

RELEASE DE RESULTADOS 1T15

EBITDA de R\$ 409 milhões no 1T15

TOTAL DE AÇÕES:

476.415.612

AÇÕES EM TESOURARIA:

840.675

FREE FLOAT:

49%

VALOR DE MERCADO:

R\$ 4,9 bilhões

**TELECONFERÊNCIA COM
WEBCAST EM 07/05/2015**

Português/Inglês: 15h

Dados para conexão:

Brasil: +55 (11) 3193-1001

+55 (11) 2820-4001

EUA: +1 (786) 924-6977

Outros: +1 (888) 700-0802

UHE Cachoeira Caldeirão: Evolução na construção da obra de **80%**;

UHE São Manoel: Evolução na construção da obra de **8,5%**;

UTE PECÉM I: disponibilidade de **96,2%** no 1T15 e EBITDA de **R\$ 46 milhões**, com efeitos positivos de R\$ 35 milhões dos pleitos regulatórios com decisão favorável;

MARGEM BRUTA: aumento de **5%** decorrente do aumento do não faturado nas distribuidoras, parcialmente compensado pelo efeito negativo do GSF nas geradoras e da queda de volume de energia comercializada;

EBITDA: estável em relação ao mesmo período do ano anterior;

ENDIVIDAMENTO

 Emissão de **R\$ 750 milhões** em Notas Promissórias na holding;

 Desembolso de **R\$ 170 milhões** das distribuidoras;

 Dívida Líquida/EBITDA: **1,2X**, ligeiramente abaixo do ano anterior;

REDUÇÃO NAS PERDAS NÃO TÉCNICAS DE BAIXA TENSÃO: EDP Bandeirante 11,80% (-0,3 p.p) e EDP Escelsa 16,74% (-1,1 p.p);

GOVERNANÇA: novo Conselho de Administração com 4 membros indicados pela controladora e 4 membros independentes; Nomeação do novo Vice Presidente de Finanças e do novo Vice Presidente de Operações de Distribuição.

EVENTO SUBSEQUENTE - VENDA RENOVÁVEIS: alienação da participação de 45% na EDP Renováveis Brasil.

Principais Indicadores

Indicadores (R\$ mil)	1T15	1T14	Var.
Margem Bruta	666.907	635.656	4,9%
PMSO	-251.334	-231.161	8,7%
Outros Resultados	-7.022	1.906	n.d.
EBITDA	408.551	406.401	0,5%
Depreciação	-87.667	-84.633	3,6%
Resultado das participações societárias	-38.241	-13.969	173,8%
Lucro Líquido	83.599	99.585	-16,1%
Capex	66.823	85.394	-21,7%
Dívida Líquida	2.345.496	2.451.035	-4,3%



Índice

1. Eventos do Período	3
2. Desempenho Econômico-Financeiro	4
2.1. Receita Operacional Líquida	4
2.1.1. Deduções da Receita Operacional	6
2.2. Gastos Operacionais	7
2.2.1. Gastos Não Gerenciáveis	7
2.2.2. Gastos Gerenciáveis	9
2.3. EBITDA	11
2.4. Resultado Financeiro	12
2.5. Equivalência Patrimonial	13
2.6. Lucro Líquido	13
3. Endividamento	14
4. Variação do Imobilizado	17
5. Desempenho por Área de Negócios	19
5.1. Geração	19
5.2. Distribuição	25
5.3. Comercialização	30
6. Mercado de Capitais	31
6.1. Desempenho das Ações	31
6.2. Capital Social	32
7. Eventos Subsequentes	33



1. Eventos do Período

EDP Energias do Brasil promoveu ação para recebimento dos créditos do programa de subvenção

Em 09 de janeiro de 2015, foi parcialmente deferido o pedido de liminar visando o recebimento dos valores devidos pela Eletrobrás, por meio do mecanismo da subvenção econômica, e subsidiariamente, a suspensão/compensação entre os créditos a receber com as obrigações mensais a recolher da Companhia referente a CDE. Foi autorizado somente a compensação entre créditos e débitos a partir da data do ajuizamento da ação (dezembro de 2014). Os valores pendentes de pagamento pela Eletrobrás, até a data do protocolo da ação, eram de R\$ 94,8 milhões. Estes valores ainda estão em discussão e sendo atualizados mensalmente pelos créditos e débitos.

3ª Emissão de Debêntures Simples da UHE Cachoeira Caldeirão

Em 02 de fevereiro de 2015, a UHE Cachoeira Caldeirão realizou a emissão de Debêntures de Infraestrutura através da 3ª emissão de Debêntures Simples, no valor de R\$ 156,5 milhões ao custo de IPCA + 7,2743% a.a. Os pagamentos de juros e as amortizações serão realizados em 26 parcelas semestrais, a partir de 15 de dezembro de 2017, até a data de vencimento em 15 de junho de 2030. Os recursos foram utilizados para pagamento do valor residual da 1ª Emissão de Notas Promissórias e para o financiamento da construção do empreendimento.

ANEEL aprova pleito da UTE Pecém I para cálculo do ressarcimento de energia

Em 10 de fevereiro de 2015, a ANEEL proferiu decisão favorável ao pedido de reconsideração do cálculo de ressarcimento por indisponibilidade, através do despacho nº 302/2015, decorrente da energia não gerada pela UTE Pecém I. O cálculo considerava o Fator de Indisponibilidade ("FID") com base na capacidade instalada de 720 MW. Com a decisão, o FID foi recalculado a partir da potência de 700 MW, consignada nos Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR). O recálculo é retroativo desde a entrada em operação comercial da primeira unidade geradora ("UG01") em dezembro de 2012 e da segunda unidade geradora ("UG02") em maio de 2013 e gerou um impacto positivo de R\$ 11,1 milhões no resultado do 1T15 (Valores correspondem a 100%).

Conselho Administrativo de Defesa Econômica - CADE aprova compra de 50% da UTE Pecém I

Em 20 de fevereiro de 2015, o CADE aprovou, sem restrições, a aquisição de 50% da UTE Pecém I pertencente à Eneva S.A. pela EDP Energias do Brasil. A transação está sujeita ainda a outras medidas de natureza societária e contratual para a eficácia da transferência do capital referido acima.

ANEEL aprova as Revisões Tarifárias Extraordinárias das Distribuidoras

Em 27 de fevereiro de 2015, a EDP Escelsa e a EDP Bandeirante comunicaram ao mercado que a ANEEL aprovou as revisões tarifárias extraordinárias, aplicadas a partir de 2 de março de 2015. Para a EDP Escelsa, o índice aprovado foi de 33,27%, com efeito médio a ser percebido pelos consumidores de 26,83%. Para a EDP Bandeirante, o índice aprovado foi de 32,18% com efeito médio a ser percebido pelos consumidores de 25,12%.

