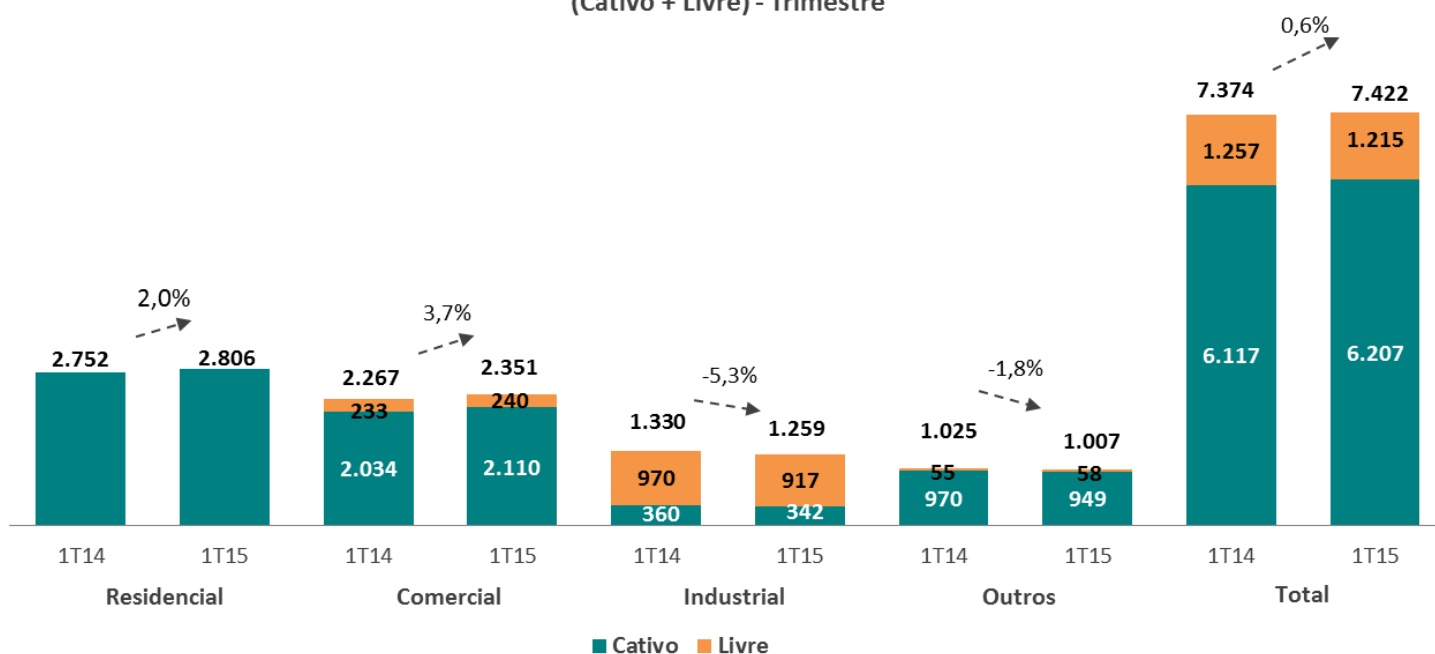


Rio de Janeiro, 08 de maio de 2015.

LIGHT SERVIÇOS DE ELETRICIDADE S.A. 1º TRIMESTRE DE 2015

1. Desempenho Operacional

Consumo de Energia Total (GWh)
(Cativo + Livre) - Trimestre



O consumo total de energia na área de concessão da Light SESA (clientes cativos + transporte de clientes livres) no 1T15 foi de 7.422 GWh, um aumento de 0,6% em relação ao mesmo período de 2014, influenciado pelo desempenho do mercado residencial (+2,0%) e comercial (+3,7%), enquanto o consumo do mercado industrial segue em declínio. Vale mencionar que o crescimento de consumo de 0,6% neste trimestre é sobre uma base alta, devido ao forte crescimento (+7,8%) ocorrido no 1T14.

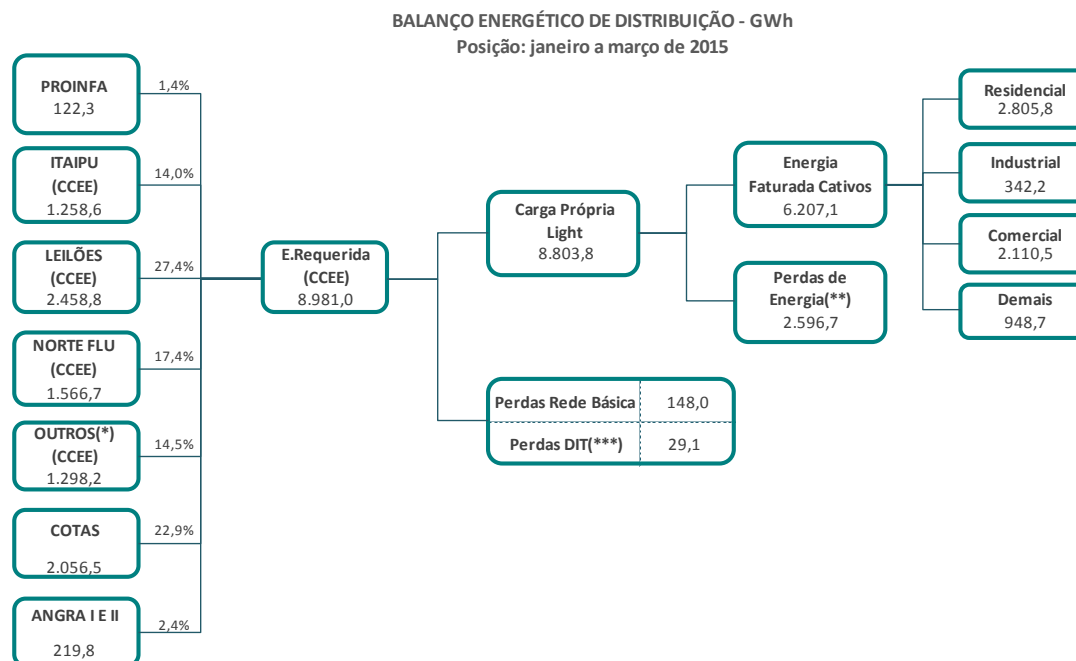
No segmento residencial, o consumo totalizou 2.806 GWh no trimestre, respondendo por 37,8% do mercado total, e apresentando crescimento de 2,0% em comparação ao 1T14. No mês de janeiro de 2015 as temperaturas diárias foram mais elevadas em comparação a janeiro de 2014, influenciando no consumo residencial, com uso intenso de ar condicionado. Nos meses de fevereiro e março não houve o efeito positivo da temperatura no consumo residencial e a temperatura média do trimestre foi de 0,4°C abaixo do 1T14. No período, o consumo médio residencial atingiu patamar de 240,8 kWh/mês.

O segmento comercial representou 31,7% de participação no mercado total, consumindo 2.351 GWh neste trimestre, crescimento de 3,7% em comparação com o 1T14. O consumo desta classe manteve-se acima do consumo do mesmo período do ano passado em todos os meses do 1T15. As migrações para o mercado livre de clientes que consumiam como cativo representaram 14 GWh no trimestre.

