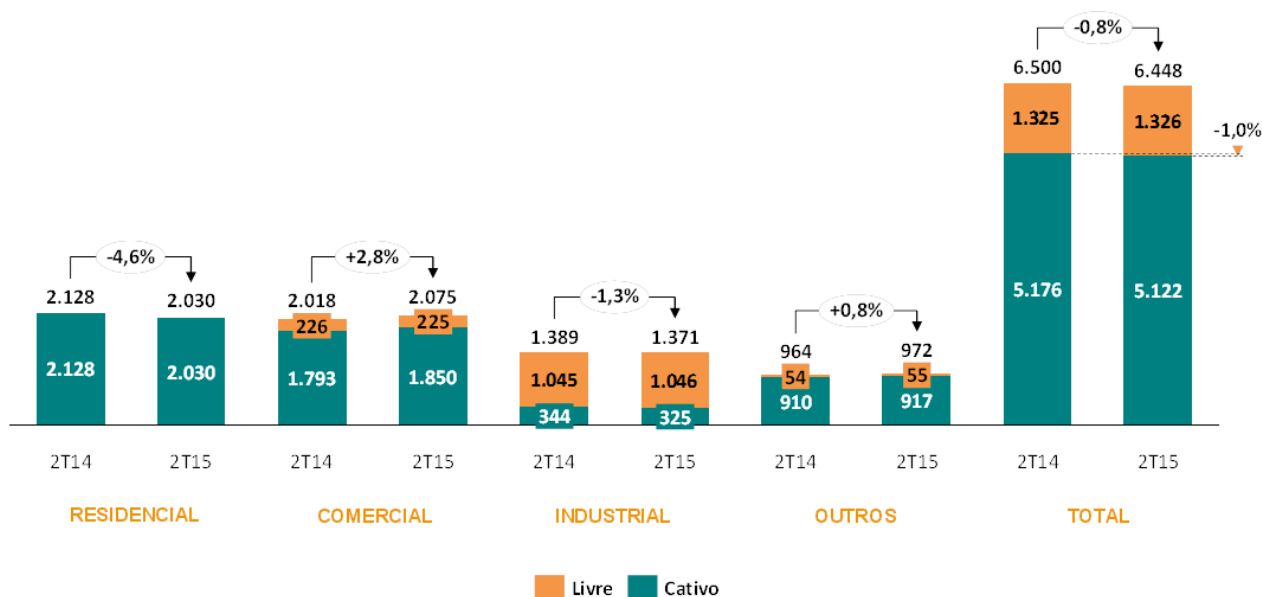


de Janeiro, 12 de agosto de 2015.

LIGHT SERVIÇOS DE ELETRICIDADE S.A. 2º TRIMESTRE DE 2015

Desempenho Operacional

Consumo de Energia Elétrica (GWh)
Mercado Total - Trimestre



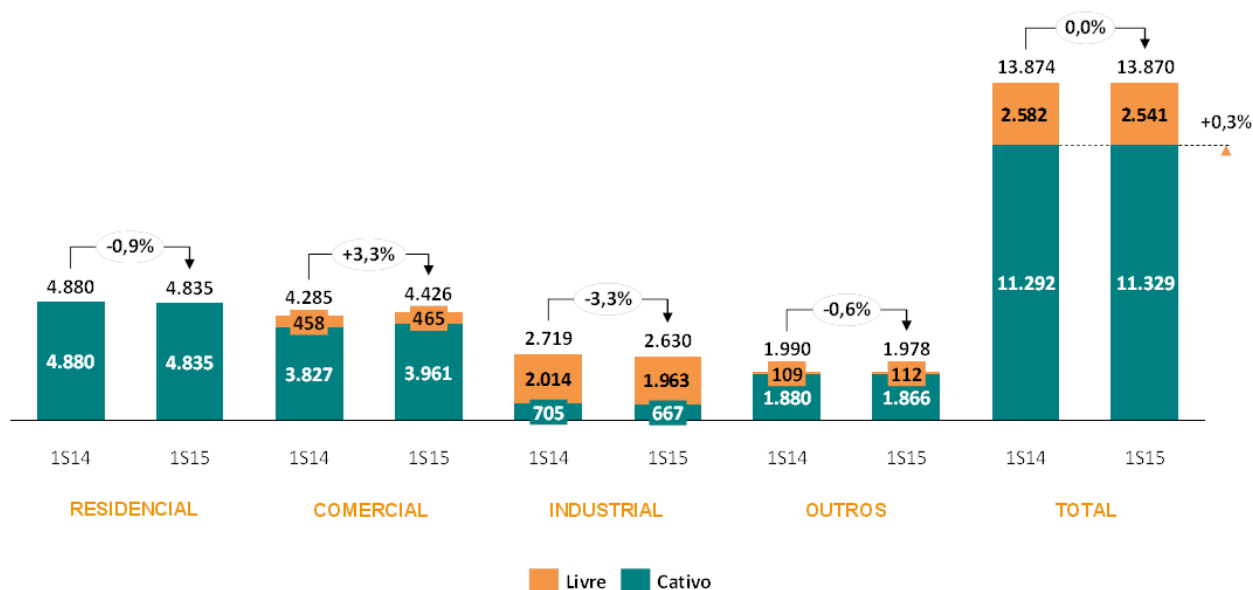
O consumo total de na área de concess Light SESA (clientes transporte de cliente no 2T15 foi de 6.44 uma redução de 0, relação ao mesmo de 2014, influenciado desempenho do n residencial (-4,6%) industrial (-1,3%).

segmento residencial, o consumo totalizou 2.030 GWh no trimestre, respondendo por 31,5% do mercado total, e apresentando um crescimento de 4,6% em comparação ao 2T14. A redução do consumo pelas famílias foi impactada pelo (i) reajuste anual ocorrido em novembro de 2014; (ii) início das bandeiras tarifárias em janeiro de 2015; (iii) reajuste extraordinário em março de 2015; e (iv) anúncio da campanha publicitária intitulada de "Uso Consciente de Energia - Use o bom senso" na televisão, rádio e internet, promovida pelo Governo Federal. Neste trimestre, a temperatura média foi 0,2°C acima da registrada no 2T14, e o consumo médio residencial atingiu patamar de 173,3 kWh/mês. O segmento comercial representou 32,2% de participação no mercado total, consumindo 2.075 GWh neste trimestre, crescimento de 2,8% em comparação com o 2T14, influenciado principalmente pela reclassificação de um grande cliente que antes pertencia a classe do Poder Judiciário. Considerando esta reclassificação, o crescimento no segmento comercial no trimestre seria de 1,2%. O consumo total dos clientes industriais foi de 1.371 GWh, com participação de 21,3% no mercado total, apresentando um decréscimo de 1,3% em comparação com o mesmo período do ano passado.

relação às demais classes, que representaram 15,1% do mercado total, houve um crescimento de 0,8% do consumo em relação ao semestre de 2014. As classes rural, poder público e serviço público apresentaram um crescimento de 18,4%, 7,3% e 4,5%, respectivamente em relação ao 2T14.

Consumo total
de
SESA
transporte de
1S15 foi de
na com o
2014,
o aumento
mercado cativo,
compensado
no
segmento
consumo

Consumo de Energia Elétrica (GWh) Mercado Total - Semestre



de ener
concessã
(clientes
clientes
13.870 G
mesmo
influ
de 0,3
que
pela qu
mercado
residenci
totalizou

