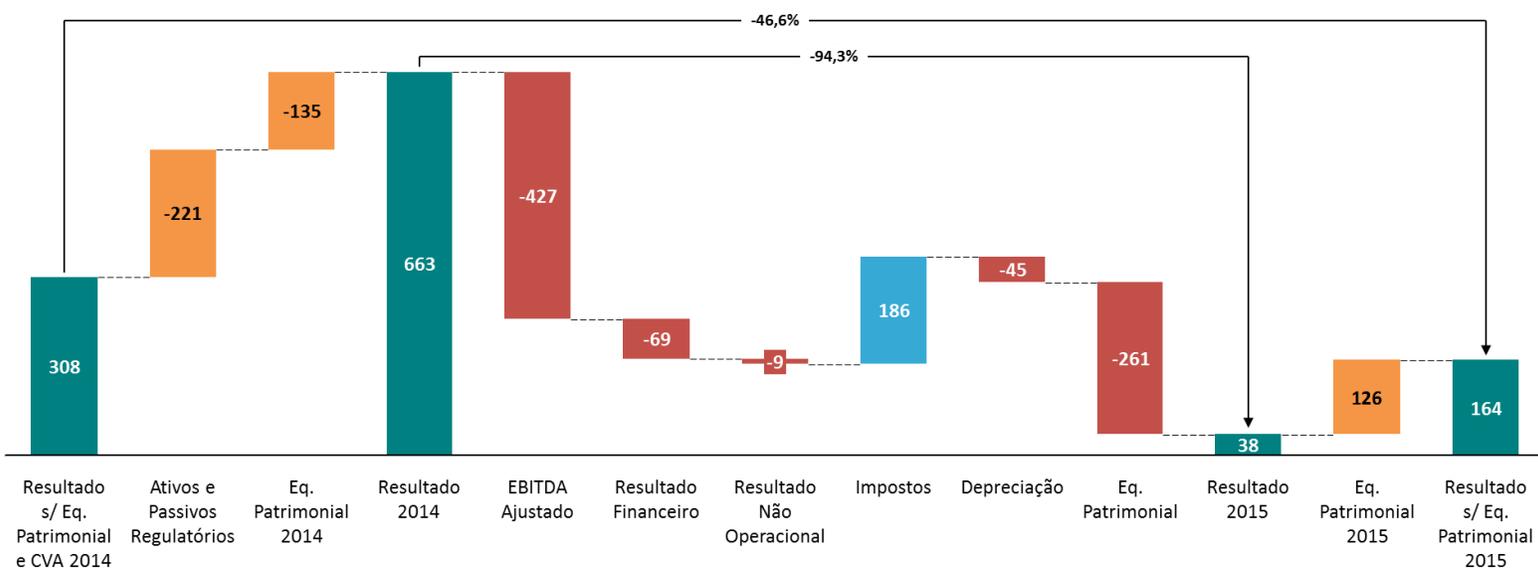
⁶ Em 27 de outubro de 2014, a fim de concluir a entrada da Cemig GT no capital da Renova, foi realizado aumento de capital por meio da emissão de novas ações ao preço de emissão de R\$17,7789/ação, ou R\$ 53,3367/unit. Assim, a participação da Light Energia na Renova foi reduzida de 21,9% para 15,9% do capital social total, mas a operação representou um ganho de equivalência patrimonial na Geradora de R\$ 143,2 milhões no 4T14.

⁷ Dos R\$141,1 milhões referentes ao resultado negativo da equivalência patrimonial, R\$ 48,6 milhões são referentes à provisão a valor justo das ações da Renova Energia na Terraform Global e R\$ 49,4 milhões referentes à amortização do ágio do ativos alienados do LER 2009. Na participação na Guanhães Energia, houve resultado negativo de equivalência em R\$ 43,5 milhões, sendo R\$ 19 milhões referentes à provisão para *impairment* e R\$ 16 milhões referentes à baixa do ágio. Foi reconhecido um impacto de R\$ 4,6 milhões referente a Norte Energia em decorrência de uma investigação corporativa independente contratada pela Eletrobras para apurar eventuais irregularidades no empreendimento.

RESULTADO LÍQUIDO AJUSTADO 4T14 / 4T15 (R\$ MM)



RESULTADO LÍQUIDO AJUSTADO 2014 / 2015 (R\$ MM)



3.7 Investimentos

CAPEX (R\$MM)	2015	Partic. %	2014	Partic. %	Var %
Distribuição	773,9	86,7%	932,1	88,4%	-17,0%
<i>Reforço da rede e expansão</i>	408,2	52,7%	548,9	58,9%	-25,6%
<i>Perdas</i>	358,9	46,4%	359,7	38,6%	-0,2%
<i>Outros</i>	6,9	0,9%	23,4	2,5%	-70,5%
Administração	52,3	5,9%	57,0	5,4%	-8,2%
Comerc./ Eficiência Energética	10,4	1,2%	15,8	1,5%	-34,2%
Geração	56,3	6,3%	49,2	4,7%	14,4%
Total	892,9	100,0%	1.054,0	100,0%	-15,3%
Aportes	51,0		52,8		-3,4%
<i>Belo Monte</i>	41,1	-	34,4	-	19,5%
<i>Itaocara</i>	9,9	-	1,6	-	518,8%
<i>Axxiom</i>	0,0	-	16,8	-	
Total do Investimento (incluindo aportes)	943,9		1.106,9		-14,7%