O consumo total dos clientes industriais foi de 1.259 GWh, com participação de 17,0% no mercado total, apresentando um decréscimo de 5,3% em comparação com o mesmo período do ano passado, em função da retração de setores como metalurgia, químico, borracha e material plástico e minerais não metálicos.

Em relação às demais classes, que representaram 13,6% do mercado total, houve uma redução de 1,8% do consumo em relação ao primeiro trimestre de 2014. As classes rural e serviço público apresentaram um crescimento de 3,9% e 1,8%, respectivamente, enquanto a classe poder público apresentou redução de 6,1% em relação ao 1T14.

Balanço Energético



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

(**) Contempla energia não faturada.

(***) Demais Instalações de Transmissão.

OBS: 1) Na Light S.A existe eliminação de venda/compra de Energia Elétrica entre as empresas.

2) Dados de compra de energia do dia 28/04/2015 (sujeitos a alteração).

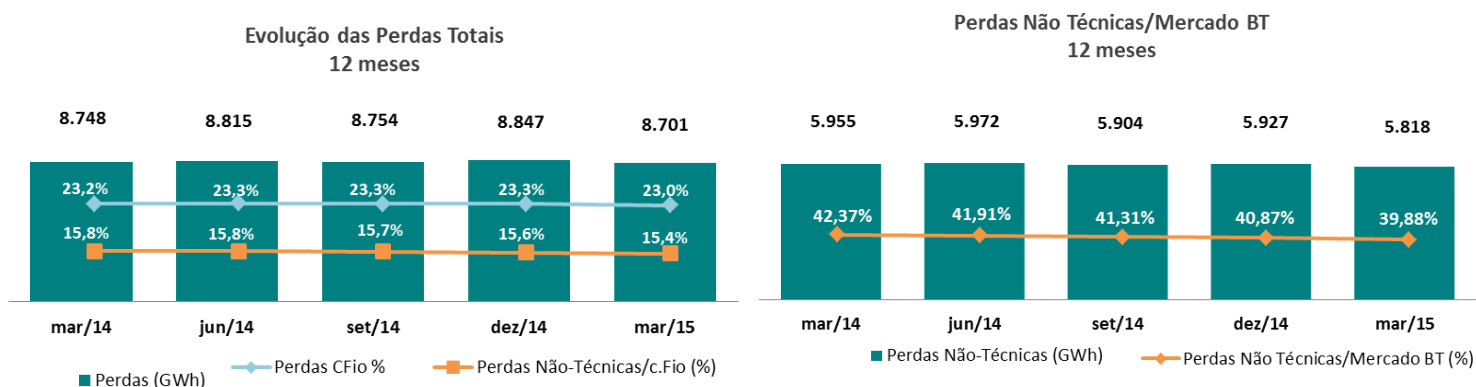
Balanço de Energia (GWh)	1T15	1T14	Var.%
= Carga Fio	10.733	10.944	-1,9%
- Energia medida transportada para concessionárias	656	614	6,7%
- Energia medida transportada para clientes livres	1.273	1.284	-0,8%
= Carga Própria	8.804	9.046	-2,7%
- Consumo mercado cativo	6.207	6.117	1,5%
Mercado Baixa Tensão	4.311	4.230	1,9%
Mercado Média Tensão	1.896	1.887	0,5%
= Perdas + Energia não faturada	2.597	2.929	-11,3%

Perdas de Energia Elétrica

As perdas não-técnicas totalizaram 5.818 GWh nos últimos 12 meses, representando 39,88% sobre a energia faturada no mercado de baixa tensão (metodologia de cálculo Aneel), com redução de 1,0 p.p. em relação às perdas dos 12 meses encerrados em dezembro de 2014. Em comparação com o período de 12 meses findos em março de 2014, houve redução de 2,5 p.p, quando as perdas não-técnicas totalizaram 42,37% sobre o mercado de baixa tensão.

As perdas técnicas totalizaram 2.883 GWh nos últimos 12 meses, representando 7,6% da carga fio, redução de 0,1 p.p. em relação às perdas técnicas 12 meses encerrados em dezembro de 2014. Em comparação com o período de 12 meses findos em março de 2014, houve um redução de 0,2 p.p., quando as perdas técnicas totalizaram 7,8% da carga fio.

As perdas totais da Light SESA somaram 8.701 GWh, ou 23,0% sobre a carga fio, no período de doze meses encerrado em março de 2015.

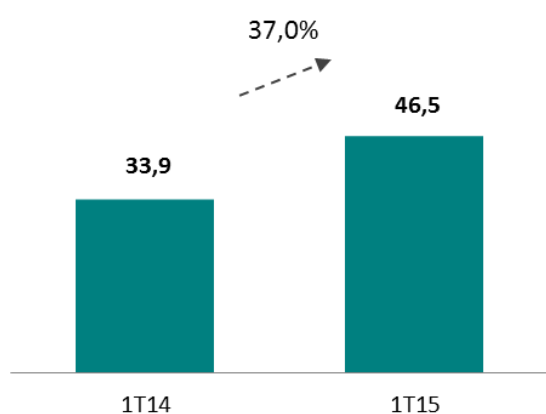


Para potencializar a redução das perdas não-técnicas, a Light vem investindo continuamente em ações que vão desde os processos convencionais de inspeção de fraude, passando pela modernização da rede e dos sistemas de medição até o projeto APZ (Área de perda zero). Dentre estas ações, destacam-se:

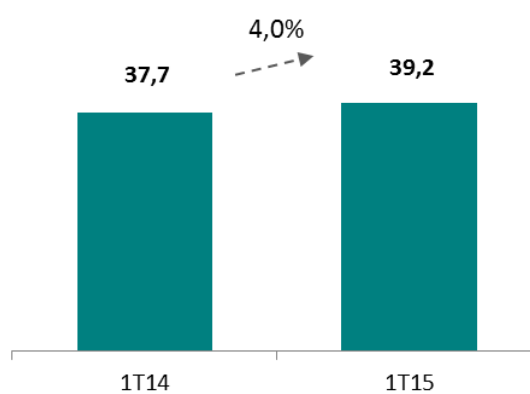
- **Normalizações de unidades consumidoras:** Foram realizadas nos segmentos de baixa, média e alta tensão, 14.824 normalizações no primeiro trimestre de 2015, contra 14.495 no mesmo período de 2014, 2,3% de aumento. Com relação à incorporação de energia no 1T15, o volume foi de 46,5 GWh, comparando com 33,9 GWh no 1T14, aumento de 37%. A recuperação de energia foi de 39,2 GWh no período, aumento de 4,0% quando comparada a 37,7 GWh no 1T14.