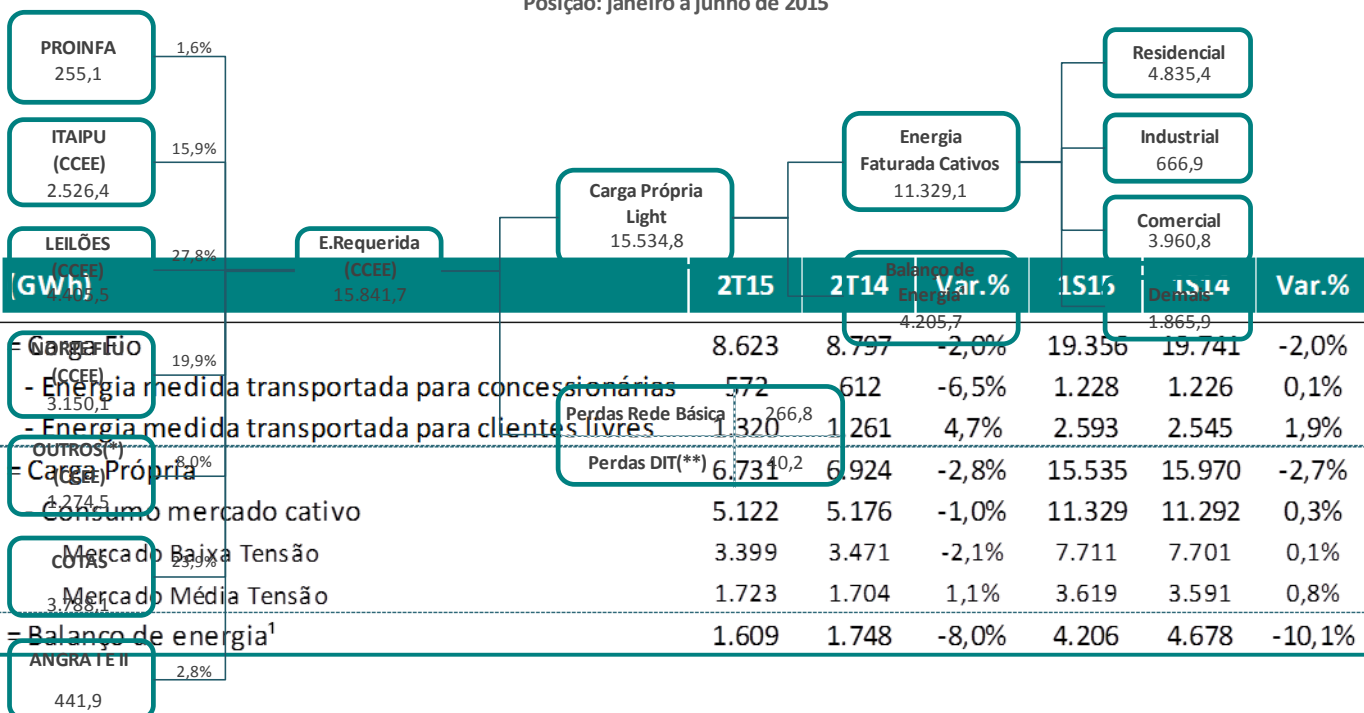
h no semestre, respondendo por 34,9% do mercado total, e apresentando uma redução de 0,9% em comparação ao 1S14. No primeiro de 2015 as temperaturas diárias elevadas influenciaram no aumento do consumo residencial, com uso intenso de ar condicionado. Nos outros meses do ano, observa-se uma redução do consumo influenciada principalmente pelo aumento das tarifas. No semestre, o consumo residencial atingiu patamar de 207,1 kWh/mês.

O segmento comercial representou 31,9% de participação no mercado total, consumindo 4.426 GWh neste semestre, crescimento de 3,3% em comparação com o 1S14. O crescimento deu-se principalmente devido a reclassificação de grande cliente anteriormente classificado como Poder Público. Desconsiderando esta reclassificação, o crescimento no segmento comercial seria de 1,7%.

O consumo total dos clientes industriais foi de 2.630 GWh, com participação de 19,0% no mercado total, apresentando um decréscimo de 3,3% em comparação com o mesmo período do ano passado, em função da retração de diversos setores.

Em relação às demais classes, que representaram 14,3% do mercado total, houve uma redução de 0,6% do consumo em relação ao primeiro semestre de 2014. As classes rural e serviço público apresentaram um crescimento de 3,8% e 1,9%, respectivamente, enquanto o poder público apresentou uma redução de 5,7% em relação ao 1S14.

BALANÇO ENERGÉTICO DE DISTRIBUIÇÃO - GWh
Posição: janeiro a junho de 2015



Balanco Ener

Perdas de E
Elétrica

As perdas não-totalizaram 5.75 nos últimos 12 representando

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

(**) Demais Instalações de Transmissão.

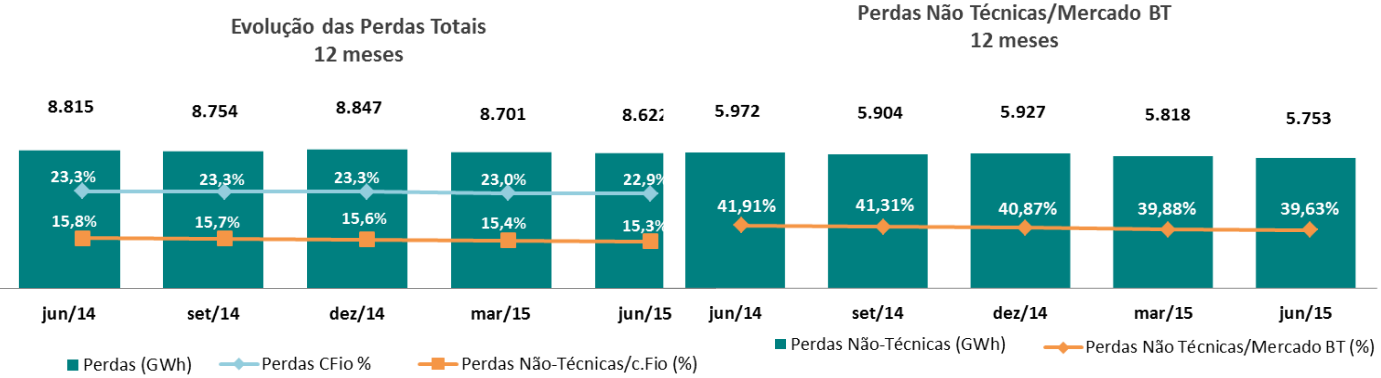
OBS: Na Light S.A existe eliminação de venda/compra de Energia Elétrica entre as empresas.

Dados de compra de energia do dia 08/07/2015 (sujeitos a alteração).

re a energia faturada no mercado de baixa tensão (metodologia de cálculo Aneel), com redução de 0,25 p.p. em relação às perdas nos meses encerrados em março de 2015. Em comparação com o período de 12 meses findos em junho de 2014, houve redução de 2,1 p.p. quando as perdas não-técnicas totalizaram 41,91% sobre o mercado de baixa tensão.

perdas técnicas totalizaram 2.869 GWh nos últimos 12 meses, representando 7,6% da carga fio, em linha quando comparado às perdas técnicas 12 meses encerrados em março de 2015. No período de 12 meses findos em junho de 2014, houve um aumento de 0,1 p.p., quando as perdas técnicas totalizaram 7,5% da carga fio.

perdas totais da Light SESA somaram 8.622 GWh, 22,9% sobre a carga fio, no período de doze meses encerrado em junho de 2015.



Para potencia
redução das
não-técnicas
Light
inv
continua
em ações q
desde os pr

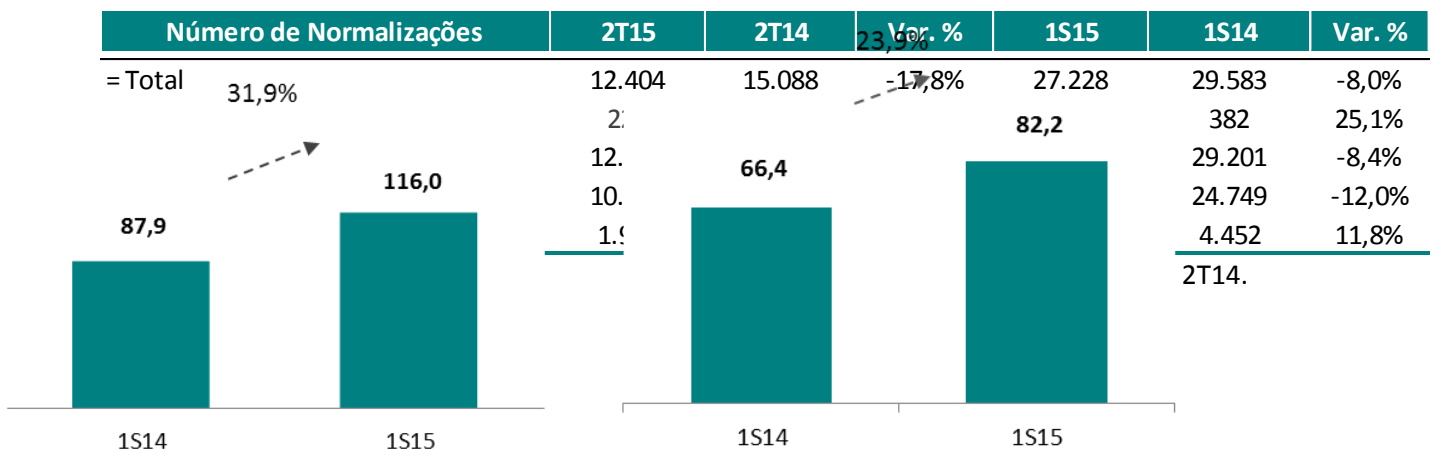
convencionais de inspeção de fraude, passando pela modernização da rede e dos sistemas de medição até o projeto APZ (Área de perdas). Entre estas ações, destacam-se:

- Normalizações de unidades consumidoras:** Foram realizadas nos segmentos de baixa, média e alta tensão, 12.404 normalizações no segundo trimestre de 2015, contra 15.088 no mesmo período de 2014, uma redução de 17,8%. Com relação à incorporação de energia no 1S15, o volume foi de 116,0 GWh, comparando com 87,9 GWh no 1S14, aumento de 31,9%. A recuperação de energia foi de 82,2 GWh no período, aumento de 23,9% quando comparada a 66,4 GWh no 1S14.

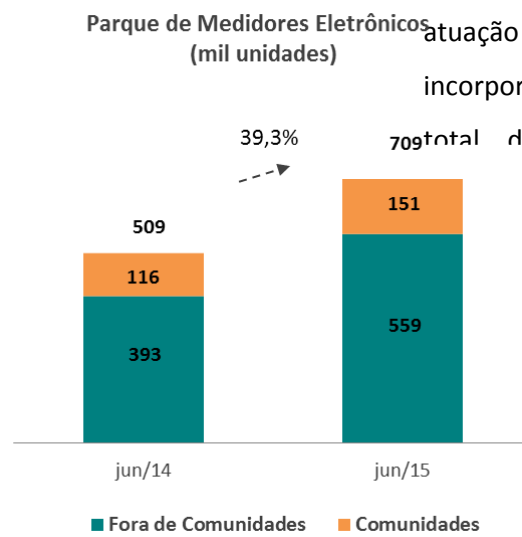
GWh no período, aumento de 23,9% quando comparada a 66,4 GWh no 1S14.

Incorporação de Energia (GWh)

Recuperação de Energia (GWh)



Instalação de medidores eletrônicos com telemedição: A instalação de medidores eletrônicos com SMC (sistema de medição centralizado) contempla áreas com alto índice de perdas, podendo contar com o auxílio das UPPs (Unidade de Proteção e Pacificação) ou não. A presença das UPPs viabiliza uma maior eficiência (redução de inadimplência ou ao furto de energia). Em áreas de UPP foram incorporados 8,5 GWh de energia. O parque de medidores eletrônicos instalado até junho de 2015 atingiu o montante de **709 mil** unidades. Em junho de 2014, a Companhia assinou contrato com a Landy+Gyr para o fornecimento de aproximadamente 1 milhão de medidores eletrônicos próximos 5 anos, pelo valor total de R\$ 750 milhões a serem utilizados no Projeto Smart Grid. Atualmente, o Projeto está em campo na fase de implementação de comunicação (nuvem), executando instalações de equipamentos nas subestações e em diversos pontos da área de concessão em postes. Além disso, segue-se a implementação do novo ambiente de tecnologia da informação (desenvolvimento e adequação de sistemas e instalação de hardware) que será 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. O projeto conta com equipes dedicadas de técnicos e agentes de relacionamento comercial que têm metas e remuneração atreladas à melhoria dos indicadores de perda 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 Áreas de Perda Zero em operação, abrangendo 680 mil clientes na Baixada Fluminense, Zona Sul, Zona Oeste e Zona Norte.

Até junho de 2015, foram instalados 17.211 medidores eletrônicos nas comunidades, e desde o início do projeto, as APZs já inauguradas há mais de 3 meses vêm apresentando uma redução média de perdas não-técnicas sobre carga fio de 32 p.p. e aumento médio na arrecadação de energia. Abaixo, os resultados acumulados até março, das 26 APZs com resultados apurados:

APZ	Localidade	Ano de Implementação	Número de clientes	Perdas Não Técnicas/Carga Fio *		Arrecadação		Área de UPP
				1T15	2T15	1T15	2T15	
	Curúca	2010	13.643	9%	9%	96%	96%	N
	Realengo/Batan	2010/2013	28.113	10%	11%	97%	96%	N/S
	Cosmos 1	2012	22.483	9%	9%	96%	94%	N
	Cosmos 2	2012	22.483	9%	8%	101%	98%	N
	Caxias 1	2012	22.483	31%	31%	95%	94%	N
	Caxias 1 e 2	2012	15.116	Antes 37%	Atual 35%	93%	92%	N
	Belford Roxo 1 e 2	2013	21.961	24%	26%	96%	94%	N
	Vigário Geral	2012	18.320	9%	10%	95%	95%	N
Total			22.409	49%	29%	89%	93%	
	Caxias 3	2013	17.805	13%	13%	95%	94%	N
	Nova Iguaçu 1	2013	20.616	24%	23%	97%	96%	N
	Nova Iguaçu 2	2013	22.748	15%	14%	96%	95%	N
	Nilópolis	2013	11.432	20%	19%	95%	93%	N
	Mesquita + Nilópolis Convencional	2010	20.166	15%	16%	97%	95%	N
	Ricardo de Albuquerque	2013	26.427	7%	7%	95%	95%	N
	Cabritos/Tabajaras/Chapéu	2012	16.496	31%	30%	96%	96%	S
	Mangueira/Babilônia/Santa Marta/São Carlos	2013	20.017	11%	12%	97%	96%	N
	Coelho da Rocha	2013	20.335	13%	13%	97%	96%	N
	Cidade de Deus	2011	20.696	29%	29%	91%	92%	S
	Tomazinho	2013	12.595	11%	12%	97%	95%	N
	Formiga/Borel/Macaco/Salgueiro/Andaraí	2012	18.576	17%	16%	92%	93%	S
	Monte Líbano	2014	19.521	8%	9%	97%	96%	N
	Caxias 5	2014	22.867	18%	17%	94%	96%	N
	Cordovil	2014	13.026	12%	11%	94%	93%	N
	Éden	2014	18.081	12%	11%	95%	95%	N
	Alemão	2014	13.298	25%	23%	92%	92%	S
	Rio das Pedras	2014	17.535	54%	41%	89%	92%	N
Total			493.857	17%	17%	96%	95%	

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

Informe tabela abaixo:

Complementando as 27 áreas com resultados apurados, a tabela abaixo apresenta as 10 APZ's, em fase de implementação e ainda com resultados contabilizados, totalizando as 37 áreas em operação. O total de clientes ainda sem resultados é de aproximadamente 19,0 mil clientes.

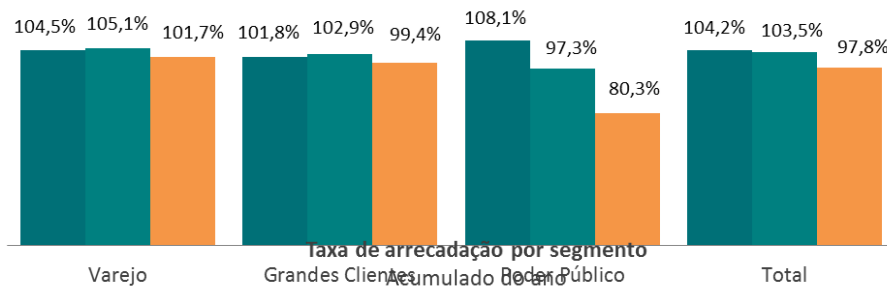
Localidade	Ano de Implementação	Número de clientes	Perdas Não Técnicas/Carga Fio *	Arrecadação	Área de UPP
Comunidades Centro	2014	17.424	62%	89%	S
Vilar dos Teles 1	2014	14.913	61%	97%	N
Comunidades Estácio	2014	12.644	70%	90%	S
Rosali 1	2014	14.551	41%	94%	N
Rosali 2	2014	16.255	33%	97%	N
Rosali 3	2014	17.346	25%	97%	N
Rosali 5	2014	15.618	54%	98%	N
Caxias 6	2014	18.966	39%	96%	N
Areia Branca 1	2014	24.321	65%	96%	N
Areia Branca 5	2014	11.688	40%	95%	N
Total		163.726			