ANEEL aprova pleito da UTE Pecém I para cálculo do consumo interno

Em 17 de março de 2015, a ANEEL proferiu decisão favorável a pedido de reconsideração do cálculo do consumo interno, através do Despacho nº 686/2015. A janela de cálculo tinha como base inicial setembro de 2012, mês que se iniciaram os testes da Usina ("UG01"). Com a decisão, o recálculo retroativo expurgou os meses de teste da Usina (setembro, outubro e novembro de 2012) e passou a considerar a janela desde a entrada em operação comercial da primeira unidade geradora ("UG01") em dezembro de 2012 e da segunda unidade geradora ("UG02") em maio de 2013. O fator de perdas internas (consumo interno) de longo prazo para abatimento da garantia física passou de 3,60% para 2,74% (referência 2014) e de 4,82% para 4,21% (referência 2015), gerando um impacto positivo de R\$ 27,2 milhões no resultado do 1T15 (Valores correspondem a 100%).

ANEEL/MME reconhecem aumento da garantia física da UTE Pecém I

Em 24 de março de 2015, através da Portaria nº 119/2015, o MME publicou o acréscimo de 14,3 MW médios de garantia física de energia da UTE Pecém I, totalizando 645,3 MW médio para a potência instalada de 720,3 MW, atendendo assim, em sua íntegra, o pedido formulado pela empresa.

1º Desembolso do Contrato das Distribuidoras da EDP Energias do Brasil junto ao BNDES

Em 27 de março de 2015, o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES desembolsou R\$ 89,6 e R\$ 80,5 milhões para a EDP Bandeirante e a EDP Escelsa, respectivamente, referente aos contratos de financiamento firmados em 29 de dezembro de 2014, nos valores de R\$298,8 milhões para EDP Bandeirante e R\$ 270,9 milhões para EDP Escelsa. As operações possuem garantia de fiança corporativa da EDP Energias do Brasil e cessão fiduciária de receitas. Os recursos serão utilizados para financiar o capex de 2013, 2014 e 2015, e terão incidência de juros que variam entre TJLP, TJLP + 3,05%a.a., TR + 3,05%a.a.



corrigido anualmente pelo IPCA e 6,0%a.a., dependendo do subcrédito. Os financiamentos têm prazos que variam de 90 a 120 meses, com início de amortização de principal em junho de 2016.

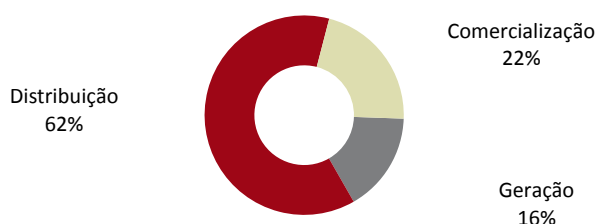
1ª Emissão de Notas Promissórias da EDP – Energias do Brasil

Em 30 de março de 2015, a EDP Energias do Brasil realizou sua primeira emissão de Notas Promissórias (“NP”) no valor de R\$ 750 milhões pelo prazo de 12 meses, ao custo de CDI + 1,60% a.a.. O pagamento de juros e principal ocorrerá na data do vencimento das NPs em 24 de março de 2016. Os recursos serão destinados para o pagamento de operações vencendo em 2015 e para investimentos em projetos em construção. A emissão teve como coordenadores os bancos HSBC Bank Brasil S.A. – Banco Múltiplo, Banco BTG Pactual S.A. e BB – Banco de Investimento S.A.

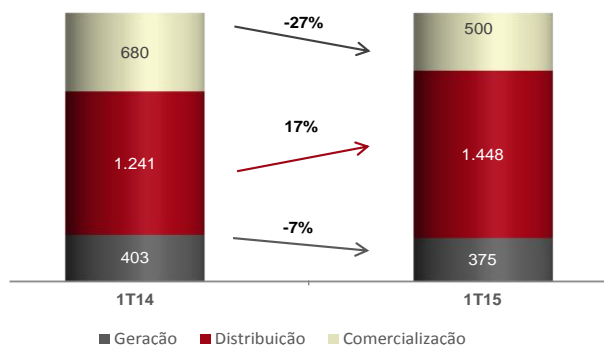
2. Desempenho Econômico-Financeiro

2.1. Receita Operacional Líquida

Composição da Receita Líquida* - 1T15



Receita Líquida (R\$ milhões)*



*Não considera as eliminações intragrupo de R\$ 232,9 milhões no 1T15 e de R\$ 222,9 milhões no 1T14

No 1T15, a **receita operacional líquida consolidada**¹, excluindo a receita de construção, atingiu R\$ 2.090,1 milhões, 0,5% abaixo do 1T14.

Na Distribuição

- O volume de energia distribuída pelas concessionárias no 1T15 (cativo + TUSD) atingiu 6.764 GWh, 0,6% acima dos 6.726 GWh distribuídos no 1T14;
- A receita de venda de energia no mercado cativo² atingiu R\$ 1.280,4 milhões no 1T15, aumento de 47,5% em relação ao 1T14, devido a (i) Reajustes Tarifários Anuais da EDP Escelsa ocorrido em 07 de agosto de 2014 (26,54%) e da EDP Bandeirante ocorrido em 23 de outubro de 2014 (22,34%); (ii) Revisões Tarifárias Extraordinárias aplicadas a partir de 02 de março de 2015 (EDP Escelsa: 33,27% e EDP Bandeirante: 32,18%); e (iii) Aplicação das Bandeiras Tarifárias³ (aplicação da Bandeira Vermelha, com acréscimo proporcional ao consumo de R\$ 3,00 em janeiro e fevereiro e de R\$ 5,50 por 100 kWh a partir de março de 2015);
- A receita de disponibilização do sistema de distribuição² atingiu R\$ 992,6 milhões no 1T15, aumento de 30,2% em relação ao 1T14, decorrente do aumento das tarifas aplicadas nos reajustes tarifários anuais e das revisões tarifárias extraordinárias das distribuidoras;
- O fornecimento não faturado (mercado cativo + TUSD) atingiu R\$ 151,8 milhões no 1T15, aumento de R\$ 138,4 milhões em relação ao 1T14, sendo na EDP Bandeirante aumento de R\$ 103,7 milhões e na EDP Escelsa R\$ 34,7 milhões. Este incremento é decorrente do aumento da tarifa vigente, que sofreu aplicação dos Reajustes Tarifários Anuais, das Revisões Tarifárias Extraordinárias e da Bandeira Tarifária, na comparação com o trimestre anterior. Adicionalmente, houve uma mudança no critério do cálculo da receita não faturada que passou a aplicar a tarifa vigente e não mais a tarifa média realizada. O aumento na EDP Bandeirante foi mais expressivo devido ao fato de que o volume de energia a faturar (“Não Faturado”) no mês é cerca de 70%, enquanto na EDP Escelsa é cerca de 35%.

¹) Considera eliminações intragrupo;

²) Exclui não faturado.