Número de Normalizações	1T15	1T14	Var. %
= Total	14.824	14.495	2,3%
- Alta/Média tensão	255	234	9,0%
- Baixa tensão	14.569	14.261	2,2%
BT direto	11.585	12.037	-3,8%
BT indireto	2.984	2.224	34,2%

Incorporação de Energia (GWh)

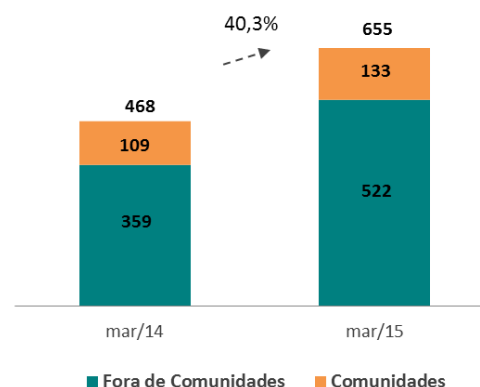


Recuperação de Energia (GWh)



- Instalação de medidores eletrônicos com telemedição:** A instalação de medidores eletrônicos com SMC (sistema de medição centralizada) contempla áreas com alto índice de perdas, podendo contar com o auxílio das UPPs (Unidades de Polícia Pacificadora) ou não. A presença das UPPs viabiliza uma maior atuação da Light, seja no combate à inadimplência ou ao furto de energia. Em áreas de UPP foram incorporados 5,4 GWh e em áreas fora de UPP foram incorporados 12,7 GWh de energia. O parque total de medidores eletrônicos instalados até março de 2015 atingiu o montante de 655 mil unidades.

Parque de Medidores Eletrônicos (mil unidades)



Em 2014, a Companhia assinou contrato com a Landy+Gyr Equipamentos de Medição Ltda. para o fornecimento de aproximadamente 1 milhão de medidores pelos próximos 5 anos, pelo valor total de R\$ 750 milhões a serem utilizados no Projeto de Smart Grid. Atualmente, o Projeto está em campo na fase de implementação da rede de comunicação (nuvem), executando instalações de equipamentos nas subestações e de rádios em diversos pontos da área de concessão em postes. Além disso, segue a implementação do

novo ambiente de tecnologia da informação (desenvolvimento e adequação de sistemas e instalação de hardware) que deve ser integrado aos sistemas técnicos e comerciais.

- **Áreas de Perda Zero:** Em agosto de 2012, foi criado o Projeto APZ, baseado na conjugação de medidores eletrônicos e rede blindada com equipes dedicadas de técnicos e agentes de relacionamento comercial que têm metas e remuneração atreladas à melhoria dos indicadores de perdas e inadimplência da sua respectiva área. Uma APZ tem em média, 17 mil clientes. O projeto, que é conhecido comercialmente como "Light Legal" e conta com o apoio do SEBRAE para capacitação dos microempresários parceiros, atualmente encontra-se com 37 APZs em operação, abrangendo 653 mil clientes na Baixada Fluminense, Zona Sul, Zona Oeste e Zona Norte.

No 1T15, foram instalados 2.713 medidores eletrônicos nas comunidades, e desde o início do projeto, as APZs já inauguradas há mais de 12 meses vêm apresentando uma redução média de perdas não-técnicas sobre carga fio de 32 p.p. e aumento médio na arrecadação de 7,0 p.p. Seguem abaixo, os resultados acumulados até março, das 26 APZs com resultados apurados:

Localidade	Ano de Implementação	Número de clientes	Perdas Não Técnicas/Carga Fio *		Arrecadação		Área de UPP
			Antes	Atual	Antes	Atual	
Curicica	2010	13.534	38%	9%	95%	96%	N
Realengo/Batan	2010/2013	28.002	38%	10%	94%	97%	N/S
Cosmos 1	2012	22.328	49%	9%	92%	96%	N
Cosmos 2	2012	20.470	46%	9%	92%	101%	N
Sepetiba	2012	21.253	57%	31%	88%	95%	N
Caxias 1 e 2	2012	14.702	59%	37%	83%	93%	N
Belford Roxo 1 e 2	2013	22.213	63%	24%	88%	96%	N
Vigário Geral	2012	18.211	35%	9%	94%	95%	N
Caxias 3	2013	17.812	43%	13%	96%	95%	N
Nova Iguaçu 1	2013	20.472	49%	24%	90%	97%	N
Nova Iguaçu 2	2013	22.510	46%	15%	88%	96%	N
Nilópolis	2013	11.340	42%	20%	90%	95%	N
Mesquita + Nilópolis Convencional	2010	20.129	51%	15%	84%	97%	N
Ricardo de Albuquerque	2013	26.386	35%	7%	94%	95%	N
Cabritos/Tabajaras/Chapéu	2012	17.043	51%	31%	62%	96%	S
Mangueira/Babilônia/Santa Marta	2013	19.851	68%	11%	92%	97%	N
Coelho da Rocha	2013	20.245	41%	13%	90%	97%	N
Cidade de Deus	2011	20.596	52%	29%	84%	91%	S
Tomazinho	2013	12.789	43%	11%	87%	97%	N
Formiga/Borel/Macaco/Salgueiro/Andaraí	2012	18.449	51%	17%	50%	92%	S
Monte Líbano	2014	11.509	36%	8%	92%	97%	N
Caxias 5	2014	22.833	49%	18%	94%	94%	N
Cordovil	2014	12.762	28%	12%	93%	94%	N
Éden	2014	18.034	55%	12%	86%	95%	N
Alemão	2014	13.329	63%	25%	91%	92%	S
Rio das Pedras	2014	16.569	83%	54%	75%	89%	N
Total		483.371	49%	17%	89%	96%	

* O indicador reflete os resultados acumulados até Mar/14 a partir do início da implementação de cada APZ.

Legenda: N = Não / S = Sim.

A APZ “Nova Iguaçu 3” já tem seus resultados apurados, porém tem menos de 12 meses de operação. Esta APZ vem apresentando uma redução média de perdas não-técnicas sobre carga fio de 19,0 p.p. e aumento médio na arrecadação de 3,0 p.p. conforme tabela abaixo:

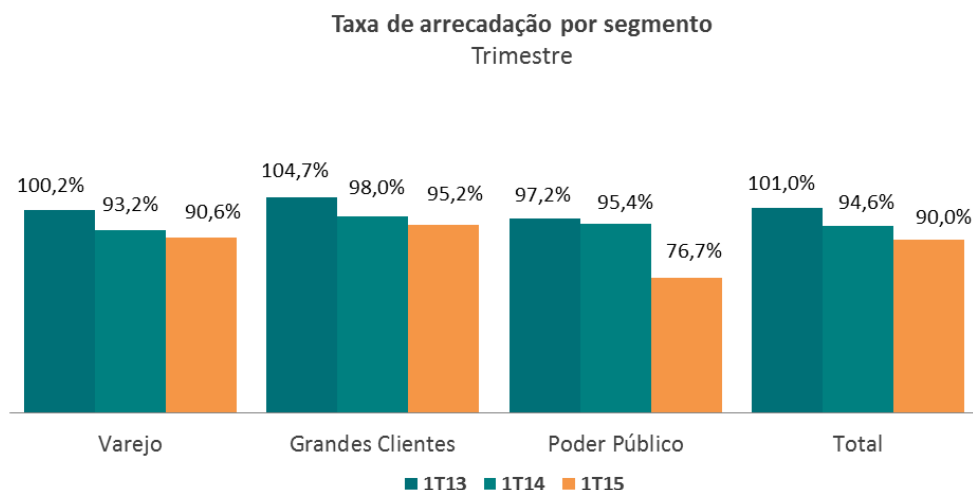
Localidade	Ano de Implementação	Número de clientes	Perdas Não Técnicas/Carga Fio		Arrecadação		Área de UPP
			Antes	Atual	Antes	Atual	
Nova Iguaçu 3	2014	22.450	49%	30%	89%	92%	N
Total		22.450	49%	30%	89%	92%	

Complementando as 27 áreas com resultados apurados, a tabela abaixo apresenta as 10 APZ's, em fase de implementação e ainda sem resultados contabilizados, totalizando as 37 áreas em operação. O total de clientes ainda sem resultados é de aproximadamente 155 mil clientes.