Arrecadação

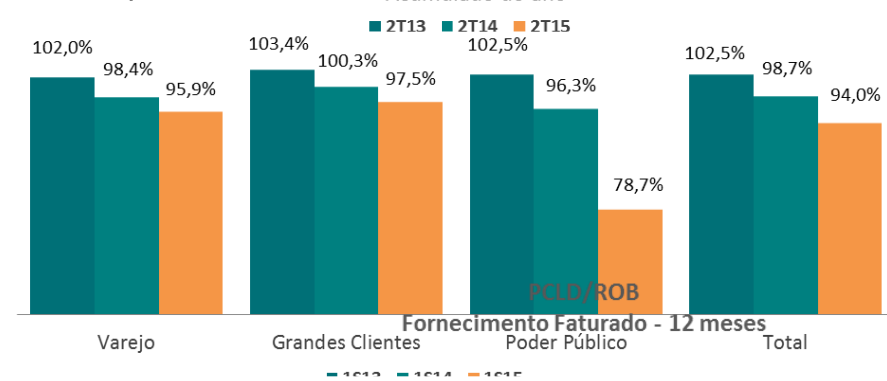
taxa de arrecadação do trimestre encerrado, 5,7 p.p. abaixo do índice do mesmo período do ano anterior. Esse resultado é justificado principalmente pela redução de 17,0 p.p. na arrecadação do setor de poder público. No segundo semestre, a taxa de arrecadação foi inferior ao mesmo período de 2014.

A constituição de Provisões para Créditos de Liquidação Duvidosa (PCLD) no segundo trimestre de 2015 representou 1,0% da receita bruta de fornecimento de energia, inferior ao valor de 1,2% registrado no mesmo período de 2014. No primeiro semestre de 2015, a PCLD representou 1,0% da receita bruta de fornecimento de energia, inferior ao valor de 1,2% registrado no mesmo período de 2014.

Taxa de arrecadação por segmento - Trimestre



Taxa de arrecadação por segmento - Fornecimento Faturado - 12 meses

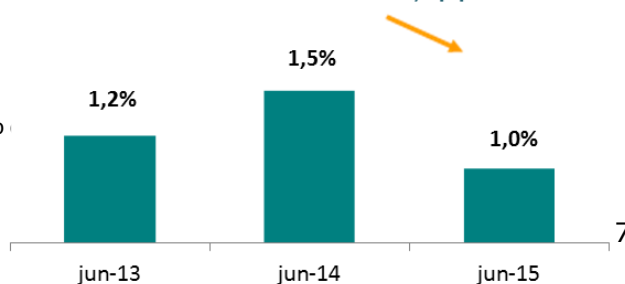


atingiu 97,8% do mesmo período do ano anterior, inferior ao valor de 94,0%, 4,8 p.p. abaixo do índice do mesmo período de 2014.

de 94,0%, 4,8 p.p. abaixo do índice do mesmo período de 2014.

Crédito de Liquidação Duvidosa (PCLD) de 2015 representou 1,0% da receita bruta de fornecimento de energia, inferior ao valor de 1,2% registrado no mesmo período de 2014. No primeiro semestre de 2015, a PCLD representou 1,0% da receita bruta de fornecimento de energia, inferior ao valor de 1,2% registrado no mesmo período de 2014.

-0,5 p.p.



¹ Para o cálculo da PCLD, é considerada a receita bruta do mercado.

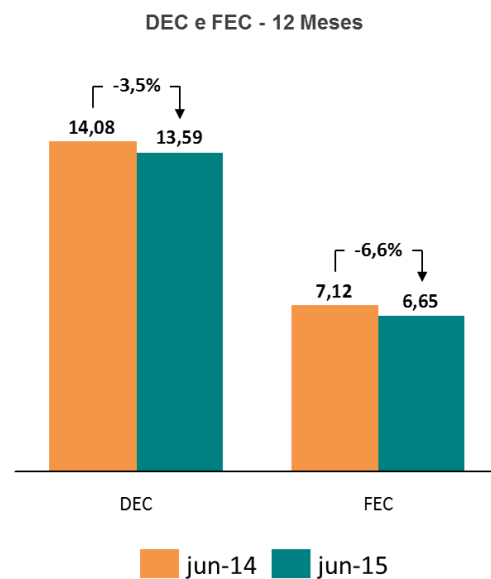
Provisão para Crédito de Liquidação Duvidosa - R\$ MM

	2T15	2T14	Var. (R\$)	1S15	1S14	Var. (R\$)
PCLD	30,1	36,1	(6,0)	54,2	61,4	(7,1)

Qualidade Operacional

2T15, na rede de distribuição aérea, foram realizadas 319 operações/manutenções em circuitos de média tensão, 712 substituições de 621 podas de árvores. Na rede de distribuição subterrânea foram realizadas 13.636 em caixas de inspeção, 54 transformadoras e 13.636 em caixas de inspeção, manutenção em 54 transformadores, 39 chaves e 245 protetores.

A média móvel dos últimos doze meses, referente ao DEC – Duração Média de Interrupção, que é expresso em horas, atingiu o valor de 13,59, uma redução de 3,5% 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 6,65, uma redução de 6,6% em relação ao mesmo período do ano anterior.



transformadas
realizadas
além

Equivalente
redução de
FEC – Fre
foi de 6,65

Desempenho Financeiro

Receita Líquida

Receita Líquida (R\$ MM)	2T15	2T14	Var. %	1S15	1S14	Var. %
Receita líquida do segmento de distribuição	2.029,2	1.438,5	41,1%	4.728,0	3.185,2	48,4%
Receita de Construção ¹	208,4	214,3	-2,8%	397,5	377,8	5,2%
Total (a')	2.237,6	1.652,8	35,4%	5.125,4	3.563,0	43,9%

Receita líquida do segmento de distribuição foi de R\$ 2.029,2 milhões, representando um crescimento de 35,4% em relação ao mesmo período do ano anterior, considerando a receita de construção.

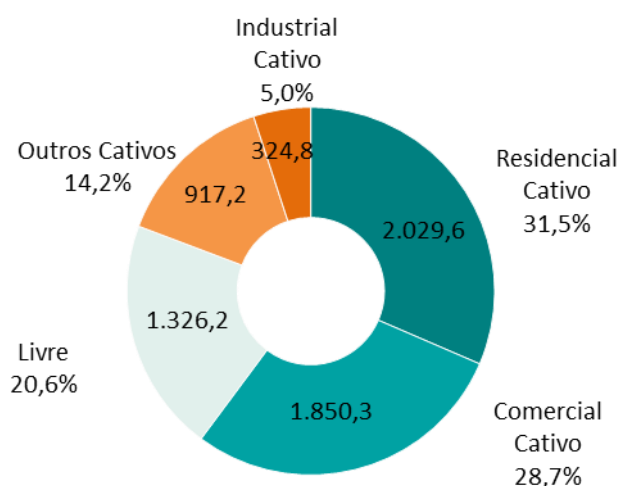
2T15 totalizando 2.029,2 milhões

¹ 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.

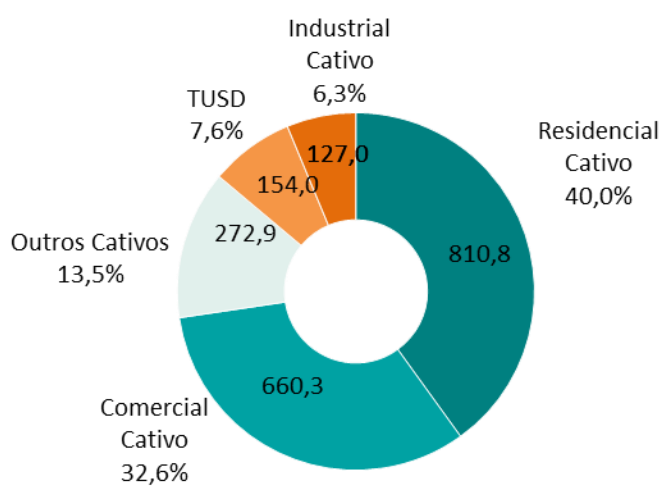
nestre, 41,1% acima da receita verificada no mesmo período do ano passado, explicado pelo reconhecimento tarifário dos custos com a compra de energia que no 2T14 foram reduzidos das despesas não gerenciáveis através dos aportes da Conta-ACR. Entre o reconhecimento tarifário do 2T15 estão: (i) R\$ 277,3 milhões provenientes do sistema de bandeiras tarifárias faturados na área de concessão da Light SESA; (ii) recebimento de R\$ 241,6 milhões oriundos da Conta Centralizadora de Recursos da Bandeira Tarifária (“CCRBT”) - competência de novembro de 2015; e (iii) 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\$ 14,0 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\$ 44,4 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 60,2% do consumo e representam 72,6% da receita de energia vendida.