³) A aplicação da Bandeira Tarifária tem efeito sobre a Receita Bruta em função do faturamento sobre as classes de consumo, explicados no capítulo de Deduções da Receita Operacional. Porém, tem efeito nulo na Receita líquida porque os valores são deduzidos na rubrica Deduções à Receita Operacional. A aplicação da Bandeira Tarifária é uma conta redutora da Energia Comprada para Revenda,



- Contabilização dos Ativos Financeiros Setoriais (Ativos e Passivos Regulatórios - detalhados no capítulo de Ativos Financeiros Setoriais – página 25) no valor de R\$ -56,5 milhões (EDP Bandeirante: R\$ -13,6 milhões e EDP Escelsa: R\$ -42,8 milhões);
- O suprimento de energia elétrica no 1T15 atingiu R\$ 38,7 milhões, aumento de 64,5% em relação ao 1T14. Esse crescimento deve-se ao aumento de 20,3% no consumo e ao reajuste de 52,1% na tarifa para as concessionárias e permissionárias da EDP Escelsa;
- A receita de energia de curto prazo atingiu R\$ 78,1 milhões no 1T15, aumento de R\$ 78,8 milhões em relação ao 1T14. Esse crescimento deve-se ao aumento de energia disponível da EDP Bandeirante para liquidação na CCEE no 1T15 (Nível de contratação: 107,4% no 1T15 comparado a 97,4% no 1T14);
- As outras receitas operacionais atingiram R\$ 87,8 milhões no 1T15, aumento de R\$ 21,3 milhões em relação ao 1T14. Esse aumento deve-se às subvenções em função do reembolso dos descontos concedidos por meio do Decreto nº 7.891/2013. Adicionalmente, o ressarcimento pela insuficiência de geração foi reclassificado da rubrica "Outras receitas operacionais" para "Energia elétrica comprada para revenda" mediante Despacho Aneel nº 4.786 de 11 de dezembro de 2014.

Na Geração

- O volume de energia vendida no 1T15 totalizou 2.260 GWh, 1,9% acima dos 2.217 GWh vendidos no 1T14;
- O preço médio de venda de energia no 1T15 atingiu R\$ 175,6/MWh, 0,6% abaixo do 1T14, resultante da queda de 12,2% no preço médio da venda da Energest, explicado no capítulo 5.1 – Geração – Página 19.
- A receita de energia de curto prazo atingiu R\$ 6,0 milhões no 1T15, redução de R\$ 26,0 milhões em relação ao 1T14, devido à redução de energia disponível para liquidação na CCEE neste trimestre em relação ao mesmo período do ano anterior. Em 2014 houve mais alocação de energia no primeiro trimestre devido ao PLD mais alto.

Na Comercialização

- O volume de energia comercializada no 1T15 totalizou 2.514 GWh, 27,3% abaixo dos 3.458 GWh comercializados no 1T14;
- O preço médio de venda de energia comercializada entre os trimestres manteve-se estável (R\$ 223/MWh no 1T15 e R\$ 221/MWh no 1T14).



Receita Operacional Bruta (R\$ mil)	1T15	1T14	Var.
Clientes Cativos	2.050.506	1.446.635	41,7%
Residencial	874.394	630.975	38,6%
Industrial	399.231	293.034	36,2%
Comercial	528.395	364.787	44,9%
Rural	77.155	41.669	85,2%
Outros	171.331	116.170	47,5%
(-) Transferência para TUSD - clientes cativos ⁽¹⁾	(770.067)	(578.639)	33,1%
Fornecimento não Faturado	108.620	11.630	834,0%
Total Fornecimento	1.389.059	879.626	57,9%
Suprimento de Energia elétrica	210.625	208.408	1,1%
Energia de curto prazo	84.021	31.183	169,4%
Comercialização	502.268	665.028	-24,5%
Total Suprimento	796.914	904.619	-11,9%
Fornecimento e suprimento	2.185.973	1.784.245	22,5%
Disponibilização do Sistema de Distribuição (TUSD)	1.034.171	762.637	35,6%
Ativos/Passivos Regulatórios OCPC 08	(56.474)	-	n.d.
Receitas sobre ativos financeiros setoriais	-	-	n.d.
CVA	115.945	-	n.d.
Itens financeiros - RTE	(135.462)	-	n.d.
Itens financeiros - Outros	(27.647)	-	n.d.
PIS/COFINS	(9.310)	-	n.d.
Subvenções	69.785	48.399	44,2%
Ressarcimento por insuficiência de geração	-	104.959	-100,0%
Arrendamentos e aluguéis	27.839	27.286	2,0%
Receita de construção	54.650	69.142	-21,0%
Outras receitas operacionais	49.205	86.738	-43,3%
Sub-total	3.365.149	2.883.406	16,7%
(-) Deduções à receita operacional	(1.220.447)	(713.366)	71,1%
Receita operacional líquida	2.144.702	2.170.040	-1,2%
Receita operacional sem construção	2.090.052	2.100.898	-0,5%

(1) Em atendimento às determinações da ANEEL, esta rubrica se refere à parcela faturada dos clientes cativos correspondente à tarifa de uso do sistema de distribuição, anteriormente apresentada integralmente em Fornecimento de Energia Elétrica e passou a ser apresentada em Disponibilização do Sistema de Distribuição.

2.1.1. Deduções da Receita Operacional

No 1T15, as deduções da receita totalizaram R\$ 1.220,4 milhões, 71,1% acima dos R\$ 713,4 milhões no 1T14:

- PIS/COFINS e ICMS: aumento de 28,6% no 1T15, em consequência do crescimento da receita operacional bruta e da correspondente incidência de PIS/COFINS sobre o reconhecimento da receita sobre Ativos Financeiros Setoriais (Ativos e Passivos Regulatórios) devido ao aditamento dos Contratos de Concessão, conforme OCPC 08.
- CDE (Conta de Desenvolvimento Energético): aumento da quota anual para 2015, de acordo com a Resolução Homologatória definitiva nº 1.857 de fevereiro de 2015 em função do (i) encargo tarifário incluído nas tarifas de uso dos sistemas de distribuição e transmissão de energia; (ii) devolução de parcela dos recursos recebidos pelas distribuidoras no período de janeiro de 2013 a fevereiro de 2014; e (iii) repactuação de dívida da CDE com os credores da CCC.
- RGR (Reserva Global de Reversão): apesar da extinção do encargo, conforme Lei nº 12.783/2013, as concessões de geração Pantanal e Energest não foram contempladas na Lei em referência, conforme §3º do art. 4º da Lei nº 5.655/1971, de forma que o valor apresentado no 1T15 refere-se aos encargos dessas concessões.
- Bandeiras Tarifárias: aumento de R\$ 157,0 milhões. A partir de 1º de janeiro de 2015 entrou em vigor o Sistema de Bandeiras Tarifárias. Este mecanismo sinaliza aos consumidores os custos reais da geração de energia elétrica, sendo dividido em 3 bandeiras: verde, amarela e vermelha. A bandeira verde indica que o custo para geração de energia está mais baixo, não sendo aplicada nenhuma modificação nas tarifas de energia. Já as bandeiras amarela e vermelha representam o aumento de custo da geração de energia, sendo aplicado um adicional ao valor da tarifa de energia. Em 4 de fevereiro de 2015, foi criada a Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias - CCRBT, por meio do Decreto nº 8.401. Os agentes de distribuição devem destinar os recursos provenientes da aplicação das bandeiras tarifárias para essa Conta, gerida pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE. Os recursos são distribuídos nas classes de consumo, e deduzidos integralmente