Localidade	Ano de Implementação	Número de clientes	Perdas Não Técnicas/Carga Fio	Arrecadação	Área de UPP
Comunidades Centro	2014	17.093	62%	89%	S
Vilar dos Teles 1	2014	14.905	61%	97%	N
Comunidades Estácio	2014	12.645	70%	90%	S
Rosali 1	2014	14.525	41%	94%	N
Rosali 2	2014	16.194	33%	97%	N
Rosali 3	2014	17.301	25%	97%	N
Rosali 5	2014	15.591	54%	98%	N
Caxias 6	2014	16.569	39%	96%	N
Areia Branca 1	2014	18.798	65%	96%	N
Areia Branca 5	2014	11.627	40%	95%	N
Total		155.248			

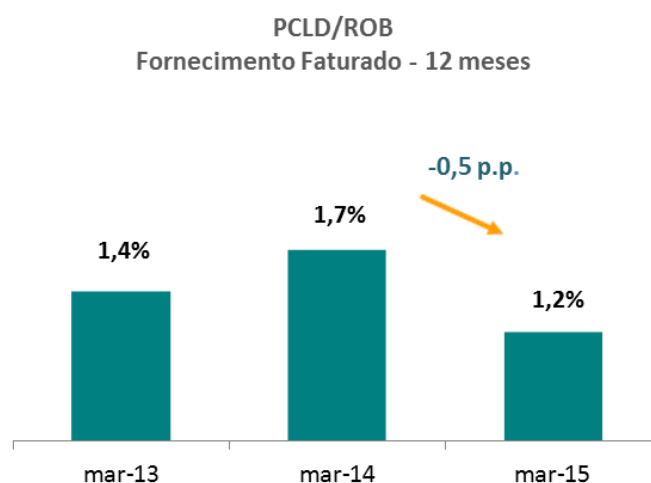
Arrecadação

A taxa de arrecadação do trimestre atingiu 90,0% do total faturado, 4,6 p.p. abaixo do índice do mesmo período do ano passado. Esse resultado é justificado principalmente pela distorção do indicador decorrente da divisão entre a arrecadação no trimestre pelo faturamento do período (efeito matemático), este último influenciado pelo: (i) início das bandeiras tarifárias (jan/15); (ii) reajuste no valor das bandeiras tarifárias (mar/15); e (iii) revisão tarifária extraordinária com aumento médio de 22,48% (mar/15).



A constituição de Provisões para Crédito de Liquidação Duvidosa (PCLD) no primeiro trimestre de 2015 representou 0,7% da receita bruta de fornecimento de energia¹, totalizando R\$ 24,2 milhões, 1,2 milhão inferior ao valor de R\$ 25,3 milhões provisionado no 1T14. No acumulado de 12 meses, a PCLD representou 1,2% da receita bruta de fornecimento de energia, 0,5 p.p. menor que no mesmo período do ano passado que era 1,7%.

	1T15	1T14	Var. (R\$)
PCLD	24,2	25,3	(1,2)



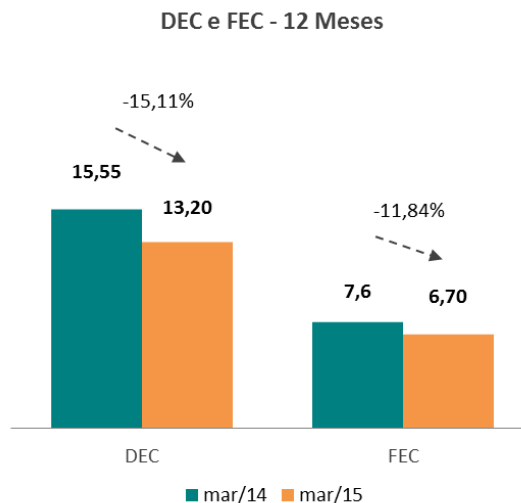
¹ Para o cálculo da PCLD, é considerada a receita bruta do mercado cativo + TUSD + Energia não faturada.

Qualidade Operacional

No 1T15, na rede de distribuição aérea, foram realizadas 109 inspeções/manutenções em circuitos de média tensão, 980 substituições de transformadores e 29.210 podas de árvores.

Na rede de distribuição subterrânea foram realizadas 4.805 inspeções em câmaras transformadoras e 10.843 em caixas de inspeção, além de manutenção em 51 transformadores, 18 chaves e 290 protetores.

A média móvel dos últimos doze meses, referente ao DEC – Duração Equivalente de Interrupção, que é expresso em horas, atingiu o valor de 13,20, uma redução de 15,11% em relação ao mesmo período do ano anterior. A média móvel referente ao FEC – Frequência Equivalente de Interrupção, expressa em vezes, relativa ao mesmo período, foi de 6,70, 11,84% abaixo do mesmo período do ano anterior. da Companhia no que se refere aos indicadores DEC e FEC.



2. Desempenho Financeiro

2.1 Receita Líquida

Receita Líquida (R\$ MM)	1T15	1T14	Var.%
Energia vendida	1.982,6	1.601,2	23,8%
Energia Não Faturada	95,1	16,1	490,7%
Uso da rede (TUSD)	122,8	115,2	6,6%
Conta CCRBT	88,4	-	-
Aporte Conta ACR	545,0	-	-
CVA	(160,3)	-	-
Diversos	25,2	14,2	77,5%
Subtotal (a)	2.698,8	1.746,7	54,5%
Receita de Construção ¹	189,0	163,5	15,6%
Total (a')	2.887,8	1.910,2	51,2%

A receita líquida do 1T15 totalizou R\$ 2.887,8 milhões, representando um aumento de 51,2% em relação ao 1T14. Desconsiderando a receita de construção, a receita líquida do segmento de distribuição foi de R\$ 2.698,8 milhões nesse trimestre 54,5% acima da receita verificada no mesmo período do ano passado.