O segmento de distribuição concentrou o maior volume de investimentos, R\$ 773,9 milhões (representando 86,7% do total), apresentando uma redução de 17,0% frente ao valor investido no ano de 2014. Dentre os investimentos realizados, se destacam: (i) o desenvolvimento de redes de distribuição e expansão, num montante de R\$ 408,2 milhões, com o intuito de atender ao crescimento de mercado, aumentar a robustez da rede e melhorar a qualidade, dos quais R\$ 88,9 milhões foram destinados a investimentos específicos para os Jogos Olímpicos Rio 2016 nesse período, (ii) o avanço no projeto de combate às perdas de energia (blindagem de rede, sistema de medição eletrônica e regularização de fraudes), no qual foi investido o montante de R\$ 358,9 milhões.

Os investimentos em geração cresceram 14,4%, principalmente em função do início das obras da PCH Lajes.

4. Fluxo de Caixa

R\$ MM	4T15	4T14	2015	2014
Caixa e Equivalentes de Caixa no Início do Período (1)	145,3	376,2	401,1	546,4
Lucro Líquido	(66,5)	520,1	42,4	662,8
IR/CS	(141,1)	142,1	(121,8)	134,6
Lucro Líquido antes IR e CS	(33,9)	713,0	124,2	935,1
PCLD	53,2	36,3	153,2	127,5
Depreciação e Amortização	119,5	108,6	459,4	414,8
Perda (ganho) na venda de intangível / Valor residual do ativo imobilizado baixado	16,9	1,3	45,9	11,6
Perdas (ganhos) cambiais de atividades financeiras	(27,4)	99,2	788,5	157,1
Juros e Variações monetárias líquidas	201,4	161,9	672,7	567,6
Braslight	2,4	-	5,2	3,5
Complemento/ reversão de provisões	74,9	40,3	124,4	81,6
Resultado de Equivalência Patrimonial	145,7	(142,1)	126,4	(134,6)
Remuneração de Ativo Financeiro da Concessão	(143,4)	(36,4)	(265,4)	(68,4)
Constituição e atualização da Parcela A e outros itens financeiros	(40,1)	(1.114,2)	(1.134,5)	(1.114,2)
Outros	9,1	(46,2)	(520,6)	(21,6)
Subtotal	378,2	(178,3)	579,6	960,1
Capital de Giro	(69,0)	309,2	(973,4)	320,8
Contingências	(16,6)	(28,4)	(81,8)	(92,7)
Tributos	149,2	233,6	22,8	216,9
Parcela A e outros itens financeiros	170,1	-	1.637,0	-
Braslight	-	0,1	-	0,1
Subvenção CDE e CCRBT	43,9	169,0	-	-
Outros	315,6	(45,5)	535,0	(65,1)
IR/CS pagos	(18,4)	(35,7)	(106,3)	(157,4)
Juros pagos	(270,8)	(295,3)	(633,4)	(593,7)
Caixa Líquido Gerado pelas Operações (2)	682,0	128,4	979,5	585,5
Financiamentos Obtidos	182,3	788,9	829,2	1.992,8
Dividendos	(116,4)	(364,8)	(116,4)	(364,8)
Amortização de Empréstimos, Financiamento e Debêntures	(298,6)	(1.084,1)	(668,9)	(1.389,6)
Amortização de Dívida Contratual com Plano de Pensão	-	-	-	(1.224,7)
Atividade de Financiamento (3)	(232,7)	(660,1)	43,9	(986,3)
Imobilizado/Intangível/Ativo Financeiro	(309,9)	(289,6)	(883,2)	(832,9)
Aplicações/Aquisições no Investimento	(7,6)	(22,6)	(41,1)	(51,2)
Resgate de Aplicações Financeiras	170,4	-	610,2	1.224,7
Aplicações Financeiras	-	868,9	(662,9)	(85,1)
Atividade de Investimento (4)	(147,2)	556,6	(977,0)	255,5
Caixa e Equivalentes de Caixa no Final do Período (1+2+3+4)	447,4	401,1	447,4	401,1
Varição de Caixa e Equivalentes de Caixa (2+3+4)	302,1	25,0	46,3	(145,3)

Nesse trimestre, o caixa operacional foi R\$ 553,6 milhões acima do 4T14, influenciado principalmente pelo recebimento da parcela A e outros itens financeiros. Em relação ao 4T15, houve uma redução de 64,7% nas atividades de financiamento devido ao menor volume de amortização. As atividades de investimento apresentaram uma redução de R\$ 703,8 milhões no 4T15 em função do resgate de aplicação financeira no 4T14.