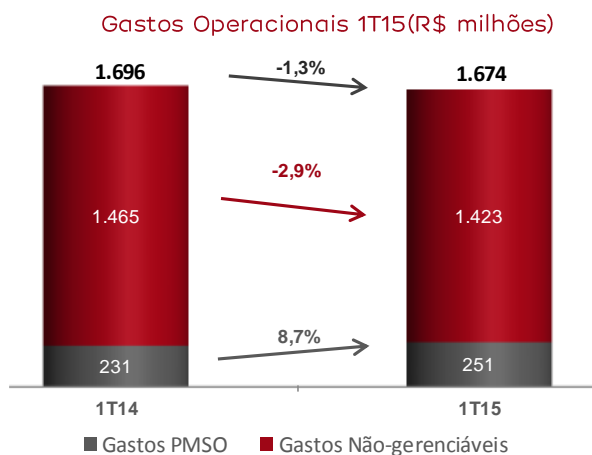
como uma dedução de encargo. Posteriormente, a ANEEL homologa mensalmente os valores a repassar de cada distribuidora para a cobertura de custos não previstos nas tarifas decorrentes dos sobrecustos referentes a Segurança Energética do Encargo de Serviço do Sistema - ESS, despacho térmico, risco hidrológico, cotas de Itaipu, exposição ao mercado de curto prazo e excedente da Conta de Energia de Reserva – CONER. Esses valores são redutores da energia comprada para revenda, explicado no item de Gastos Não Gerenciáveis e estão incluídos no Ativo Financeiro Setorial, sendo o impacto em margem e EBITDA nulo.

▪ Outros Encargos: aumento de R\$ 11,8 milhões em consequência da reclassificação da "Taxa de Fiscalização" e "Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos – CFURH" do segmento de geração da rubrica Gastos não gerenciáveis para Deduções à receita operacional, mediante Resolução Normativa ANEEL nº 605/2014.

Deduções à receita operacional	1T15	1T14	Var.
P&D e PEE	(18.517)	(16.089)	15,1%
Outros encargos	(11.821)	-	n.d.
CCC	-	-	n.d.
CDE	(167.068)	(20.400)	719,0%
RGR	(2.133)	(2.419)	-11,8%
PIS/COFINS	(304.571)	(253.315)	20,2%
ICMS	(547.247)	(408.880)	33,8%
ISS	(301)	(232)	29,7%
Bandeiras tarifárias	(156.991)	-	n.d.
PROINFA - Consumidores Livres	(11.798)	(12.031)	-1,9%
Total	-1.220.447	-713.366	71,1%

2.2. Gastos Operacionais

No 1T15, os **gastos operacionais**, desconsiderando o custo de construção, depreciação e amortização, valor justo do ativo indenizável e os ganhos/perdas na desativação/alienação de bens totalizaram R\$ 1.674,5 milhões, 1,3% abaixo do 1T14, devido à queda de 2,9% nos gastos não gerenciáveis. Apesar do aumento de 32,8% na geração e de 9,4% na distribuição, a queda de 25,2% na comercialização predominou.



2.2.1. Gastos Não Gerenciáveis

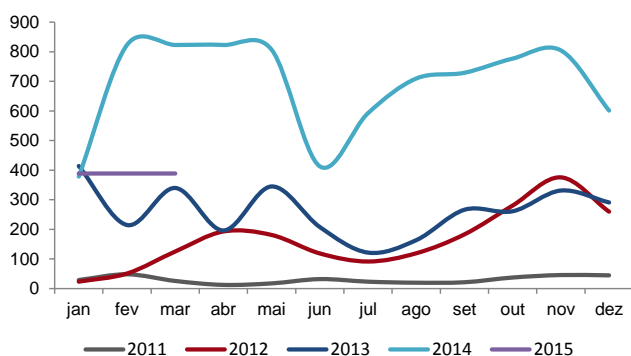
No 1T15, os **gastos não gerenciáveis** referentes aos custos com compra de energia e encargos do uso da rede elétrica, atingiram R\$ 1.423,1 milhões, 2,9% abaixo do 1T14.



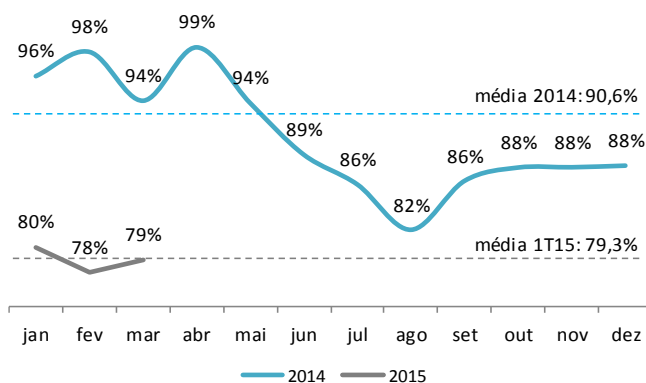
Gastos Não Gerenciáveis (R\$ mil)	1T15	1T14	Var.
Energia Comprada para Revenda	(1.306.999)	(1.361.257)	-4,0%
Moeda estrangeira - Itaipu	(224.242)	(122.952)	82,4%
Moeda nacional	(1.337.749)	(1.833.044)	-27,0%
Ressarcimento CDE / CCEE / CONER/ CCRBT	254.992	594.739	-57,1%
Encargos de uso e conexão	(113.196)	(83.452)	35,6%
Outros	(2.950)	(20.533)	-85,6%
Taxa de Fiscalização	(10)	(2.577)	-99,6%
Compensações Financeiras	-	(12.350)	-100,0%
outras	(2.940)	(5.606)	-47,6%
Total dos Gastos Não-Gerenciáveis	(1.423.145)	(1.465.242)	-2,9%

A energia elétrica comprada para revenda atingiu R\$ 1.307,0 milhões no 1T15, 4,0% abaixo do 1T14.

Evolução Mensal do PLD (R\$/MWh)
Submercado SE/CO



GSF (Generation Scalling Factor)



Os gastos com compra de energia de Itaipu (moeda estrangeira) atingiram R\$ 224,2 milhões no 1T15, 82,4% acima do 1T14, resultante da desvalorização cambial, além do reajuste da tarifa, aprovado pela diretoria da ANEEL em reunião realizada no dia 09 de dezembro de 2014, no valor de US\$ 38,07/KW, com vigência de 1º de janeiro a 31 de dezembro de 2015, representando uma variação de 46,14% em relação à tarifa aprovada para o ano de 2014 (US\$ 26,05/KW).