Consumo de Energia Elétrica - (GWh)
2T15



Receita Líquida por classe - R\$ MM
2T15



No primeiro semestre de 2015, a receita líquida da distribuidora, desconsiderando a receita de consumo livre, somou R\$ 1.480,0 milhões, 48,4% acima da receita apurada no mesmo período em função do crescimento de 30,0% da receita de

energia vendida explicado pelo reconhecimento tarifário dos custos com a compra de energia que no 1S14 foram reduzidos das despesas não gerenciáveis através dos aportes da Conta-ACR. Entre o reconhecimento tarifário do 1S15 estão: (i) aporte de R\$ 545,0 milhões da Conta Centralizadora de Recursos da Bandeira Tarifária (“CCRBT”) - competência de novembro e dezembro de 2014; (ii) R\$ 446,0 milhões provenientes do sistema de bandeiras tarifárias faturados na área de concessão da Light SESA; (iii) recebimento de R\$ 330,0 milhões oriundos da Conta Centralizadora de Recursos da Bandeira Tarifária (“CCRBT”) - competência de janeiro a maio de 2015); e (iv) 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).

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 termoeletrônico 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 de ajuste de contrato para distribuição pela Companhia, os aportes da Conta-ACR passaram a ser reconhecidos na Receita.

receita de ultrapassagem de demanda e excedente de reativos totalizou R\$ 31,5 milhões, enquanto a receita tratada como Obr...
 especiais para o combate às perdas somou R\$ 108,9 milhões.

2 Custos e Despesas

Custos e Despesas (R\$ MM)	2T15	2T14	Var.%	1S15	1S14	Var.%
Custos e Despesas Não Gerenciáveis	(1.640,1)	(1.090,1)	50,5%	(3.805,8)	(2.328,1)	63,5%
Custos de Compra de Energia	(1.602,0)	(1.057,5)	51,5%	(3.699,9)	(2.246,6)	64,7%
Custos com Encargos e Transmissão	(169,9)	(125,6)	35,3%	(378,9)	(255,0)	48,6%
Outros (Custos Obrigatórios)	(0,9)	(3,1)	-71,0%	(1,7)	(17,5)	-90,3%
Crédito de PIS/COFINS sobre compra de Energia	132,6	96,2	37,8%	274,8	191,0	43,9%
Custos e Despesas Gerenciáveis	(370,7)	(302,2)	22,7%	(700,8)	(641,5)	9,2%
PMSO	(207,3)	(200,8)	3,2%	(418,2)	(377,3)	10,8%
Pessoal	(74,8)	(75,3)	-0,7%	(157,7)	(144,3)	9,3%
Material	(3,2)	(4,0)	-20,0%	(6,5)	(9,2)	-29,3%
Serviço de Terceiros	(105,4)	(100,8)	4,6%	(211,6)	(191,7)	10,4%
Outros	(23,9)	(20,6)	16,0%	(42,4)	(32,1)	32,1%
Provisões - Contingências	(32,9)	21,9	-	(19,0)	(18,0)	5,6%
Provisões - PCLD	(30,1)	(36,1)	-16,6%	(54,2)	(61,4)	-11,7%
Depreciação e Amortização	(97,9)	(86,2)	13,6%	(195,2)	(171,6)	13,8%
Outras Receitas/Despesas Operacionais	(2,5)	(1,2)	108,3%	(14,2)	(13,3)	6,8%
Custos Totais s/Custo de Construção	(2.010,8)	(1.392,4)	44,4%	(4.506,6)	(2.969,7)	51,8%
Custo de Construção	(208,4)	(214,3)	-2,8%	(397,5)	(377,8)	5,2%
Custos Totais	(2.219,2)	(1.606,7)	38,1%	(4.904,0)	(3.347,5)	46,5%

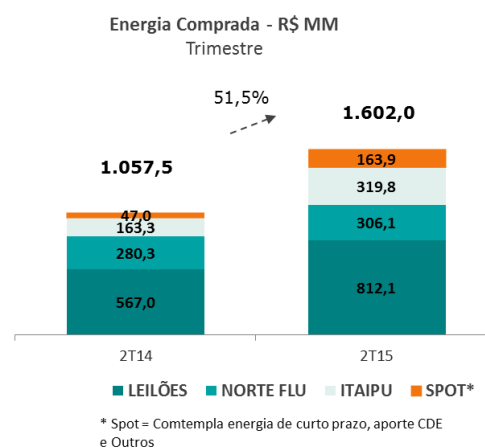
No trimestre, os custos e despesas da atividade de distribuição de energia foram 38,1% acima dos custos do mesmo período de 2014. Desconsiderando o custo de construção, os custos e despesas totais apresentaram um aumento de 44,4% em relação ao mesmo período de 2014. No acumulado de 2015, o crescimento dos custos e despesas da distribuidora foi de

quanto que os custos e despesas totais, desconsiderando o custo de construção, aumentaram 51,8%.

Custos e Despesas Não Gerenciáveis

No segundo trimestre de 2015, os custos e despesas não gerenciáveis foram de R\$ 1.640,1 milhões, apresentando um aumento de 50,5% em relação ao mesmo período de 2014, justificado principalmente pelo reconhecimento tarifário dos custos e despesas da receita do 2T15, enquanto que no 2T14 foram reduzidos os custos e 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 a compra de energia hidrológica proveniente das cotas, devido ao maior déficit do GSF e do meio/15, do risco hidrológico referente à energia de Itaipu do mês



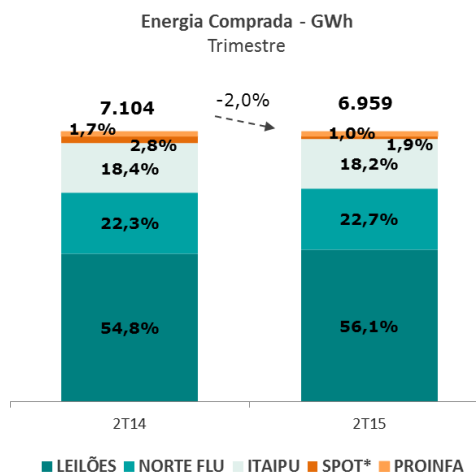
foram de R\$ 1.640,1 milhões, apresentando um aumento de 50,5% em relação ao mesmo período de 2014, justificado principalmente pelo reconhecimento tarifário dos custos e despesas da receita do 2T15, enquanto que no 2T14 foram reduzidos os custos e despesas não gerenciáveis através dos aportes da CDE e Conta-ACR. O crescimento na compra de energia é explicado por: (i) aumento dos custos com a compra de energia hidrológica proveniente das cotas, devido ao maior déficit do GSF e do meio/15, do risco hidrológico referente à energia de Itaipu do mês

Leilão A-1 (dezembro de 2014) e no Leilão de Ajuste (janeiro de 2015); (iii) reajuste anual dos contratos; e (iv) valorização do dólar, que se refletiu nas despesas relativas a Itaipu.

No 2T15, os custos com encargos e transmissão apresentaram crescimento devido ao aumento de 70,9% dos gastos com Encargo de Serviço do Sistema Elétrico com custo de combustível superior ao PLD; e (ii) do aumento de transporte de energia, em razão do maior volume de energia contratado combinado com o aumento das tarifas de uso do sistema de transmissão.

O custo médio de energia comprada, desconsiderando as compras no spot, no segundo trimestre de 2015, 22,6% superior ao custo médio do 2T14 no valor de R\$ 186,0/MWh. Considerando as compras no spot, o custo médio de energia comprada (incluindo o spot) foi de R\$ 209/MWh no 2T15, superior ao custo médio de R\$ 191/MWh no 2T14.