5. Mercado de Capitais

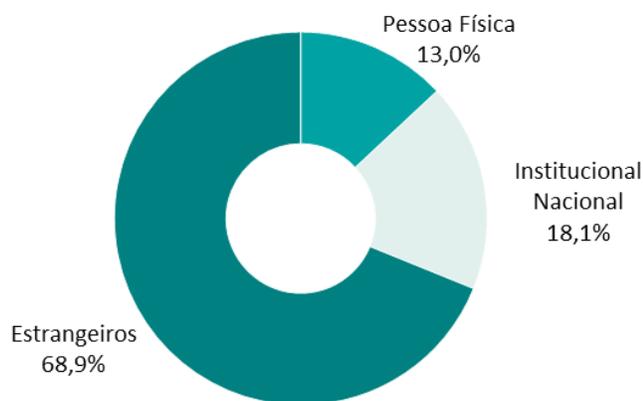
As ações da Light S.A. (LIGT3) estavam cotadas a R\$ 9,90 ao final de dezembro de 2015. O valor de mercado (nº de ações x valor da ação) da Companhia encerrou o trimestre em aproximadamente R\$ 2.019 milhões.

BM&F BOVESPA (mercado à vista) - LIGT3				
Média Diária	4T15	4T14	2015	2014
Quantidade títulos (Mil)	732	678	879	828
Nº de Negócios	2.941	3.548	3.917	3.456
Volume Negociado (R\$ Milhões)	8,4	13,4	12,5	16,3
Cotação por ação (fechamento)*	R\$ 9,90	R\$ 17,02	R\$ 9,90	R\$ 17,02
Valorização da LIGT3	-38,7%	-17,7%	-38,7%	-15,3%
Valorização do IEE	-8,7%	-1,6%	-8,7%	3,5%
Valorização do Ibovespa	-13,3%	-7,6%	-13,3%	-2,9%

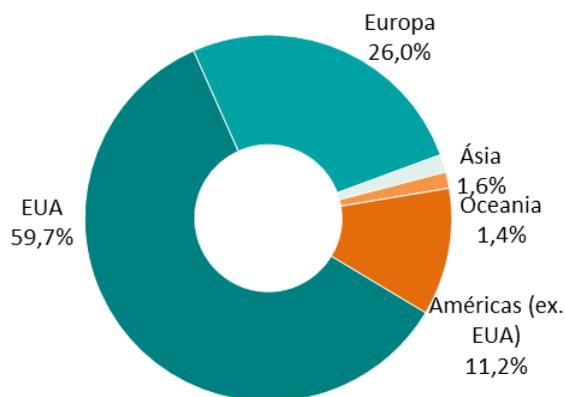
* Ajustada por proventos

Os gráficos abaixo mostram o perfil dos detentores das ações em circulação da Companhia em dezembro de 2015:

Composição do Free Float*



Estrangeiros



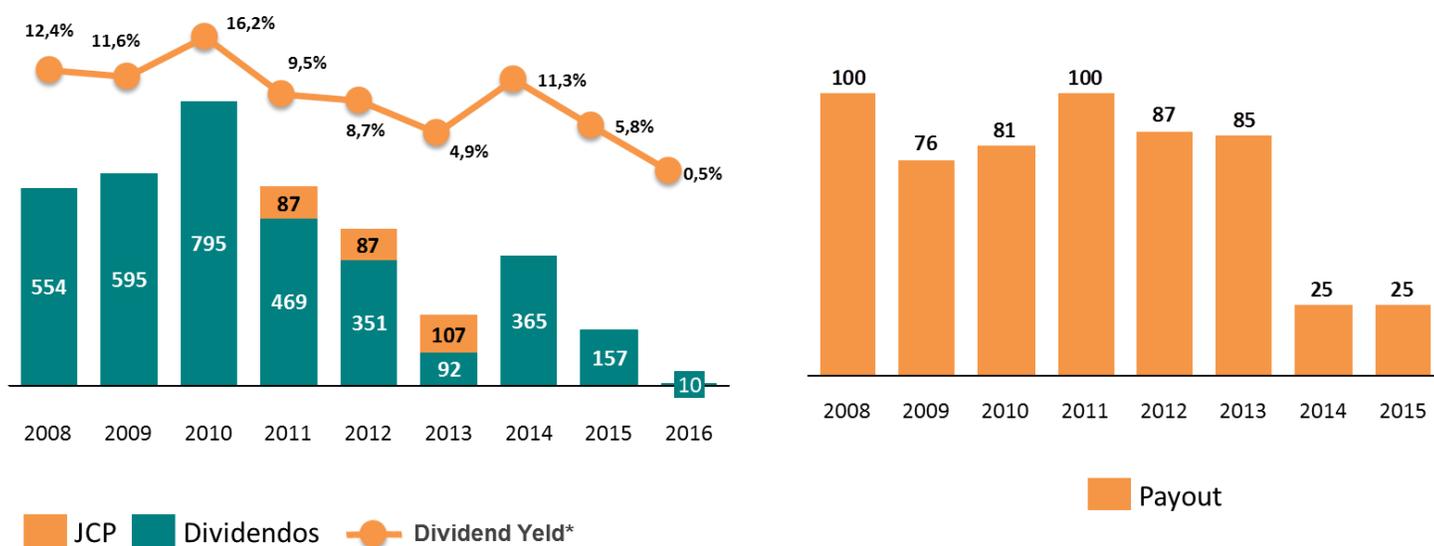
* Não considera a participação da BNDESPAR

Dividendos

No dia 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, que representam um dividend yield de 0,5% e correspondem a 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. A proposta de distribuição será submetida à aprovação em Assembleia Geral.