Em relação aos gastos com compra de energia em **moeda nacional**, destacam-se:

A queda de 27,0% é devido à:

Na Distribuição

- (i) Menor exposição involuntária no 1T15 (EDP Bandeirante 107,4% e EDP Escelsa 93,7%) em relação ao 1T14 (EDP Bandeirante 97,4% e EDP Escelsa 82,1%) combinado a um PLD mais baixo quando comparado ao mesmo período do ano passado (PLD médio Submercado SE/CO no 1T14: R\$ 674,63/MWh e 1T15: R\$ 388,48/MWh).
- (ii) Aporte da Conta-ACR de novembro e dezembro de 2014 no valor total de R\$ 165,9 milhões, sendo R\$ 63,6 milhões referente a EDP Bandeirante e R\$ 102,4 milhões referente a EDP Escelsa. Os aportes referem-se ao último empréstimo aprovado pelo Governo no valor de R\$ 3,1 bilhões. No total, a CCEE captou R\$ 20,9 bilhões em empréstimos com bancos públicos e privados (R\$ 11,2 bilhões em março de 2014, R\$ 6,6 bilhões em agosto de 2014 e R\$ 3,1 em março de 2015) para repassar às distribuidoras, além de R\$ 1,2 bilhão de aportes da CDE realizados em 2013. Importante mencionar que o efeito em margem e EBITDA é nulo, pois estes valores estão provisionados dentro de Ativos Financeiros Setoriais (Ativos e Passivos Regulatórios).
- (iii) Aportes decorrentes da Bandeira Tarifária no valor total de R\$ 89,1 milhões, sendo R\$ 32,5 milhões referente a EDP Bandeirante e R\$ 56,5 milhões referente a EDP Escelsa. Importante mencionar que o efeito em margem e EBITDA é nulo, pois estes valores estão provisionados dentro de Ativos Financeiros Setoriais (Ativos e Passivos Regulatórios). A partir de 1º de janeiro de 2015, entrou em vigor o Sistema de Bandeiras Tarifárias. Este mecanismo sinaliza aos consumidores os custos reais da geração de energia elétrica, sendo dividido em 3 bandeiras: verde, amarela e



vermelha. A bandeira verde indica que o custo para geração de energia está mais baixo, não sendo aplicada nenhuma modificação nas tarifas de energia. Já as bandeiras amarela e vermelha representam o aumento de custo da geração de energia, sendo aplicado um adicional ao valor da tarifa de energia. Para a bandeira amarela há um acréscimo proporcional ao consumo de R\$ 2,50 por 100 kWh e para a bandeira vermelha há um acréscimo proporcional ao consumo de R\$ 5,50 por 100 kWh. Desde janeiro a bandeira vermelha vem sendo acionada (com acréscimo proporcional ao consumo de R\$ 3,00 em janeiro e fevereiro e de R\$ 5,50 por 100 kWh a partir de março), para a cobertura de custos não previstos nas tarifas das diversas distribuidoras do país, decorrentes dos sobrecustos referentes a Segurança Energética do Encargo de Serviço do Sistema - ESS, despacho térmico, risco hidrológico, cotas de Itaipu, exposição ao mercado de curto prazo e excedente da Conta de Energia de Reserva - CONER. A definição de qual bandeira deverá ser faturada pelos consumidores é definida pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS. A ANEEL homologa mensalmente os valores a repassar de cada distribuidora e os eventuais custos não cobertos pela receita serão considerados no processo tarifário subsequente.

Na Geração

No 1T15, o aumento de 56,6% em compra de energia reflete, principalmente, o GSF médio verificado no período de 79,3%, totalizando um impacto de R\$ 181,0 milhões. Em períodos de geração hidráulica excedente no país o Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) distribui ganhos às usinas participantes desse sistema, denominado ganho de energia secundária, e o contrário ocorre em períodos de escassez hidrológica, em que o déficit de geração é descontado da garantia física das usinas provocando perdas de receita. Tipicamente em períodos de elevada geração termelétrica há redução da geração hidráulica, e esse déficit de geração foi provocado principalmente pelo baixo nível de armazenamento dos reservatórios do Sistema Interligado Nacional (SIN), que está acarretando o despacho de todas as usinas termelétricas disponíveis no sistema.

O impacto de GSF foi parcialmente mitigado pelo hedge de compra de energia no período no valor total de R\$ 15,0 milhões.

Na comercialização, a queda de 25,2% nos gastos não gerenciáveis em relação ao 1T14 deve-se ao menor volume de energia comprada para revenda combinada com a estabilidade do preço médio de compra entre os trimestres.

Outros

Os encargos de uso e conexão no 1T15 atingiram R\$ 113,2 milhões, 35,6% acima do 1T14, devido ao aumento dos custos com TUST (Tarifa do Uso do Sistema de Transmissão) nas distribuidoras, de acordo com a Resolução Aneel nº 1.758/2014.

A linha de outros apresentou uma redução expressiva em consequência da reclassificação da "Taxa de Fiscalização" e "Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos – CFURH" do segmento de geração da rubrica Gastos não gerenciáveis para Deduções à receita operacional, mediante Resolução Normativa ANEEL nº 605/2014.

2.2.2. Gastos Gerenciáveis

Os **gastos gerenciáveis** totalizaram R\$ 400,7 milhões, aumento de 4,6% em relação ao 1T14. Os gastos com PMSO totalizaram R\$ 251,3 milhões, aumento de 8,7% em relação ao 1T14, ligeiramente maior que a inflação de 12 meses em 31 de março de 2015 (IGP-M: 3,2% e IPCA:8,1%). Esse aumento é reflexo de um crescimento na linha de provisões, reflexo de maior inadimplência no período comparado ao ano passado, especificamente na EDP Escelsa. As explicações para as variações trimestrais mencionadas acima são:



Gastos Gerenciáveis (R\$ mil)	1T15	1T14	Var.
Pessoal	(95.031)	(88.654)	7,2%
Material	(6.116)	(6.869)	-11,0%
Serviços de terceiros	(95.406)	(89.539)	6,6%
Provisões	(28.943)	(19.223)	50,6%
Outros	(25.838)	(26.876)	-3,9%
Total PMSO	(251.334)	(231.161)	8,7%
Ganhos e perdas na desativação e alienação de bens	(22.331)	(12.933)	72,7%
Valor justo do ativo financeiro indenizável	15.309	14.839	3,2%
Custo com construção da infraestrutura	(54.650)	(69.142)	-21,0%
Depreciação e amortização	(87.667)	(84.633)	3,6%
Total dos gastos gerenciáveis	(400.673)	(383.030)	4,6%
IGP-M (últimos 12 meses)*			3,2%
IPC-A (últimos 12 meses)**			8,1%

* Fonte: FGV

**Fonte: IBGE

Aumento de R\$ 6,4 milhões em gastos com **Pessoal** (7,2%):

- (i) Desconsolidação de Jari e Cachoeira Caldeirão (-R\$ 0,7 milhão);
- (ii) Reajuste salarial médio de 6,6% (em novembro de 2014) e 0,8% (em fevereiro de 2015) em cumprimento ao Acordo Coletivo (+R\$ 3,8 milhões);
- (iii) Reformulação do contrato de assistência médica, alterando o escopo para “pós-pagamento” (-R\$ 1,5 milhões);
- (iv) Maiores custos com desligamentos de pessoal principalmente nas Distribuidoras e redução do quadro de colaboradores (+R\$ 3,2 milhões);
- (v) Menor Capitalização (+R\$ 1,6 milhão).

Queda de 11% (R\$ 0,7 milhão) em **Materiais**:

- (i) Desconsolidação de Jari e Cachoeira Caldeirão (-R\$ 0,2 milhão);
- (ii) Menores gastos com equipamentos e uniformes (-R\$ 0,3 milhão);
- (iii) Maior crédito de Pis/Cofins (-R\$ 0,3 milhão).