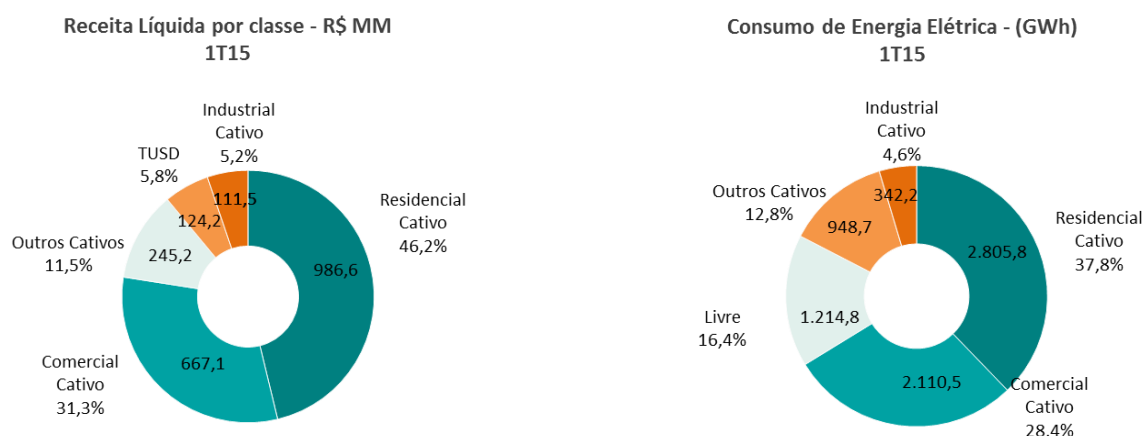
Conforme previsto nos contratos de concessão das distribuidoras, em casos de desequilíbrio econômico-financeiro nos contratos resultante de alterações nos custos não gerenciáveis, as concessionárias podem entrar com um pedido de Revisão Tarifária Extraordinária. Com isso, em 27 de fevereiro, a Aneel aprovou um índice médio de reajuste tarifário extraordinário de 22,48% para a controlada Light SESA, vigente desde 02 de março de 2015, sendo que a percepção desse aumento para consumidores residenciais foi de 21,06%. Os itens que impactaram nesse reajuste foram (i) as Novas Quotas CDE (18,19%) e (ii) a Tarifa de Itaipu e demais contratos de energia (4,29%).

Devido à condição hidrológica desfavorável, a partir de janeiro/15 entraram em vigor as “bandeiras tarifárias” para cobrir, as despesas previstas, incorridas pelas concessionárias de distribuição, em decorrência de: exposição involuntária no mercado de curto prazo, e despacho termoelétrico vinculado aos Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado na modalidade por disponibilidade - CCEAR-D, Riscos Hidrológicos (Cotas e Itaipu) e gastos referentes à geração térmica com custo de combustível superior ao PLD. Os recursos provenientes das bandeiras serão revertidos à Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias (CCRBT), criada pela Resolução Normativa 649/2015 da ANEEL. O repasse das distribuidoras à conta e vice-versa será realizado pelo resultado líquido entre as receitas faturadas e os custos passíveis de cobertura, como despesas com térmicas, ESS, exposição involuntária, entre outros.

O aumento de 51,2% da receita da Distribuidora pode ser explicado, principalmente pelo reconhecimento tarifário dos custos com compra de energia que no 1T14 foram reduzidos das despesas não gerenciáveis através dos aportes

da Conta-ACR. Entre o reconhecimento tarifário do 1T15 estão: (i) o aporte de R\$ 545,0 milhões da Conta ACR², referentes as liquidações no mercado de curto prazo com competência de novembro e dezembro de 2014 (Despacho nº 773, de 27 de março de 2015).² (ii) os R\$ 168,7 milhões provenientes do sistema de bandeiras tarifárias faturados na área de concessão da Light SESA; (iii) o recebimento de R\$ 88,4 milhões oriundos da CCRBT (competência de janeiro e fevereiro de 2015); e (iv) os aumentos médios das tarifas de 19,23% a partir de 07 de novembro de 2014 (reajuste anual), e de 22,48% a partir de 02 de março de 2015 (revisão tarifária extraordinária).

Neste trimestre, a receita com ultrapassagem de demanda e excedente de reativos totalizou R\$ 17,6 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\$ 64,6 milhões, ambos tratados como Obrigações Especiais. Embora sejam faturados, não compõem a receita líquida desde a última revisão tarifária, ocorrida em novembro de 2013. A maior predominância no mercado da distribuidora são os segmentos residencial e comercial cativo, que somam 66,2% do consumo e representam 77,5% da receita de energia vendida.



²A Conta no Ambiente de Contratação Regulada - Conta-ACR, criada pelo Decreto nº 8.221/2014, teve como finalidade cobrir, total ou parcialmente, as despesas incorridas pelas concessionárias de distribuição, no período de fevereiro a dezembro de 2014, em decorrência de Exposição involuntária no Mercado de Curto Prazo e Despacho termoeletrico vinculado aos Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado na modalidade por disponibilidade - CCEAR-D. A partir de 10 de dezembro de 2014, quando foi assinado o quarto termo aditivo ao contrato de concessão para distribuição pela Companhia, os aportes da Conta-ACR passaram a ser reconhecidos na Receita.

2.2 Custos e Despesas

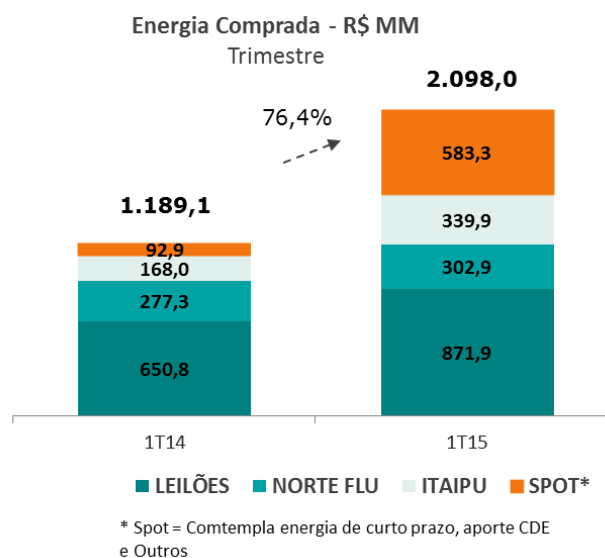
Custos e Despesas (R\$ MM)	1T15	1T14	Var. %
Custos e Despesas Não Gerenciáveis	(2.165,7)	(1.226,7)	76,5%
Custos de Compra de Energia	(2.098,0)	(1.189,1)	76,4%
Custos com Encargos e Transmissão	(209,1)	(129,4)	61,6%
Outros (Custos Obrigatórios)	(0,9)	(3,1)	-71,0%
Crédito de PIS/COFINS sobre compra de Energia	142,2	94,8	50,0%
Custos e Despesas Gerenciáveis	(330,1)	(350,6)	-5,8%
PMSO	(210,9)	(187,8)	12,3%
Pessoal	(83,0)	(69,0)	20,3%
Material	(3,2)	(5,2)	-38,5%
Serviço de Terceiros	(106,2)	(90,8)	17,0%
Outros	(18,5)	(22,7)	-18,5%
Provisões - Contingências	13,9	(40,0)	-
Provisões - PCLD	(24,2)	(25,3)	-4,3%
Depreciação e Amortização	(97,2)	(85,4)	13,8%
Outras Receitas/Despesas Operacionais	(11,7)	(12,1)	-3,3%
Custos Totais s/Custo de Construção	(2.495,8)	(1.577,3)	58,2%
Custo de Construção	(189,0)	(163,5)	15,6%
Custos Totais	(2.684,8)	(1.740,8)	54,2%

No trimestre, os custos e despesas da atividade de distribuição de energia ficaram 54,2% acima dos custos do mesmo período de 2014. Desconsiderando o custo de construção, os custos e despesas totais apresentaram um aumento de 58,2% em relação ao 1T14.