Segue abaixo a abertura dos custos não gerenciáveis:



de 35,3%, decorrente do aumento de 70,9% dos gastos com Encargo de Serviço do Sistema referentes à transmissão elétrica; (i) do aumento de 51,3% no gasto com transporte de energia, em razão do maior volume de energia contratado junto à rede elétrica nacional e do aumento das tarifas de uso do sistema de transmissão; (ii) do aumento de 46,7% no custo médio de energia comprada, desconsiderando as compras no spot, para o valor de R\$ 186,0/MWh no 2T15, superior ao custo médio de R\$ 129,0/MWh no mesmo trimestre de 2014.

Custos e Despesas Não Gerenciáveis (R\$ MM)	2T15	2T14	Var. %	1S15	1S14	Var. %
Custos de Compra de Energia	(1.602,0)	(1.057,5)	51,5%	(3.699,9)	(2.246,6)	64,7%
Itaipu	(319,8)	(163,3)	95,8%	(659,7)	(331,3)	99,1%
UTE Norte Fluminense	(306,1)	(280,3)	9,2%	(609,0)	(557,6)	9,2%
Energia de Curto Prazo (Spot)	(163,9)	(271,3)	-39,6%	(747,2)	(1.516,9)	-50,7%
Leilão de energia	(812,1)	(567,0)	43,2%	(1.684,0)	(1.217,9)	38,3%
Contratos por Disponibilidade	(129,6)	(289,5)	-55,2%	(497,6)	(581,3)	-14,4%
Demais	(682,6)	(277,5)	146,0%	(1.186,4)	(636,6)	86,4%
Aporte CDE / Conta ACR	-	224,3	-	-	1.377,1	-
Custos com Encargos e Transmissão	(169,9)	(125,6)	35,3%	(378,9)	(255,0)	48,6%
Encargos Serviços do Sistema - ESS	(33,5)	(19,6)	70,9%	(114,8)	(46,2)	148,5%
Transporte de Energia	(95,0)	(62,8)	51,3%	(183,8)	(125,3)	46,7%
Outros Encargos	(41,4)	(43,2)	-4,2%	(80,4)	(83,4)	-3,6%
Outros (Custos Obrigatórios)	(0,9)	(3,1)	-71,0%	(1,7)	(17,5)	-90,3%
Crédito de PIS/COFINS sobre compra de Energia	132,6	96,2	37,8%	274,8	191,0	43,9%
Total	(1.640,1)	(1.090,1)	50,5%	(3.805,8)	(2.328,1)	63,5%

compensados pelas 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 aumento do preço do GSF e inclusão, a partir de janeiro/15, do risco hidrológico referente à energia de Itaipu do mês corrente; (ii) contratação no Leilão de Ajuste (janeiro de 2015), no Leilão A-0 (abril de 2014) e no 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.

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

De acordo com o Informe Nota Técnica nº 373/2014 – SRE/Aneel referente ao reajuste tarifário da Light em 07 de novembro de 2014, o valor homologado foi de R\$ 565,8 milhões, a ser pago pelos consumidores até 06 de novembro de 2015.

entre 07 de novembro e 31 de dezembro de 2014, houve amortização da CVA no montante de R\$ 135,5 milhões, restando um saldo homologado de R\$ 430,3 milhões. Adicionalmente, foi constituída CVA de R\$ 589,5 milhões, finalizando 2014 com um saldo de CVA de R\$ 865,8 milhões.

No primeiro trimestre de 2015, houve uma amortização de R\$ 159,9 milhões, restando um saldo de R\$ 705,4 milhões referente ao saldo homologado no reajuste. No mesmo período, a distribuidora formou uma CVA de R\$ 659,2 milhões, e recebeu R\$ 633,4 milhões referentes aos aportes da Conta-ACR e CCRBT, gerando um saldo de CVA no montante de R\$ 885,7 milhões.

No segundo trimestre de 2015, a amortização da CVA totalizou R\$ 169,3 milhões, restando um saldo de R\$ 716,1 milhões a ser recebido no próximo reajuste. No 2T15, a distribuidora constituiu uma CVA de R\$ 344,8 milhões, e recebeu R\$ 241,6 milhões referentes aos aportes da Conta-ACR e CCRBT, finalizando um saldo de CVA de R\$ 819,6 milhões.

R\$ Milhões	07/11/2014	Até 31/12/2014	1T15	2T15
Saldo da CVA homologado pela Aneel em 07/11/2014	565,8	-	Composição do saldo da CVA (R\$ Milhões)	
Amortização da CVA homologada pela Aneel (a partir de 07/11/2014)	-	(135,5)	(159,9)	(169,3)
Constituição de CVA para próximos Reajustes Tarifários	-	589,5	659,2	344,8
Aporte Conta-ACR	-	-	(545,0)	-
Aporte CCRBT	-	-	633,4	241,6
Saldo Final da CVA	565,8	1.019,8	885,7	819,6
			A ser recebido até 06/11/2015	101,1
			Formação até 2T15	1.593,5
			Aporte ACR até 2T15	(545,0)
			Aporte CCRBT até 2T15	(330,0)
			Saldo	819,6

Custos e Despesas Gerenciáveis

No segundo 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\$ 370,7 milhões, apresentando crescimento de 10,2% em relação ao primeiro trimestre de 2015 e em relação ao mesmo período de 2014.

custos e despesas de PMSO (pessoal, material, serviços e outros) somaram R\$ 207,3 milhões no trimestre, 3,2% acima do realizado no mesmo período de 2014, explicado, principalmente, pelo aumento de 4,6% na linha de serviços de terceiros, e 16,0% na linha de outros.

Redução de 0,7% na linha de pessoal é explicada por um maior volume de capitalização de mão de obra em projetos de investimento.

O aumento de 4,6% na linha de serviços de terceiros é justificado pelos seguintes fatores: (i) ampliação do programa de Áreas de Perda de Energia (APE), no montante de aproximadamente R\$ 1,7 milhão; e (ii) aumento no custo das atividades no campo ligadas a reparos.

O aumento de 16,0% na conta de outros é justificado principalmente pela manutenção de licença de softwares no 2T15 no montante de aproximadamente R\$ 2,3 milhões.

A conta de provisões totalizou R\$ 63,0 milhões, 346,1% acima do registrado no segundo trimestre de 2014 devido, principalmente, e a reversão de provisões tributárias e trabalhistas no montante de R\$ 41,9 milhões no 2T14.

Em comparação com o mesmo trimestre de 2014, a linha de depreciação/amortização apresentou um crescimento de 13,6% em função do aumento da base de ativos depreciáveis do 2T15 em relação ao 2T14.

EBITDA³

EBITDA Consolidado (R\$ MM)	2T15	2T14	Var.%	1S15	1S14	Var.%
Distribuição	116,3	132,3	-12,1%	416,6	387,1	7,6%
Ativos e Passivos Regulatórios	-	120,3	-	-	102,1	-
EBITDA Ajustado	116,3	252,7	-54,0%	416,6	489,2	-14,8%

O EBITDA ajustado totalizou R\$ 116,3 milhões no 2T15, 12,1% inferior ao apurado no mesmo trimestre de 2014, explicado pela reversão de provisões tributárias e trabalhistas no montante de R\$ 41,9 milhões no 2T14. A margem EBITDA foi de 5,7%, 3,5 p.p. abaixo da registrada do 2T14.

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.

primeiro semestre, o EBITDA da distribuidora foi de R\$ 416,6 milhões, aumento de 7,6% em relação ao EBITDA reportado no 1S14, o que se deveu ao reconhecimento da CVA na receita. Em relação ao EBITDA ajustado do 1S14, houve queda de 14,8%, explicada principalmente pela redução no mercado cativo e pelo aumento do PMSO em linha com a inflação. A margem EBITDA do semestre foi de 8,8%, 3,4 p.p. abaixo do 1S14.