Dividendos pagos, dividend yield e Payout



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

6. Eventos Recentes

a) As principais operações financeiras no período de 2016 foram:

- Em 02 de fevereiro de 2016, foi realizada a rolagem da Operação 4131 da controlada Light SESA com o Santander, no montante de R\$120.000. A dívida vence no dia 1º de fevereiro de 2017 e tem taxa de juros de CDI + 4,01% a.a.
- Em 11 de março de 2016, foi realizada a rolagem parcial da Operação 4131 da controlada Light SESA com o Tokyo, no montante de R\$109.000. A dívida vence no dia 11 de março de 2017 e tem taxa de juros de CDI + 4,28% a.a.
- Em 10 de junho de 2016 foi realizada a rolagem integral da 3ª emissão da nota promissória 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 19 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.
- 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.

b) Os principais aportes de capital nas controladas e controladas em conjunto no período de 2016 foram:

- Abaixo, quadro com os principais aportes efetuados na controlada em conjunto Amazônia Energia no período de 2016.

Data do aporte	Valor do aporte	Data do aporte	Valor do aporte
08.01.2016	14.699	10.06.2016	10.962
04.02.2016	12.706	07.07.2016	7.474
04.03.2016	14.948	08.08.2016	8.346
06.05.2016	11.211	25.10.2016	5.979

- 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 12 de julho de 2016, a Companhia efetuou aporte, no montante de R\$7.474, na controlada em conjunto Amazônia Energia.
- 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.

c) Não adesão por partes da controlada Light Energia e da controlada em conjunto Lightger à proposta de repactuação do risco hidrológico

Em janeiro de 2016, após a avaliação dos vários cenários do Preço de Liquidação das Diferenças (“PLD”) conjugados com as obrigações e os direitos definidos pela Resolução Normativa da Aneel 684/2015, a Companhia decidiu por não aderir à proposta de repactuação do risco hidrológico no Ambiente de Contratação Livre (“ACL”), conforme condições estabelecidas.

d) 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.

e) 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.

f) Indicador de perdas técnicas estabelecidas na 3ª Revisão Tarifária Periódica

Em 26 de julho de 2016, a Aneel definiu que o valor das perdas técnicas da controlada Light SESA será de 7,2% sobre a Carga Fio para fins de verificação do cumprimento das perdas não-técnicas (12 meses) da distribuidora em agosto de 2015, agosto de 2016 e agosto de 2017, conforme metas estabelecidas na 3ª Revisão Tarifária Periódica (Resolução Homologatória 1.650/2013). A controlada Light SESA entende ser imprescindível considerar a evolução real das perdas técnicas da Alta Tensão. Neste sentido, a controlada Light SESA enviará pedido de esclarecimento para a Aneel com algumas considerações sobre a decisão do regulador.

g) Pedido de sobrestamento do requerimento de RTP e início do processo negocial para adesão ao novo contrato de concessão

Em 05 de fevereiro de 2016, a controlada Light SESA protocolou requerimento solicitando à Diretoria Colegiada da Aneel a Revisão Tarifária Extraordinária de suas tarifas, conforme prevê a Subcláusula Nona da Cláusula Sétima de seu Contrato de Concessão, em razão de comprovado desequilíbrio

econômico-financeiro de sua concessão. Tal desequilíbrio foi causado por questões alheias à gestão da controlada Light SESA, principalmente: (i) a redução de sua margem (Parcela B) causada pelo aumento relevante dos itens da Parcela A, que majorou significativamente os prejuízos causados pela inadimplência e pelo furto de energia, além das perdas financeiras causadas pelo saldo expressivo da CVA; e (ii) a obrigação de realizar investimentos vultosos extraordinários direta e indiretamente relacionados aos Jogos Olímpicos Rio 2016, cuja remuneração só ocorreria a partir da próxima Revisão Tarifária Periódica, prevista para novembro de 2018.

Em 26 de setembro de 2016, a controlada Light SESA protocolou na Aneel um pedido formal para o início de processo negocial de Revisão Tarifária, nos termos do Despacho n 2.194, de 16 de agosto de 2016, segundo o qual a Aneel decidiu por aprovar “minuta de termo aditivo ao contrato de concessão de distribuição de energia elétrica, de caráter opcional, para as concessionárias que não tiveram os contratos prorrogados nos termos da Lei nº 12.783/2013”. Em 03 de outubro de 2016, a Light SESA protocolou o Laudo de Avaliação de Ativos da Base de Remuneração Regulatória para fins da Revisão Tarifária, na forma estabelecida pelo Submódulo 2.3 do Módulo 2 do PRORET homologado pela Resolução Normativa nº 686/2015, que será apreciado e fiscalizado pela Aneel dentro deste processo.

h) Compromisso de exclusividade para venda da controlada Itaocara S.A.