Custos e Despesas Não Gerenciáveis

No primeiro trimestre de 2015, os custos e despesas não gerenciáveis foram de R\$ 2.165,7 milhões, apresentando um aumento de 76,5% em relação ao mesmo período de 2014, justificado principalmente pelo reconhecimento tarifário dos custos com compra de energia na receita do 1T15, enquanto que no 1T14 foram reduzidos das despesas não gerenciáveis através dos aportes da CDE e Conta-ACR.

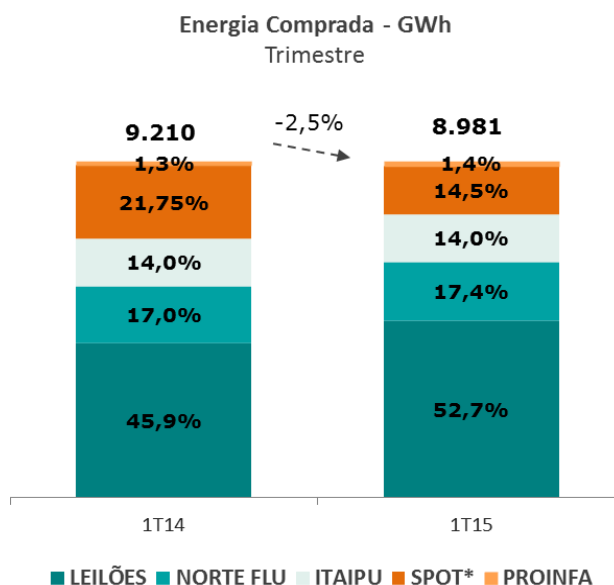
O crescimento na compra de energia é explicado por: (i) aumento dos custos com risco hidrológico proveniente



das cotas, devido ao maior déficit do GSF e inclusão, a partir de janeiro/15, do risco hidrológico referente à energia de Itaipu do mês corrente; (ii) contratação nos Leilão A-1 (dezembro de 2014), Leilão A-0 (abril de 2014), e Leilão de Ajuste (janeiro de 2015); (iii) reajuste anual dos contratos; (iv) valorização do dólar, que se refletiu nas despesas relativas a Itaipu; e (v) gastos com contratos por disponibilidade referentes a geração térmica.

No 1T15, os custos com encargos e transmissão apresentaram crescimento de 61,6%, decorrente: (i) do aumento de 204,1% dos gastos com Encargo de Serviço do Sistema referentes à geração térmica com custo de combustível superior ao PLD; e (ii) do aumento de 42,1% no gasto com transporte de energia, em razão do maior volume de energia contratado junto à rede básica, combinado com o aumento das tarifas de uso do sistema de transmissão.

O custo médio de energia comprada, desconsiderando as compras no spot, foi de R\$ 184,6/MWh no primeiro trimestre de 2015, 29,7% superior ao custo médio do 1T14 no valor de R\$ 142,3/MWh. Considerando as compras no spot, o custo médio de energia comprada foi de R\$ 220,8/MWh no 1T15, inferior ao custo médio de R\$ 256,4/MWh no mesmo trimestre de 2014. Segue abaixo a abertura dos custos não gerenciáveis:



Custos e Despesas Não Gerenciáveis (R\$ MM)	1T15	1T14	Var.%
Custos de Compra de Energia	(2.098,0)	(1.189,1)	76,4%
Itaipu	(339,9)	(168,0)	102,3%
UTE Norte Fluminense	(302,9)	(277,3)	9,2%
Energia de Curto Prazo (Spot)	(583,3)	(1.245,7)	-53,2%
Risco Hidrológico	(70,0)	38,6	-
Demais	(513,4)	(1.284,3)	-60,0%
Leilão de energia	(871,9)	(650,8)	34,0%
Contratos por Disponibilidade	(268,3)	(218,9)	22,6%
Demais	(603,6)	(432,0)	39,7%
Aporte CDE / Conta ACR*	-	1.161,0	-
Outros Créditos**	-	(8,2)	-
Custos com Encargos e Transmissão	(209,1)	(129,4)	61,6%
Encargos Serviços do Sistema - ESS	(81,2)	(26,7)	204,1%
Transporte de Energia	(88,8)	(62,5)	42,1%
Outros Encargos	(39,0)	(40,2)	-3,0%
Outros (Custos Obrigatórios)	(0,9)	(3,1)	-71,0%
Crédito de PIS/COFINS sobre compra de Energia	142,2	94,8	50,0%
Total	(2.165,7)	(1.226,7)	76,5%

* No 1T14, refere-se ao Decreto nº 8.203/14 e Decreto nº 8.221/14 (Incluindo Despacho 1.256/14 e Despacho 1.443/14)

** No 1T14, refere-se à ajuste do aporte de Risco Hidrológico do mês de dez/13.

Custos e Despesas Gerenciáveis

No primeiro 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\$ 330,1 milhões, apresentando decréscimo de 5,8% entre os períodos.

Os custos e despesas de PMSO (pessoal, material, serviços e outros) somaram R\$ 210,9 milhões no trimestre, 12,3% acima do realizado no mesmo período de 2014, explicado, principalmente, pelo aumento de 20,3% na linha de pessoal, e 17,0% na linha de serviços de terceiros.

O aumento de 20,3% na linha de pessoal é justificado pelos seguintes fatores: (i) acordo coletivo a partir de junho de 2014; (ii) rescisão de três diretores que foram destituídos dos seus cargos no 1T15; e (iii) menor volume de capitalização de mão-de-obra em projetos de investimentos no trimestre.

O aumento de 17,0% na conta de serviços de terceiros é justificado principalmente por: (i) maior gasto com consultorias para melhoria de processos operacionais e êxito de processos judiciais, no montante aproximado de R\$ 5,1 milhões; (ii) ampliação do programa de Áreas de Perdas Zero – APZ, aproximadamente de R\$ 4 milhões; (iii) reajustes contratuais.

A conta de provisões totalizou R\$ 10,3 milhões, 84,3% abaixo do registrado no primeiro trimestre de 2014 devido, principalmente, a reversões de processos cíveis e fiscais no valor de R\$ 40 milhões.

Em comparação com o mesmo trimestre de 2014, a linha de depreciação/amortização apresentou um crescimento de 13,8% em função do aumento da base de ativos depreciáveis do 1T15 em relação ao 1T14.

2.3 EBITDA³

O EBITDA da Distribuidora totalizou R\$ 300,2 milhões no 1T15, 17,8% superior ao apurado no mesmo trimestre de 2014, explicado principalmente por reversões de processos cíveis e fiscais no valor de R\$ 40 milhões.

³ EBITDA calculado de acordo com a Instrução CVM 527/2012 e representa: lucro líquido + imposto de renda e contribuição social + despesas financeiras, líquidas + depreciação e amortização.