Aumento de 6,6% (R\$ 5,9 milhões) em **Serviços de Terceiros**:

- (i) Desconsolidação de Jari e Cachoeira Caldeirão (-R\$ 2,0 milhões);
- (ii) Maiores gastos com publicidade e comunicação interna (+R\$ 2,3 milhões);
- (iii) Em 2014, reforma da regional Mogi na EDP Bandeirante (-R\$ 1 milhão);
- (iv) Reajuste dos contratos de serviços aos clientes e crescimento vegetativo da base de clientes das distribuidoras em 3,4% (+R\$ 2,7 milhões);
- (v) **Efeito não recorrente no 1T14** de transferência dos custos dos “Agentes da Boa Energia” para o Programa de Eficiência Energética na EDP Escelsa (+R\$ 3,6 milhões).

Aumento de 50,6% (R\$ 9,7 milhões) em **Provisões**:

- (i) Maior constituição de provisão para devedores duvidosos na EDP Escelsa, resultante de: (i) ajuste no critério de contabilização (+R\$2,9 milhões); (ii) provisão para devedores duvidosos decorrente do aumento tarifário (R\$ 3,2 milhões);
- (ii) Movimentação de processos jurídicos principalmente nas Distribuidoras (+R\$ 3,5 milhões).

Queda de 3,9% (R\$ 1,0 milhão) em **Outros**:

- (i) Desconsolidação de Jari e Cachoeira Caldeirão (-R\$ 0,5 milhão);
- (ii) Menores gastos com indenizações referentes a Permuta Investco/Enersul (-R\$ 3,5 milhões);
- (iii) Reclassificação do resultado financeiro para gastos gerenciáveis das contas de DIC (Duração de Interrupção por Unidade Consumidora) / FIC (Frequência de Interrupções por Unidade Consumidora) / DMIC (Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora) / Corte (+R\$ 2,7 milhões);
- (iv) Menores gastos com tributos ICMS na EDP Bandeirante. Em 2014 houve um pagamento de Auto de Infração relacionado ao crédito de ICMS recolhido indevidamente no processo de revisão de NFCEE (Nota fiscal de Conta de Energia Elétrica) do ano de 2009, na qual os clientes contestavam as faturas e uma nova conta era emitida para regularizar o faturamento gerando o recolhimento duplicado dos tributos. (-R\$ 0,7 milhão);
- (v) **Efeito não recorrente no 1T14** referente a indenização de sinistro da contenção da barragem UHE Enerpeixe (+R\$ 1,0 milhão);



A conta de **Ganhos e perdas na desativação e alienação de bens** aumentou 72,7% (R\$ 9,4 milhões) resultante de:

(i) Aumento com provisão para desativação de ativos nas Distribuidoras (+R\$ 9,4 milhões, dos quais +R\$ 3,8 milhões na EDP Bandeirante e +R\$ 5,6 milhões na EDP Escelsa).

A conta de **Depreciação e Amortização** totalizou R\$ 87,7 milhões no 1T15, aumento de 3,6% em relação ao mesmo período do ano anterior.

2.3. EBITDA

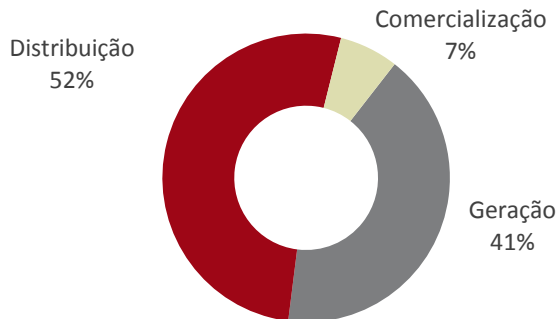
No 1T15, o EBITDA atingiu R\$ 408,6 milhões, estável em relação ao 1T14 (R\$ 406,4 milhões). Na distribuição, o aumento de 61,6% no EBITDA é decorrente do crescimento de 16,7% na receita líquida. As quedas de 26,2% na geração e 43,4% na comercialização são decorrentes do impacto negativo do GSF no período e da redução de 27,3% no volume de energia comercializada, respectivamente. Seguem as explicações com os efeitos detalhados abaixo:

Na **Distribuição**, o EBITDA atingiu R\$ 224,3 milhões no 1T15, 61,6% acima do 1T14. Esse resultado deve-se, principalmente, ao crescimento de 16,7% na receita líquida, decorrente do aumento do não faturado cuja tarifa vigente sofreu aplicação dos Reajustes Tarifários Anuais, das Revisões Tarifárias Extraordinárias e da Bandeira Tarifaria, na comparação com o trimestre anterior.

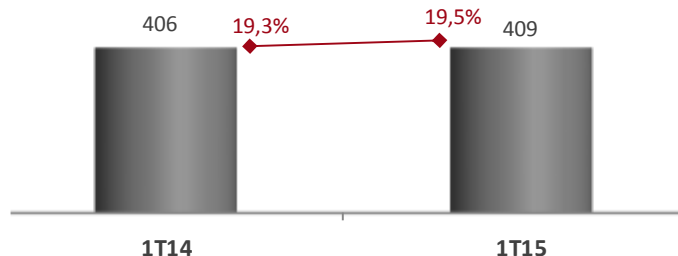
Na **Geração**, o EBITDA totalizou R\$ 179,0 milhões no 1T15, redução de 26,2% em relação ao 1T14, devido ao GSF médio de 79,3% neste trimestre que acarretou aumento de R\$ 181,0 milhões de custos com energia comprada.

Na **Comercialização**, o EBITDA alcançou R\$ 28,7 milhões no 1T15, redução de 43,4% em relação ao 1T14, em consequência da queda de 27,3% no volume de energia comercializada.

Composição do EBITDA - 1T15



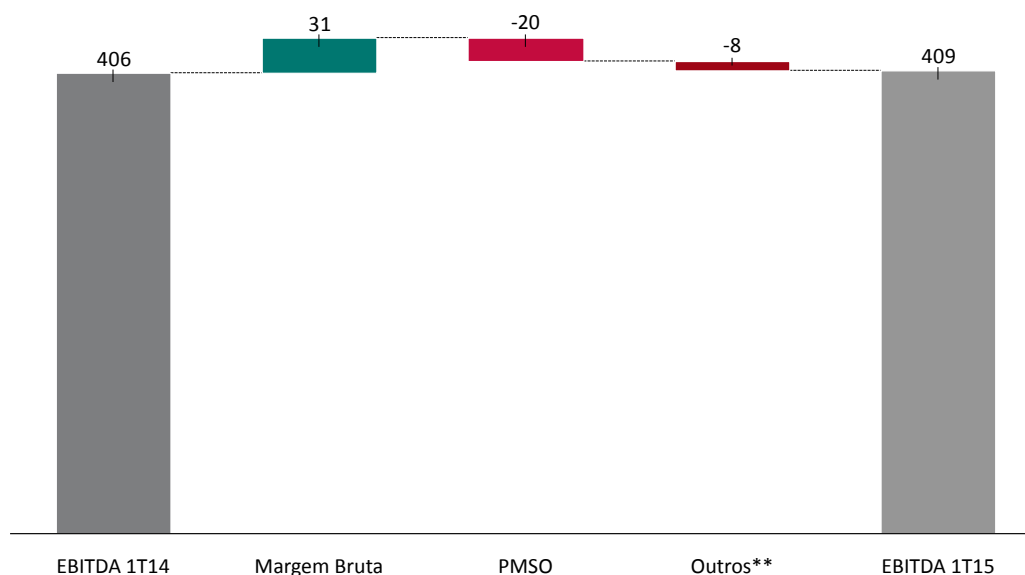
EBITDA (R\$ milhões) e Margem EBITDA* (%)