4 Resultado Financeiro Consolidado

Resultado Financeiro - R\$ MM	2T15	2T14	Var.%	1S15	1S14	Var.%
Receitas Financeiras	126,7	59,7	112,2%	322,7	155,5	107,5%
Juros sobre Aplicações Financeiras	6,7	22,7	-70,5%	15,4	36,8	-58,2%
Resultado Swap Líquido	-	-	-	101,2	-	-
Acréscimo Moratório / Multas sobre débitos	31,4	20,0	57,0%	57,9	41,4	39,9%
Atualização da parcela A e outros itens financeiros	37,6	-	-	50,3	-	-
Atualização a VNR do ativo financeiro	44,3	(1,8)	-	83,4	44,8	86,2%
Outras Receitas Financeiras	6,7	19,0	-64,7%	14,5	32,6	-55,5%
Despesas Financeiras	(196,6)	(156,2)	25,9%	(537,1)	(309,6)	73,5%
Encargos da dívida	(130,2)	(112,8)	15,4%	(251,5)	(209,3)	20,2%
Varição Monetária	(19,6)	(12,2)	60,7%	(46,2)	(25,9)	78,4%
Varição Cambial	46,1	32,0	44,1%	(171,5)	63,6	-
Resultado Swap Líquido	(56,1)	(38,5)	45,7%	-	(77,8)	-
Atualização de provisões para contingências	(2,8)	(9,3)	-69,9%	(8,1)	(15,1)	-46,4%
Atualização pela Selic P&D/PEE/FNDCT	(3,2)	(2,3)	39,1%	(5,7)	(4,4)	29,5%
Juros sobre Tributos	(2,4)	(0,8)	200,0%	(3,7)	(0,8)	362,5%
Parcelamento- multas e juros Lei.11.941/09 (REFIS)	(3,9)	(3,7)	5,4%	(7,6)	(7,4)	2,7%
Compensação DIC/FIC	(12,8)	(7,0)	82,9%	(29,6)	(26,3)	12,5%
Outras Despesas Financeiras (inclui IOF)	(8,8)	(1,8)	388,9%	(10,4)	(3,0)	246,7%
Braslight	(2,8)	-	-	(2,8)	(3,4)	-17,6%
Total	(69,9)	(96,5)	-27,6%	(214,4)	(154,1)	39,1%

O resultado financeiro do trimestre foi negativo em R\$ 69,9 milhões, apresentando uma melhora de R\$ 26,6 milhões em relação ao resultado financeiro do trimestre anterior, que foi negativo de R\$ 96,5 milhões, registrado no segundo trimestre de 2014.

A receita financeira do trimestre foi de R\$ 126,7 milhões, representando um acréscimo de R\$ 67,0 milhões acima do registrado no mesmo período de 2014, justificado principalmente pela atualização da parcela

dos itens financeiros, influenciada pelo aumento da Selic; e (ii) pela atualização do ativo financeiro pelo IGP-M acumulado do trimestre. A despesa financeira do trimestre somou R\$ 196,6 milhões, R\$ 40,4 milhões acima da despesa verificada no mesmo período de 2014, justificada principalmente pelo aumento do custo de dívida no período no montante de R\$ 28,4 milhões⁴ devido (i) ao maior volume de dívida; e (ii) ao aumento do CDI e IPCA. Aproximadamente 99% da dívida em moeda estrangeira possui hedge, fazendo com que a variação do dólar tenha tido um impacto irrelevante no resultado financeiro.

5 Endividamento

⁴ Variação das linhas de encargo da dívida + variação monetária + variação cambial + resultado de swap líquido.

R\$ MM	Circulante	%	Não Circulante	%	Total	%
Moeda Nacional	827,9	13,2%	4.170,7	66,3%	4.998,6	79,4%
Debêntures 8a. Emissão	43,2	0,7%	391,4	6,2%	434,6	6,9%
Debêntures 9a. Emissão - Série A	17,0	0,3%	996,3	15,8%	1.013,3	16,1%
Debêntures 9a. Emissão - Série B	4,8	0,1%	691,7	11,0%	696,5	11,1%
Debêntures 10a. Emissão	15,2	0,2%	745,3	11,8%	760,5	12,1%
Eletrobras	1,4	0,0%	4,0	0,1%	5,4	0,1%
CCB Bradesco	91,8	1,5%	150,0	2,4%	241,8	3,8%
BNDES (CAPEX)	253,3	4,0%	754,8	12,0%	1.008,2	16,0%
BNDES Olimpíadas	10,1	0,2%	50,0	0,8%	60,1	1,0%
Banco do Brasil	7,1	0,1%	150,0	2,4%	157,1	2,5%
Conta Garantida - CEF	1,4	0,0%	100,0	1,6%	101,4	1,6%
3ª Nota Promissória	276,3	4,4%	0,0	0,0%	276,3	4,4%
Mútuo - 2015	100,9	1,6%	0,0	0,0%	100,9	1,6%
Outros	5,5	0,1%	137,2	2,2%	142,7	2,3%
Moeda Estrangeira	466,1	7,4%	827,2	13,1%	1.293,3	20,6%
Tesouro Nacional	1,8	0,0%	40,7	0,6%	42,5	0,7%
Merrill Lynch	56,1	0,9%	27,9	0,4%	84,0	1,3%
BNP	0,8	0,0%	76,1	1,2%	76,8	1,2%
Citibank	1,1	0,0%	620,5	9,9%	621,6	9,9%
Bank Tokyo - Mitsubishi	186,5	3,0%	62,1	1,0%	248,6	4,0%
Itaú	81,118	1,3%	0,0	0,0%	81,1	1,3%
Santander	138,642	2,2%	0,0	0,0%	138,6	2,2%
Dívida Bruta	1.294,0	20,6%	4.997,9	79,4%	6.291,9	100,0%
Disponibilidades					257,1	
Dívida Líquida (a)					6.034,8	
Braslight (b)					35,1	
Dívida Líquida Ajustada (a+b)					6.069,9	

A dívida bruta da Companhia de junho de 2015 era de R\$ 6.291,9 milhões, um acréscimo de 12,9% em relação a março de 2015. As captações realizadas no período foram: (i) liberações de recursos do BNDES, ao longo dos últimos 12 meses, no montante de R\$ 4.170,7 milhões; (ii) captação em moeda estrangeira de R\$ 51 milhões junto ao Bank Tokyo-Mitsubishi com proteção à exposição cambial através de operação de swap para Real (novembro de 2014); (iii) captação em moeda estrangeira de R\$ 68 milhões junto ao Banco Itaú, com proteção à exposição cambial através de operação de swap para Real (dezembro de 2014); (iv) captação em moeda estrangeira de R\$ 120 milhões, junto ao Banco Santander com proteção à exposição cambial através de operação de swap para Real (fevereiro de 2015); (v) captação em moeda estrangeira de R\$ 80 milhões, junto ao BNP Paribas, com proteção à exposição cambial através de operação de swap para Real; (vi) captação de capital de giro de R\$ 35,1 milhões, junto a Caixa Econômica Federal; e (vii) Notas Promissórias junto ao Itaú, Bradesco e Caixa Econômica Federal, no montante de R\$ 276,3 milhões. Tais recursos foram utilizados principalmente para capital de giro, visando a cobertura dos custos de compra de energia cobertos pela tarifa, que constituem a CVA da Light SESA.

O prazo médio de vencimento da dívida é de 4,1 anos e o custo médio da dívida denominada em reais ficou em 12,9% a.a. No fechamento deste trimestre, 20,6% 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 0,7%. A política de proteção à exposição cambial consiste em manter o fluxo de caixa das dívidas em moeda estrangeira vencendo nos próximos 24 meses (principal e juros), através do instrumento swap ser realizado em 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.

5 Resultado Líquido

Light SESA registrou um prejuízo líquido de R\$ 33,9 milhões neste trimestre, em comparação ao lucro de R\$ 35,9 milhões no primeiro semestre de 2014, explicado pela redução do EBITDA, parcialmente mitigado pela melhora no resultado financeiro no 2T15. No semestre, o resultado líquido foi de R\$ 37,2 milhões, contra R\$ 132,0 milhões no 1S14.