2.4 Resultado Financeiro Consolidado

Resultado Financeiro - R\$ MM	1T15	1T14	Var. %
Receitas Financeiras	252,1	95,8	163,2%
Juros sobre Aplicações Financeiras	8,7	14,1	-38,3%
Resultado Swap Líquido	157,3	-	-
Acréscimo Moratório / Multas sobre débitos	26,5	21,4	23,8%
Atualização da parcela A e outros itens financeiros	12,7	-	-
Atualização a VNR do ativo financeiro	39,0	46,6	-16,3%
Outras Receitas Financeiras	7,8	13,6	-42,6%
Despesas Financeiras	(396,6)	(153,4)	158,5%
Encargos da dívida	(121,3)	(96,5)	25,7%
Varição Monetária e Cambial	(244,2)	17,9	-
Resultado Swap Líquido	-	(39,3)	-
Atualização de provisões para contingências	(5,3)	(5,8)	-8,6%
Atualização pela Selic P&D/PEE/FNDCT	(2,5)	(2,1)	19,0%
Juros sobre Tributos	(1,29)	(0,0)	-
Parcelamento- multas e juros Lei.11.941/09 (REFIS)	(3,7)	(3,7)	0,0%
Compensação DIC/FIC	(16,8)	(19,3)	-13,0%
Outras Despesas Financeiras (inclui IOF)	(1,6)	(1,2)	33,3%
Braslight	-	(3,4)	-
Total	(144,5)	(57,6)	150,9%

O resultado financeiro do trimestre foi negativo em R\$ 144,5 milhões, apresentando uma piora de 150,9% em relação ao resultado financeiro negativo de R\$ 57,6 milhões registrado no primeiro trimestre de 2014.

A receita financeira do trimestre foi de R\$ 252,1 milhões, resultado 163,2% acima do verificado no mesmo período de 2014, justificado principalmente pela variação no resultado do swap, que teve uma receita de R\$ 157,3 milhões no 1T15, frente a uma despesa de R\$ 39,3 milhões no 1T14, decorrente da valorização do dólar acrescida da variação do CDI sobre a ponta passiva do swap no período.

A despesa financeira do trimestre somou R\$ 396,6 milhões, 158,5% acima da despesa verificada no mesmo período de 2014, justificado principalmente pelo (i) aumento significativo na linha de variação cambial, devido à forte desvalorização do real diante do dólar, cujo efeito é parcialmente mitigado pelo resultado do swap, e (ii) aumento de 25,7% com encargos de dívida devido ao aumento do CDI no período.

2.5 Endividamento

R\$ MM	Circulante	%	Não Circulante	%	Total	%
Moeda Nacional	511,9	8,6%	4.159,5	69,9%	4.671,4	78,6%
Debêntures 4a. Emissão	0,0	0,0%	0,0	0,0%	0,0	0,0%
Debêntures 8a. Emissão	57,9	1,0%	430,5	7,2%	488,4	8,2%
Debêntures 9a. Emissão - Série A	46,1	0,8%	996,1	16,8%	1.042,3	17,5%
Debêntures 9a. Emissão - Série B	13,9	0,2%	674,6	11,3%	688,5	11,6%
Debêntures 10a. Emissão	38,0	0,6%	745,0	12,5%	783,1	13,2%
Eletrobras	1,4	0,0%	4,4	0,1%	5,8	0,1%
CCB Bradesco	88,3	1,5%	150,0	2,5%	238,3	4,0%
BNDES (CAPEX)	253,1	4,3%	815,2	13,7%	1.068,2	18,0%
BNDES Olimpíadas	9,7	0,2%	52,6	0,9%	62,4	1,0%
Banco do Brasil	2,1	0,0%	150,0	2,5%	152,1	2,6%
Outros	1,4	0,0%	141,1	2,4%	142,5	2,4%
Moeda Estrangeira	469,8	7,9%	805,6	13,5%	1.275,4	21,4%
Tesouro Nacional	4,1	0,1%	42,0	0,7%	46,2	0,8%
Merril Lynch	45,9	0,8%	57,7	1,0%	103,7	1,7%
Citibank	1,2	0,0%	641,6	10,8%	642,8	10,8%
Bank Tokyo - Mitsubishi	192,9	3,2%	64,2	1,1%	257,0	4,3%
Bank Itaú	83,336	1,4%	0,0	0,0%	83,3	1,4%
Santander	142,44	2,4%	0,0	0,0%	142,4	2,4%
Dívida Bruta	981,8	16,5%	4.965,0	83,5%	5.946,8	100,0%
Disponibilidades					563,7	
Dívida Líquida (a)					5.383,1	
Braslight (b)					32,1	
Dívida Líquida Ajustada (a+b)					5.415,2	

A dívida bruta da Companhia em 31 de março de 2015 era de R\$ 5.946,8 milhões, um acréscimo de 4,3% em relação a dezembro de 2014. As captações realizadas no período foram: (i) liberações de recursos por parte do BNDES, ao longo dos últimos 12 meses, no montante de R\$ 475,0 milhões; (ii) liberações de recursos por parte da FINEP, em maio de 2014, num valor de R\$ 136,0 milhões, com custo de 4% a.a.; (iii) 10ª emissão de debêntures da Light SESA no montante total de R\$ 750,0 milhões junto ao Banco do Brasil, Itaú e Bradesco, a um custo de 115% do CDI, em maio de 2014; (iv) captação em moeda estrangeira de R\$ 51 milhões, junto ao Bank Tokyo-Mitsubishi, para a Light SESA, com proteção à exposição cambial através de operação de swap para Real (novembro de 2014); (v) captação em moeda estrangeira de R\$ 68 milhões junto ao Banco Itaú, para a Light SESA, com proteção à exposição cambial através de operação de swap para Real (dezembro de 2014); (vi) captação em moeda estrangeira de R\$ 120 milhões, junto ao Banco Santander, para a Light SESA, com proteção à exposição cambial através de operação de swap para Real (fevereiro de 2015). Tais recursos foram utilizados para investimentos e, principalmente, capital de giro.

O prazo médio de vencimento da dívida é de 4,5 anos e o custo médio da dívida denominada em reais ficou em 11,9% a.a.. No fechamento do trimestre, 21,4% do endividamento total estava denominado em moeda estrangeira, mas considerando o resultado das operações de proteção à exposição cambial, a exposição ao risco de moeda

estrangeira ficou em 0,8%. A política de proteção à exposição cambial consiste em proteger o fluxo de caixa das dívidas em moeda estrangeira vincendo nos próximos 24 meses (principal e juros), através do instrumento swap sem caixa, com instituições financeiras de primeira linha. As captações realizadas através da Resolução BACEN 4.131, junto ao Merrill Lynch, BNP, Citibank e Bank Tokyo-Mitsubishi, já foram contratadas com swap para todo o prazo da dívida.

2.6 Resultado Líquido

A Light SESA registrou um lucro líquido de R\$ 38,1 milhões neste trimestre, em comparação ao lucro de R\$ 73,9 milhões no primeiro trimestre de 2014. Tal resultado pode ser explicado principalmente pela redução de 150,9% no resultado financeiro do período.