*Exclui receita de construção



Formação do EBITDA (R\$ milhões)



** Ganhos e perdas na desativação e alienação de bens e Valor justo do ativo financeiro indenizável.

2.4. Resultado Financeiro

Resultado Financeiro (R\$ mil)	1T15	1T14	Var.
Receita Financeira	73.446	55.148	33,2%
Receitas de aplicações financeiras	10.658	22.870	-53,4%
Variação monetária e acréscimo	35.566	32.347	10,0%
Atualização sobre os ativos/ passivos financeiros setoriais	16.120	-	n.d.
Juros e multa sobre impostos	3.042	4.593	-33,8%
Ajustes a valor presente	2.372	2.538	-6,5%
Remuneração das ações preferenciais	-	1	-100,0%
(-) Juros capitalizados	-	(11.854)	-100,0%
Outras receitas financeiras	5.688	4.653	22,2%
Despesa Financeira	(166.173)	(142.288)	16,8%
Variação monetária e acréscimo moratório	(42.676)	(17.528)	143,5%
Encargos de dívidas	(99.364)	(119.436)	-16,8%
Juros e multa sobre impostos	(1.464)	(1.951)	-25,0%
Selic - Energia Livre	(2.164)	(1.675)	29,2%
Ajustes a valor presente	(3.309)	(8.264)	-60,0%
(-) Juros capitalizados	86	28.755	-99,7%
Outras Despesas	(17.282)	(22.189)	-22,1%
Resultado Cambial Líquido	(1.718)	(106)	1520,8%
Total	(94.445)	(87.246)	8,3%

Receita Financeira: aumento de R\$ 18,3 milhões

- (i) Redução na receita de aplicações financeiras em função da desconsolidação das UHEs Jari e Cachoeira Caldeirão. A UHE Cachoeira Caldeirão fechou o 1T14 com receita de aplicação financeira de R\$ 11,0 milhões (-R\$ 12,2 milhões);
- (ii) Aumento em atualização sobre Ativos Financeiros Setoriais (Ativos e Passivos Regulatórios) contabilizados a partir de 10 de dezembro de 2014, em função do aditamento aos Contratos de Concessão de Distribuição e reconhecimento pelo OCPC 08 (+R\$ 16,1 milhões);
- (iii) Aumento dos juros capitalizados devido à desconsolidação dos juros das obras das UHEs Santo Antônio do Jari e Cachoeira Caldeirão (+R\$ 11,8 milhões);
- (iv) Aumento de variação monetária e acréscimo na EDP Escelsa decorrente de juros e mora aplicados aos consumidores por atraso na conta de energia (+R\$ 3,2 milhões);

Despesa Financeira: aumento de R\$ 23,9 milhões

- (i) Aumento de R\$ 25,2 milhões em variação monetária devido ao aumento do custo com energia comprada de Itaipu (dólar);



- (ii) Redução em encargos de dívidas devido à desconsolidação das UHEs Santo Antônio do Jari e Cachoeira Caldeirão (-R\$ 20,0 milhões);
- (iii) Redução dos juros capitalizados devido à desconsolidação dos juros das obras das UHEs Santo Antônio do Jari e Cachoeira Caldeirão (-R\$ 28,7 milhões);

Resultado Cambial

Resultado Cambial negativo de R\$ 1,7 milhão com variação negativa de R\$ 1,6 milhão frente ao 1T14. A variação cambial no 1T15 refere-se à atualização monetária da Provisão em euro ocorrida no 4T14 referente à prestação de serviços da EDP Portugal retroativo a 2012. No 1T14, o resultado cambial líquido praticamente nulo deveu-se aos financiamentos em dólar das distribuidoras com o Banco Europeu de Investimentos (BEI) e para os quais haviam contratos de swap e hedge para mitigar os riscos cambial e da taxa Libor. Os financiamentos do BEI e os contratos de swap e hedge foram liquidados em agosto de 2014.

2.5. Equivalência Patrimonial

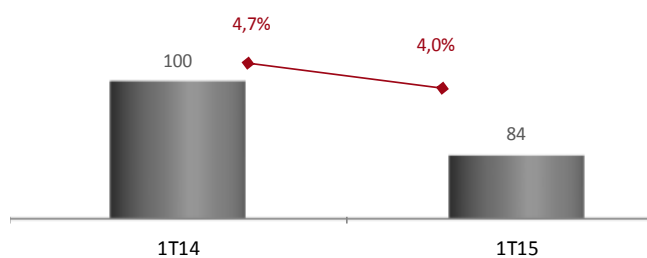
O Resultado de Participações Societárias atingiu -R\$ 38,3 milhões no 1T15, aumento de R\$ 23,3 milhões em relação ao 1T14, devido a piora no resultado líquido da UTE Pecém I, principalmente, em função do aumento das despesas financeiras no período. O resultado também foi impactado pela contabilização do lucro líquido da UHE Santo Antônio do Jari, que foi negativo em R\$ 2,3 milhões e pelo resultado da Ceja, também negativo em R\$ 10,6 milhões (holding da Usina, que detém a despesa financeira referente a debêntures de R\$ 350 milhões).

Resultado das participações societárias (R\$ mil)	1T15	1T14	Var.
UTE Pecém I	-25.706	-15.022	71,1%
UHE Jari	-2.248	0	n.d.
Ceja	-10.229	0	n.d.
Demais empresas não controladas	-59	1.053	n.d.
Total	(38.241)	(13.969)	173,8%

2.6. Lucro Líquido

O Lucro Líquido consolidado totalizou R\$ 83,6 milhões no 1T15, redução de 16,1% em relação ao 1T14. Esse resultado deve-se aos efeitos acima mencionados, além da redução da participação de minoritários em 29,9% no 1T15 em relação ao mesmo período do ano anterior.

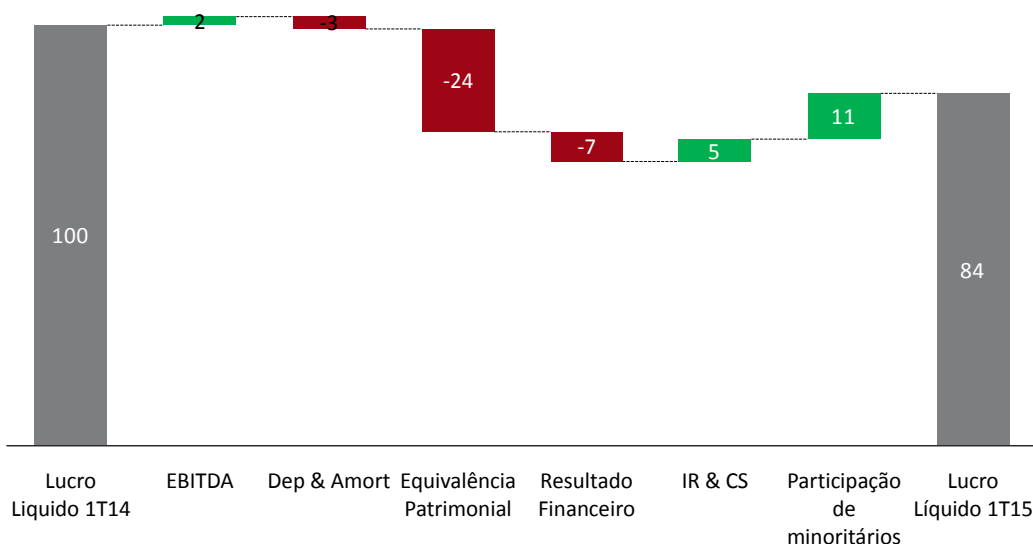
Lucro Líquido (R\$ milhões) e Margem Líquida* (%)