Em 28 de outubro, a Companhia firmou compromisso de exclusividade com a EDF S.A. visando à análise de potencial transação relacionada à aquisição da participação de 51% no capital social da UHE Itaocara S.A., na qual estabelece o compromisso de aceitar uma possível oferta vinculante e incondicional da EDF, caso seja esta realizada oportunamente em condições no mínimo idênticas às estabelecidas na oferta não-vinculante, realizada anteriormente. A concretização dessa transação estará sujeita à obtenção de todas as aprovações regulatórias necessárias e demais condições precedentes usuais para esse tipo de operação.

i) 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.

j) Capital circulante negativo Capacidade de continuidade operacional da Renova Energia

Em 08 de novembro de 2016, a controlada em conjunto Renova Energia divulgou suas Informações intermediárias do terceiro trimestre de 2016, onde foi apresentado um capital circulante negativo de R\$1.450.975. Os principais motivos para o atual cenário são: (i) operações de compra de energia para honrar os compromissos relacionados ao atraso da entrada em operação dos parques eólicos; (ii) investimentos relevantes que estão sendo alocados na construção dos parques do Alto Sertão III e (iii) atraso na liberação do financiamento de longo prazo junto ao BNDES. Diante deste cenário, a Companhia vem executando diversas ações com o objetivo de reequilibrar sua estrutura de liquidez e de geração de caixa, como reestruturação dos gastos administrativos e contratação de financiamento de longo prazo junto ao BNDES.

7. Programa de Divulgação

Divulgação dos Resultados

Teleconferência

29/03/2015, terça-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

Informações Financeiras Selecionadas - R\$ milhões

LIGHT SESA	4T15	4T14	Var.%	2015	2014	Var.%
Receita Operacional Líquida	2.366,3	3.076,2	-23,1%	9.750,9	8.248,9	18,2%
Despesa Operacional	(2.370,1)	(2.412,7)	-1,8%	(9.345,7)	(7.331,8)	27,5%
EBITDA Ajustado	100,3	757,0	-86,8%	803,5	1.273,7	-36,9%
Resultado Financeiro	11,0	(85,0)	-113,0%	(414,6)	(350,1)	18,4%
Resultado Não Operacional	(13,7)	(24,0)	-42,9%	(50,8)	(40,7)	24,8%
Resultado antes do IR e CS	(6,4)	554,5	-101,2%	(60,3)	526,2	-111,5%
Lucro/Prejuízo Líquido	(3,7)	367,0	-101,0%	(39,2)	349,1	-111,2%
Margem EBITDA*	4,7%	27,3%	-22,6 p.p.	9,1%	17,4%	-8,3 p.p.

* Não considera receita de construção

LIGHT ENERGIA	4T15	4T14	Var.%	2015	2014	Var.%
Receita Operacional Líquida	131,3	124,8	5,2%	567,9	581,5	-2,3%
Despesa Operacional	(43,6)	(86,0)	-49,3%	(253,7)	(281,6)	-9,9%
EBITDA Ajustado	101,6	52,4	93,9%	369,6	354,1	4,4%
Resultado Financeiro	1,3	(36,9)	-103,4%	(112,7)	(105,4)	6,9%
Resultado Não Operacional	(0,2)	(0,3)	-33,3%	0,1	(0,4)	-119,2%
Resultado antes do IR e CS	88,8	1,5	5820,0%	201,6	194,1	3,9%
Equivalência Patrimonial	(142,8)	143,9	-199,3%	(117,8)	137,6	-185,6%
Lucro/Prejuízo Líquido	(83,6)	145,4	-157,5%	15,3	267,7	-94,3%
Margem EBITDA	77,4%	42,0%	35,4 p.p.	65,1%	60,9%	4,2 p.p.

LIGHT ESCO E LIGHT COM	4T15	4T14	Var.%	2015	2014	Var.%
Receita Operacional Líquida	214,5	221,1	-3,0%	867,7	899,2	-3,5%
Despesa Operacional	(190,9)	(205,1)	-6,9%	(763,0)	(813,8)	-6,2%
EBITDA Ajustado	25,0	17,3	44,5%	110,3	89,5	23,2%
Resultado Financeiro	7,0	2,0	250,0%	13,7	12,0	14,2%
Resultado Não Operacional	0,7	(0,2)	-500,6%	0,7	(7,2)	-109,8%
Resultado antes do IR e CS	31,3	17,7	76,8%	119,1	90,0	32,3%
Equivalência Patrimonial	-	(0,1)	-	-	(0,1)	-
Lucro Líquido	21,3	11,7	82,1%	80,5	58,6	37,4%
Margem EBITDA	11,7%	7,8%	3,9 p.p.	12,7%	10,0%	2,7 p.p.