7 Investimentos

	CAPEX (R\$MM)	1S15	Partic. %	1S14	Partic. %	Var %
segmento de	<i>Reforço da rede e expansão</i>	185,8	52,6%	207,5	62,5%	-10,5%
	<i>Perdas</i>	165,6	46,9%	119,7	36,0%	38,4%
concentrou o maior	<i>Outros</i>	1,6	0,4%	5,0	1,5%	-68,1%
hões	Acumulado	353,0	100,0%	332,2	100,0%	6,3%

(representando o investimento total), apresentando um crescimento de 6,3% frente ao valor investido no primeiro semestre de 2014. Dentre os investimentos realizados, se destacam: (i) o desenvolvimento de redes de distribuição e expansão, num montante de R\$ 185,8 milhões, com o intuito de atender ao crescimento de mercado, aumentar a robustez da rede e melhorar a qualidade, dos quais R\$ 22,8 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 (bilhões de kWh).

rede, sistema de regularização de estido o montante

R\$ MM	2T15	2T14	1S15	1S14
Caixa no Início do Período (1)	395,6	516,0	252,1	375,2
Lucro Líquido	(34,7)	(32,6)	3,5	41,2
IR/CS	16,8	17,6	(3,5)	(20,2)
Lucro Líquido antes IR e CS	(51,5)	(50,3)	7,0	61,4
PCLD	30,1	36,1	54,2	61,4
Depreciação e Amortização	97,9	86,2	195,2	171,6
Perda (ganho) na venda de intangível / Valor residual do ativo imobilizado baixado	1,2	-	21,8	-
Perdas (ganhos) cambiais de atividades financeiras	(26,5)	(19,8)	217,7	(37,8)
Juros e Variações monetárias líquidas	134,7	112,9	258,4	209,7
Braslight	2,8	-	2,8	3,4
Complemento/ reversão de provisões	29,0	(15,4)	18,9	23,8
Remuneração de Ativo Financeiro da Concessão Parcela A e outros itens financeiros	(44,3)	1,8	(83,4)	(44,8)
Outros	(351,2)	-	(1.013,0)	-
Subtotal	(121,6)	190,0	(421,5)	526,4
Capital de Giro	(174,8)	(877,4)	(809,9)	(132,8)
Contingências	(26,7)	(14,2)	(44,5)	(35,6)
Tributos	(224,3)	32,3	(162,0)	(4,4)
Parcela A e outros itens financeiros	422,3	-	1.231,7	-
Braslight	-	0,0	-	(3,3)
Subvenção CDE e CCRBT	(112,2)	879,0	(122,8)	(92,6)
Outros	(48,3)	(14,7)	203,7	64,9
IR/CS pagos	-	(4,3)	-	(4,3)
Juros pagos	(200,0)	(162,4)	(242,9)	(192,2)
Caixa Líquido Gerado pelas Operações (2)	(485,7)	28,4	(368,3)	126,2
Financiamentos Obtidos	555,0	913,6	730,7	1.149,4
Amortização de Empréstimos, Financiamento e Debêntures	(120,1)	(76,4)	(185,2)	(143,5)
Amortização de Dívida Contratual com Plano de Pensão	-	-	-	(1.209,9)
Atividade de Financiamento (3)	434,9	837,2	545,5	(204,1)
Imobilizado/Intangível/Ativo Financeiro	(185,3)	(135,3)	(269,8)	(260,9)
Resgate de Aplicações Financeiras	-	-	-	1.209,9
Aplicações Financeiras	(106,0)	-	(106,0)	-
Atividade de Investimento (4)	(291,3)	(135,3)	(375,8)	949,0
Caixa no Final do Período (1+2+3+4)	53,6	1.246,3	53,6	1.246,3
Variação de Caixa (2+3+4)	(342,0)	730,3	(198,5)	871,1

8 Fluxo de

saldo de caixa e final do segundo

R\$ 53,6 milhões, lançado no mesmo período.

Nesse trimestre, o resultado operacional foi impactado pelo pagamento de tributos concedores de energia, enquanto o custo com compra de energia foi parcialmente coberto pelo repasse dos recursos da CDE no montante de R\$ 165,6 milhões. O caixa das atividades operacionais reduziu 48,1% em função da redução de caixa equivalente ao trimestre de 2014.

Caixa

medição eletrônica (fraudes), no valor de R\$ 165,6 milhões. O caixa disponível no período do trimestre, o resultado operacional foi impactado por tributos concedores de energia, enquanto o custo com compra de energia foi parcialmente coberto pelo repasse dos recursos da CDE no montante de R\$ 165,6 milhões. O caixa das atividades operacionais reduziu 48,1% em função da redução de caixa equivalente ao trimestre de 2014.

missão de debênture no 2T14 no valor de R\$ 750,0 milhões, enquanto o caixa de investimentos foi impactado por uma aplicação financeira realizada nesse trimestre em fundo de investimento, buscando maior rentabilidade.

so

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

declarações sobre eventos futuros estão sujeitas a riscos e incertezas. Tais declarações têm como base crenças e suposições de nossa Administração baseadas nas informações a que a Companhia atualmente tem acesso. Declarações sobre eventos futuros incluem informações sobre nossas intenções, crenças e expectativas atuais, assim como aquelas dos membros do Conselho de Administração e Diretores da Companhia. As ressalvas com relação às declarações acerca do futuro também incluem informações sobre resultados operacionais possíveis ou presumidos, bem como declarações que são presumidas ou que incluem as palavras "acredita", "poderá", "irá", "continua", "espera", "prevê", "pretende", "estima" ou expressões semelhantes. 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 ser afetados de maneira significativa daqueles expressos ou sugeridos pelas declarações com relação ao futuro. Muitos dos fatores que irão determinar estes resultados estão além da capacidade de controle ou previsão da LIGHT SA.

ANEXO I

Informações Financeiras Seleccionadas - R\$ milhões

LIGHT SESA	2T15	2T14	Var.%	1S15	1S14	Var.%
Receita Operacional Líquida	2.237,6	1.652,8	35,4%	5.125,4	3.563,0	43,9%
Despesa Operacional	(2.216,7)	(1.605,5)	38,1%	(4.889,8)	(3.334,2)	46,7%
Outras Receitas/Despesas Operacionais	(2,5)	(1,2)	108,3%	(14,2)	(13,3)	6,8%
Resultado Operacional	18,4	46,2	-60,2%	221,4	215,5	2,7%
EBITDA	116,3	132,3	-12,1%	416,6	387,1	7,6%
Resultado Financeiro	(69,9)	(96,5)	-27,6%	(214,4)	(154,1)	39,1%
Resultado antes do IR e CS	(51,5)	(50,3)	2,4%	7,0	61,4	-88,6%
Lucro/Prejuízo Líquido	(34,7)	(32,6)	6,4%	3,5	41,2	-91,5%
Margem EBITDA*	5,7%	9,2%	-3,5 p.p.	8,8%	12,2%	-3,4 p.p.

* Não considera Receita de Construção

ANEXO II

Ativo e Passivo Regulatório

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

ATIVO	6/30/2015	12/31/2014
Circulante	3,109.2	2,629.0
Caixa e equivalentes de caixa	53.6	252.1
Títulos e valores mobiliários	203.6	92.7
Contas a receber	1,564.8	1,238.2
Estoques	35.7	31.5
Tributos a Recuperar	156.7	107.2
Parcela A e outros itens financeiros	633.8	577.5
Despesas Pagas Antecipadamente	15.3	14.4
Outros Ativos Circulantes	445.8	315.5
Não Circulante	8,217.3	8,300.5
Contas a Receber	167.9	147.0
Tributos Diferidos	460.2	463.7
Parcela A e outros itens financeiros	261.6	536.7
Ativo financeiro de concessões	2,467.1	2,446.4
Outros Ativos Não Circulantes	522.6	480.4
Investimentos	19.3	19.4
Imobilizado	262.3	266.3
Intangível	4,056.2	3,940.6
Ativo Total	11,326.5	10,929.5
PASSIVO	6/30/2015	12/31/2014
Circulante	3,056.1	2,640.6
Fornecedores	1,073.2	1,484.0
Obrigações Fiscais	155.3	236.4
Empréstimos e Financiamentos	1,213.8	458.5
Debêntures	80.2	75.8
Outras Obrigações	450.7	302.9
Dividendos e JCP a pagar	82.9	82.9
Não Circulante	5,785.4	5,807.4
Empréstimos e Financiamentos	2,173.3	2,148.0
Debêntures	2,824.6	2,821.9
Outras Obrigações	307.1	326.9
Provisões	480.4	510.6
Patrimônio Líquido	2,485.1	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	3.5	0.0
Passivo Total	11,326.5	10,929.5

ANEXO III

Balanco Patrimonial
Consolidado – R\$
milhões