2.7 Investimentos

CAPEX (R\$MM)	1T15	Partic. %	1T14	Partic. %	Var %
<i>Reforço da rede e expansão</i>	86,6	54,3%	106,6	67,4%	-18,8%
<i>Perdas</i>	72,1	45,2%	48,9	30,9%	47,4%
<i>Outros</i>	0,8	0,5%	2,8	1,7%	-71,9%
Acumulado	159,4	100,0%	158,3	100,0%	0,7%

O segmento de distribuição concentrou o maior volume, R\$ 159,4 milhões (representando 93,5% do investimento total), apresentando um crescimento de 0,7% frente ao valor investido no primeiro trimestre de 2014. Dentre os investimentos realizados, se destacam: (i) o desenvolvimento de redes de distribuição e expansão, num montante de R\$ 86,6 milhões, com o intuito de atender ao crescimento de mercado, aumentar a robustez da rede e melhorar a qualidade, dos quais R\$ 6,9 milhões foram destinados a investimentos específicos para a Copa e para as Olimpíadas 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\$ 72,1 milhões.

2.8 Fluxo de Caixa

R\$ MM	1T15	1T14
Caixa no Início do Período (1)	252,1	375,2
Lucro Líquido	38,1	73,9
IR/CS	(20,3)	(37,8)
Lucro Líquido antes IR e CS	58,4	111,7
PCLD	24,2	25,3
Depreciação e Amortização	97,2	85,4
Perda (ganho) na venda de intangível / Valor residual do ativo imobilizado baixado	20,6	-
Perdas (ganhos) cambiais de atividades financeiras	244,2	(17,9)
Juros e Variações monetárias líquidas	123,6	96,8
Braslight	-	3,4
Complemento/ reversão de provisões	(10,0)	39,1
Remuneração de Ativo Financeiro da Concessão	(39,0)	(46,6)
Parcela A e outros itens financeiros	(661,8)	39,3
Outros	(157,3)	-
Subtotal	(299,9)	336,5
Capital de Giro	(635,0)	744,6
Contingências	(17,8)	(21,4)
Tributos	62,3	(36,7)
Parcela A e outros itens financeiros	809,4	-
Braslight	-	(3,4)
Subvenção CDE	(10,6)	(971,6)
Outros	252,0	79,6
Juros pagos	(42,9)	(29,8)
Caixa Líquido Gerado pelas Operações (2)	117,4	97,792
Financiamentos Obtidos	175,7	235,8
Amortização de Empréstimos, Financiamento e Debêntures	(65,1)	(67,1)
Amortização de Dívida Contratual com Plano de Pensão	-	(1.209,9)
Atividade de Financiamento (3)	110,6	(1.041,3)
Imobilizado/Intangível/Ativo Financeiro	(84,5)	(125,6)
Resgate de Aplicações Financeiras	-	1.209,9
Atividade de Investimento (4)	(84,5)	1.084,3
Caixa no Final do Período (1+2+3+4)	395,6	516,0
Variação de Caixa (2+3+4)	143,5	140,8

O saldo de Caixa e Equivalentes ao final do primeiro trimestre de 2015 foi de R\$ 395,6 milhões, 23,3% abaixo do alcançado no mesmo período do ano passado. Neste trimestre, o ganho de capital de giro, juntamente com a contabilização da CVA a partir do 4T14 e menor de subvenção CDE contribuíram para uma melhora de 20,1% no caixa gerado pelas operações em relação ao 1T14.

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 Seleccionadas - R\$ milhões

LIGHT SESA	1T15	1T14	Var.%
Receita Operacional Líquida	2.887,8	1.910,2	51,2%
Despesa Operacional	(2.673,1)	(1.728,7)	54,6%
Outras Receitas/Despesas Operacionais	(11,7)	(12,1)	-3,3%
Resultado Operacional	203,0	169,3	19,9%
EBITDA	300,2	254,8	17,8%
Resultado Financeiro	(144,5)	(57,6)	150,9%
Resultado antes do IR e CS	58,4	111,7	-47,7%
Lucro/Prejuízo Líquido	38,1	73,9	-48,4%
Margem EBITDA*	11,1%	14,6%	-3,5 p.p.

* Não considera Receita de Construção

ANEXO II

Ativo e Passivo Regulatório

R\$ Milhões	mar/15	dez/14	set/14	jun/14	mar/14	dez/13	set/13	jun/13	mar/13
TOTAL ATIVO	1.588,1	1.316,7	619,7	501,7	361,4	428,7	627,6	653,0	500,6
TOTAL PASSIVO	(702,3)	(296,9)	(116,9)	(65,4)	(45,5)	(94,5)	(381,2)	(77,4)	(44,3)
TOTAL LÍQUIDO	885,7	1.019,8	502,8	436,2	315,9	334,2	246,4	575,6	456,3
Varição Líquida (trimestre)	(134,1)	517,1	66,5	120,3	(18,3)	87,8	(329,2)	119,3	101,2
Varição Líquida (acumulada no ano)	(134,1)	685,7	168,6	102,1	(18,3)	(21,0)	(108,8)	220,4	101,2

ANEXO III

Balanço Patrimonial Consolidado – R\$ milhões

ATIVO	31/03/2015	31/12/2014
Circulante	3.390,1	2.629,0
Caixa e equivalentes de caixa	395,6	252,1
Títulos e valores mobiliários	168,1	92,7
Contas a receber	1.659,9	1.238,2
Estoques	33,1	31,5
Tributos a Recuperar	131,5	107,2
Parcela A e outros itens financeiros	568,7	577,5
Despesas Pagas Antecipadamente	16,9	14,4
Outros Ativos Circulantes	416,3	315,5
Não Circulante	8.165,7	8.300,5
Contas a Receber	160,1	147,0
Tributos Diferidos	443,4	463,7
Parcela A e outros itens financeiros	397,8	536,7
Ativo financeiro de concessões	2.385,9	2.446,4
Outros Ativos Não Circulantes	451,0	480,4
Investimentos	19,4	19,4
Imobilizado	258,6	266,3
Intangível	4.049,5	3.940,6
Ativo Total	11.555,8	10.929,5
PASSIVO	31/03/2015	31/12/2014
Circulante	3.270,4	2.640,6
Fornecedores	1.394,3	1.484,0
Obrigações Fiscais	333,6	236,4
Empréstimos e Financiamentos	825,8	458,5
Debêntures	156,0	75,8
Outras Obrigações	477,7	302,9
Dividendos e JCP a pagar	82,9	82,9
Não Circulante	5.765,7	5.807,4
Empréstimos e Financiamentos	2.118,8	2.148,0
Debêntures	2.846,2	2.821,9
Outras Obrigações	319,7	326,9
Provisões	480,9	510,6
Patrimônio Líquido	2.519,7	2.481,6
Capital Social Realizado	2.082,4	2.082,4
Reservas de Lucros	485,5	485,5
Reservas de Capital	7,3	7,3
Outros resultados abrangentes	(93,5)	(93,5)
Lucros/Prejuízos Acumulados	38,1	-
Passivo Total	11.555,8	10.929,5