ANEXO II

Informações Financeiras Seleccionadas Consolidadas⁸ - R\$ milhões

Consolidado - R\$ MM	4T15	4T14	Var.%	2015	2014	Var.%
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	2.582,3	3.287,8	-21,5%	10.647,3	9.200,8	15,7%
DESPESA OPERACIONAL	(2.477,6)	(2.573,1)	-3,7%	(9.835,1)	(7.916,5)	24,2%
PMSO	(274,4)	(233,9)	17,3%	(985,8)	(913,7)	7,9%
Pessoal	(91,4)	(68,7)	33,0%	(340,5)	(302,1)	12,7%
Material	(6,2)	(8,1)	-23,5%	(18,2)	(27,0)	-32,6%
Serviço de Terceiros	(131,1)	(130,8)	0,2%	(479,1)	(451,8)	6,0%
Outras	(45,7)	(26,3)	73,8%	(148,1)	(132,7)	11,6%
Energia Comprada	(1.716,2)	(1.838,1)	-6,6%	(7.160,9)	(5.431,3)	31,8%
Depreciação	(119,5)	(108,6)	10,0%	(459,4)	(414,8)	10,8%
Provisões	(138,1)	(86,3)	60,0%	(292,1)	(216,3)	35,0%
Custo de Construção	(229,4)	(306,1)	-25,1%	(936,8)	(940,5)	-0,4%
EBITDA AJUSTADO	224,2	823,3	-72,8%	1.271,7	1.699,1	-25,2%
RESULTADO FINANCEIRO	20,2	(119,4)	-116,9%	(511,6)	(442,5)	15,6%
Receita Financeira	276,0	200,8	37,5%	1.375,3	360,5	281,5%
Despesa Financeira	(255,8)	(320,2)	-20,1%	(1.886,9)	(803,0)	135,0%
Resultado Não Operacional	(13,1)	(24,5)	-46,4%	(50,1)	(41,3)	21,2%
Receita Não Operacional	0,7	-	-	1,3	0,2	650,6%
Despesa Não Operacional	(13,8)	(24,5)	-43,6%	(51,3)	(41,5)	23,8%
RESULTADO ANTES DOS IMPOSTOS	111,7	570,9	-80,4%	250,6	800,5	-68,7%
IR/CS	(32,3)	(26,7)	21,0%	(64,0)	(116,2)	-44,9%
IR/CS DIFERIDO	(4,7)	(166,1)	-97,2%	(22,4)	(156,1)	-85,7%
EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL	(145,7)	142,1	-202,5%	(126,4)	134,6	-193,9%
LUCRO/PREJUÍZO LÍQUIDO	(71,0)	520,1	-113,7%	37,8	662,8	-94,3%

Conciliação do EBITDA CVM:

	EBITDA CVM R\$ MM	4T15	4T14	Var.%	2015	2014	Var.%
A	Lucro/Prejuízo Líquido	(71,0)	520,1	-113,7%	37,8	662,8	-94,3%
B	IR/CS	(32,3)	(26,7)	21,0%	(64,0)	(116,2)	-44,9%
C	IR/CS DIFERIDO	(4,7)	(166,1)	-97,2%	(22,4)	(156,1)	-85,7%
A - (B + C)	EBT	(33,9)	713,0	-104,8%	124,2	935,1	-86,7%
D	Depreciação e Amortização	(119,5)	(108,6)	10,0%	(459,4)	(414,8)	10,8%
E	Despesa Financeira Líquida	20,2	(119,4)	-116,9%	(511,6)	(442,5)	15,6%
(A) + (B) + (C) + (D) + (E)	EBITDA CVM	65,4	940,9	-93,0%	1.095,2	1.792,4	-38,9%

⁸ As demonstrações financeiras consolidadas incluem a Light S.A. e suas controladas e coligadas. Nestas demonstrações financeiras foram eliminadas as participações entre as empresas consolidadas, os saldos de contas a receber e a pagar, as receitas e as despesas entre as empresas.

ANEXO III

Balanço Patrimonial Consolidado - R\$ milhões

ATIVO	30/12/2015	31/12/2014
Circulante	3.976,2	2.955,3
Caixa e equivalentes de caixa	447,4	401,1
Títulos e valores mobiliários	74,7	104,7
Contas a receber	2.199,2	1.380,7
Estoques	35,0	34,0
Tributos a recuperar	176,7	120,2
Parcela A e outros itens financeiros	568,7	577,5
Despesas pagas antecipadamente	25,0	14,9
Outros ativos circulantes	449,6	322,2
Não Circulante	10.925,2	10.678,9
Contas a Receber	218,5	211,5
Tributos Diferidos	496,9	473,8
Despesas Antecipadas	0,2	0,0
Parcela A e outros itens financeiros	43,0	536,7
Ativo financeiro de concessões	2.932,8	2.446,4
Outros Ativos Não Circulantes	715,2	534,8
Investimentos	749,6	826,6
Imobilizado	1.709,6	1.705,1
Intangível	4.059,2	3.943,9
Ativo Total	14.901,4	13.634,2
PASSIVO	30/12/2015	31/12/2014
Circulante	4.399,4	2.924,8
Fornecedores	1.449,6	1.560,4
Obrigações Fiscais	372,1	289,1
Empréstimos e Financiamentos	1.629,2	482,2
Debêntures	215,0	97,7
Outras Obrigações	682,3	338,0
Dividendos e JCP a pagar	51,1	157,4
Não Circulante	6.837,0	7.080,8
Empréstimos e Financiamentos	2.547,98	2.729,32
Debêntures	3.182,24	3.273,15
Outras Obrigações	297,2	342,9
Tributos Diferidos	268,1	222,7
Provisões	541,4	512,8
Patrimônio Líquido	3.665,1	3.628,6
Capital Social Realizado	2.225,8	2.225,8
Reservas de Lucros	1.138,0	1.090,7
Ajustes de Avaliação Patrimonial	390,3	409,8
Outros resultados abrangentes	(89,0)	(97,7)
Lucros/Prejuízos Acumulados	-	-
Passivo Total	14.901,4	13.634,2

ANEXO IV

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 4T15	RENOVA 15,87%	GUANHÃES 51%	LIGHTGER 51%	AXXIOM 51%	AMAZÔNIA 25,5%	SPE OLIMPICA 50,1%	TOTAL
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	12,4	-	1,2	7,3	-	45,8	
DESPESA OPERACIONAL	(18,5)	2,1	(0,3)	(7,9)	(0,1)	(41,4)	
RESULTADO OPERACIONAL	(6,0)	2,1	0,9	(0,6)	(0,1)	4,4	
EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL (Subsidiária)	17,7	-	-	-	(2,3)	(0,4)	
GANHO NA VENDA DE ATIVOS	(42,7)	-	-	-	-	-	
EBITDA	11,8	2,1	0,9	(0,5)	(2,4)	4,0	
RESULTADO FINANCEIRO	1,4	(10,2)	(0,9)	-	0,0	(0,2)	
RESULTADO ANTES DOS IMPOSTOS	(44,9)	(8,0)	0,1	(0,6)	(5,2)	3,8	
IRPJ / CSSL	(4,9)	(0,0)	(0,2)	0,4	-	(1,3)	
LUCRO/PREJUÍZO LÍQUIDO	(49,9)	(8,0)	(0,2)	(0,2)	(5,2)	2,5	
REALIZAÇÃO DO ÁGIO	(49,4)	(35,4)	-	-	-	-	
OUTROS	-	-	-	(0,0)	0,1	-	
EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL	(99,3)	(43,4)	(0,2)	(0,2)	(5,1)	2,5	(145,7)

Consolidado - R\$ MM 2015	RENOVA 15,87%	GUANHÃES 51%	LIGHTGER 51%	AXXIOM 51%	AMAZÔNIA 25,5%	SPE OLIMPICA 50,1%	TOTAL
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	65,0	-	3,7	30,1	-	45,8	
DESPESA OPERACIONAL	(54,9)	(0,2)	(1,0)	(29,6)	(0,4)	(41,4)	
RESULTADO OPERACIONAL	10,2	(0,2)	2,7	0,5	(0,4)	4,4	
EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL (Subsidiária)	(0,6)	-	-	-	(5,8)	(0,4)	
GANHO NA VENDA DE ATIVOS	56,1	-	-	-	-	-	
EBITDA	10,1	(0,2)	2,7	0,5	(6,2)	4,0	
RESULTADO FINANCEIRO	(21,0)	(17,1)	(3,3)	-	0,0	(0,2)	
RESULTADO ANTES DOS IMPOSTOS	44,8	(17,4)	(0,6)	0,5	(6,2)	3,8	
IRPJ / CSSL	(32,9)	(0,0)	(0,9)	(0,0)	-	(1,3)	
RESULTADO LÍQUIDO	11,8	(17,4)	(1,5)	0,4	(6,2)	2,5	
REALIZAÇÃO DO ÁGIO	(49,4)	(35,4)	-	-	-	-	
OUTROS	(5,4)	(22,2)	-	(0,1)	(3,6)	-	
EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL	(42,9)	(74,9)	(1,5)	0,3	(9,9)	2,5	(126,4)

ANEXO V

Reajuste Tarifário

O processo de reajuste tarifário anual consiste no repasse aos consumidores dos custos não-gerenciáveis da concessão (Parcela A - compra de energia, encargos setoriais e encargos de transmissão), e na atualização dos custos gerenciáveis (Parcela B - distribuição) pela variação do IGP-M subtraída do Fator X, que repassa aos consumidores os ganhos de produtividade anuais da concessionária.

Em 05 de novembro de 2015, foi aprovado o reajuste tarifário médio de 16,78%. Na ocasião, o reajuste da Parcela A foi de 19,4%, explicado principalmente pela (i) variação no custo com a compra de energia, em 18,0%, influenciada principalmente pela desvalorização do real frente ao dólar, que impactou a tarifa de energia proveniente de Itaipu; e (ii) elevação da Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, em 35,0%, decorrente da inclusão do pagamento do empréstimo referente à Conta-ACR. O preço médio de repasse dos contratos de compra de energia (Pmix) foi definido em 183,09 R\$/MWh.

O reajuste da Parcela B (que efetivamente fica com a Light para cobrir seus custos e remunerar seus investimentos) refletiu a variação acumulada do IGP-M no período de novembro de 2014 a outubro de 2015, de 10,09%, deduzida do Fator X, de 0,72%, resultando em um percentual final de 9,37%. No cálculo do Fator X, foi considerada a melhoria em 26,88% nos indicadores de qualidade, DEC e FEC, entre 2013 e 2014 reduzindo o Fator X em 0,50%, de 1,22% para 0,72%.

ANEXO VI

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; (iii) o encargo setorial CFURH - Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos como encargo do consumidor, ao invés de apresentá-lo como custo operacional. Tal alteração não gerou impacto no lucro líquido da Companhia.

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

DRE Consolidada - R\$ MM	4T14 Publicado	Ajustes	4T14 Reclassificado
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	3.294,7	(6,9)	3.287,8
DESPESA OPERACIONAL	(2.587,1)	14,0	(2.573,1)
PMSO	(235,8)	1,9	(233,9)
Pessoal	(68,7)		(68,7)
Material	(8,1)		(8,1)
Serviço de Terceiros	(130,8)		(130,8)
Outras	(28,2)	1,9	(26,3)
Energia Comprada	(1.850,2)	12,1	(1.838,1)
Depreciação	(108,6)		(108,6)
Provisões	(86,3)		(86,3)
Custo de Construção	(306,1)		(306,1)
EBITDA Ajustado	816,3	7,1	823,3
RESULTADO FINANCEIRO	(112,3)	(7,1)	(119,4)
Receita Financeira	192,5		192,5
Despesa Financeira	(304,9)	(7,1)	(311,9)
Resultado Não Operacional	(24,5)		(24,5)
RESULTADO ANTES DOS IMPOSTOS	570,9		570,9
IR/CS	(26,7)		(26,7)
IR/CS DIFERIDO	(166,1)		(166,1)
EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL	142,1		142,1
LUCRO/PREJUÍZO LÍQUIDO	520,1		520,1

DRE Consolidada - R\$ MM	2014 Publicado	Ajustes	2014 Reclassificado
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	9.230,4	(29,5)	9.200,8
DESPESA OPERACIONAL	(7.921,8)	12,3	(7.909,5)
PMSO	(902,2)	(4,4)	(906,6)
Pessoal	(302,1)		(302,1)
Material	(27,0)		(27,0)
Serviço de Terceiros	(451,8)		(451,8)
Outras	(121,3)	(4,4)	(125,7)
Energia Comprada	(5.448,0)	16,7	(5.431,3)
Depreciação	(414,8)		(414,8)
Provisões	(216,3)		(216,3)
Custo de Construção	(940,5)		(940,5)
EBITDA Ajustado	1.723,4	(17,3)	1.706,1
RESULTADO FINANCEIRO	(459,7)	17,3	(442,5)
Receita Financeira	442,9		442,9
Despesa Financeira	(902,7)	17,3	(885,4)
Resultado Não Operacional	(48,3)		(48,3)
RESULTADO ANTES DOS IMPOSTOS	800,5		800,5
IR/CS	(120,3)		(120,3)
IR/CS DIFERIDO	(152,0)		(152,0)
EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL	134,6		134,6
LUCRO/PREJUÍZO LÍQUIDO	662,8		662,8

ANEXO VII

Projetos de Geração

Parque Gerador Atual					
Usinas Hidrelétricas Existentes	Capacidade Instalada (MW)*	Energia Assegurada (MWm)*	Início Operacional	Ano de Vencimento da Concessão / Autorização	% de Participação da Light
Fontes Nova	132	104	1942	2026	100%
Nilo Peçanha	380	335	1953	2026	100%
Pereira Passos	100	51	1962	2026	100%
Ilha dos Pombos	187	115	1924	2026	100%
Santa Branca	56	32	1999	2026	100%
Elevatórias	-	(87)	-	-	-
PCH Paracambi	13	10	2012	2031	51%
Renova	88	35	2008	2033	15,87%
Total	955	595			
Projetos de Expansão da Geração					
Novos Projetos	Capacidade Instalada (MW)*	Energia Assegurada (MWm)*	Início Operacional	Ano de Vencimento da Concessão / Autorização	% de Participação da Light
PCH Lajes	17	15	mai-16	2026	100%
Belo Monte	280	114	2016	2045	2,49%
Itaocara	77	48	2018	2050	51%
Guanhães	22	13			51%
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	335	137			15,87%
A-3 2011	16	8	dez-15	2047	-
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	731	327			

*Participação proporcional da Light

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
- ✓ **CCEAR-D** - Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado na modalidade por disponibilidade
- ✓ **CCRBT** - Conta Centralizadora de Recursos da Bandeira Tarifária
- ✓ **CCVA** - Contrato de Compra e Venda de Ações
- ✓ **CDE** - Conta de Desenvolvimento Energético
- ✓ **CFURH** - Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos
- ✓ **Conta-ACR** - Conta no Ambiente de Contratação Regulada
- ✓ **CONER** - Conta de Energia de Reserva
- ✓ **CVA** - Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da “Parcela A”
- ✓ **CVM** - Comissão de Valores Mobiliários
- ✓ **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
- ✓ **MCSD** - Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits
- ✓ **MME** - Ministério de Minas e Energia
- ✓ **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

- ✓ **SMC** - Sistema de Medição Centralizada
- ✓ **SPE** - Sociedade de Propósito Específico
- ✓ **TUST** - Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão
- ✓ **UPP** - Unidades de Polícia Pacificadora
- ✓ **UTE** - Usina Térmica