* Margem Líquida exclui receita de construção



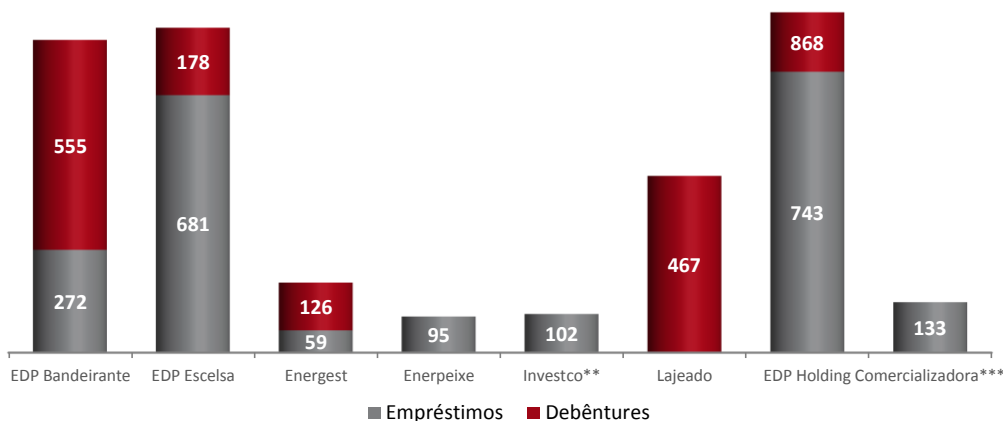
Formação do Lucro Líquido (R\$ milhões)



3. Endividamento

A **dívida bruta** consolidada totalizou R\$ 4.109,7 milhões em 31 de março de 2015, 22,4% acima do verificado em 31 de dezembro de 2014 (R\$ 3.358,5 milhões), sendo em ambos os períodos desconsiderada a dívida da UTE Pecém I, UHEs Santo Antônio do Jari, Cachoeira Caldeirão e São Manoel. Em 31 de março de 2015, a Companhia não possuía dívida em moeda estrangeira.

Dívida Bruta por empresa (R\$ milhões)*



Nota: * não considera eliminações intragrupo de R\$ 169,7 milhões

** ações preferenciais da Investco classificadas como dívida⁴

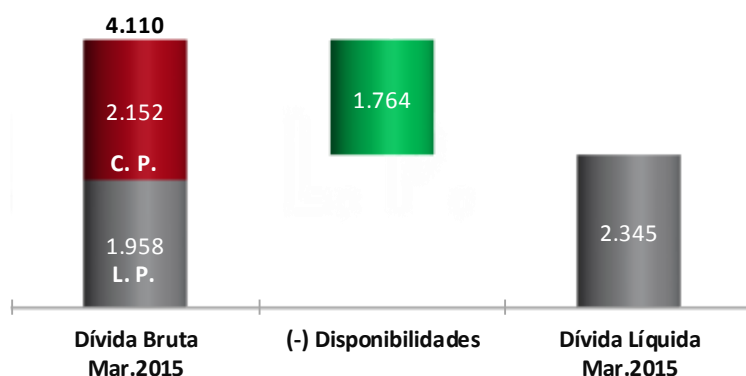
*** A dívida da comercializadora deve-se a um mútuo intragrupo

A **dívida líquida**, considerando R\$ 1.764,2 milhões de disponibilidades, alcançou R\$ 2.345,5 milhões em março de 2015, redução de 7,3% em relação a dezembro de 2014 (R\$ 2.531,5 milhões). Essa redução deve-se ao aumento das disponibilidades no período em R\$ 937,2 milhões (+113,3%).

4 Nota: De acordo com o artigo 8º do Estatuto Social da Companhia, as ações preferenciais da Investco gozam, entre outros, do direito de recebimento de um dividendo anual fixo, cumulativo, de 3% sobre o valor de sua respectiva participação no capital social. Devido a esta característica, as ações foram classificadas como um instrumento de dívida por satisfazerem a definição de passivo financeiro, pelo fato de a Companhia não ter o direito de evitar o envio de caixa ou outro ativo financeiro para outra entidade, conforme determina o parágrafo 19 do CPC 39.



Composição da Dívida Líquida (R\$ milhões)



O **custo médio da dívida** em março de 2015 era de 11,71% a.a., em comparação a 11,37% a.a. em dezembro de 2014, levando-se em consideração os juros capitalizados das dívidas e encargos incorridos nos últimos 12 meses. O aumento do custo médio ocorreu, principalmente, em função do incremento do CDI acumulado em março de 2015 (11,26%) frente a dezembro de 2014 (10,81%).

O **prazo médio** da dívida consolidada em março de 2015 atingiu 2,28 anos, prazo inferior a dezembro de 2014 (2,47 anos). A variação deve-se, principalmente, à emissão das Notas Promissórias da Holding (prazo de 1 ano) e à diminuição natural do prazo médio, em consequência da proximidade do vencimento das dívidas.

A dívida de curto prazo em 31 de março de 2015 representava 52,4% do endividamento bruto, totalizando R\$ 2.152,1 milhões, 46,8% superior a 31 de dezembro de 2014 (R\$ 1.465,7 milhões). Essa variação deve-se, principalmente, à emissão das Notas Promissórias da Holding no valor de R\$ 750,0 milhões com vencimento em março de 2016. Em 31 de março de 2015, a dívida de curto prazo da Holding atingiu R\$ 1.360,6 milhões, aumento em 129,6% em relação a 31 de dezembro de 2014 (R\$ 592,7 milhões). Nas distribuidoras, a dívida de curto prazo atingiu R\$ 647,0 milhões, redução de 10,8% em relação a 31 de dezembro de 2014 (R\$ 725,1 milhões) devido, principalmente, ao pagamento da Cédula de Crédito Bancário da EDP Escelsa no valor de R\$ 68,0 milhões (principal). A dívida de curto prazo das geradoras ficou estável entre os trimestres (R\$ 152,3 milhões no 1T15 e R\$ 151,6 milhões no 1T14, desconsiderando eliminações intragrupo).

Emissão e desembolsos do trimestre:

Ao longo do 1T15 foram desembolsados um total de R\$ 920,1 milhões, sendo R\$ 750 milhões referentes à emissão de Nota Promissória da Holding e R\$ 170,1 milhões (EDP Bandeirante R\$ 89,6 milhões e EDP Escelsa: R\$ 80,5 milhões), referentes aos contratos de financiamento com o BNDES, firmados em 29 de dezembro de 2014. As emissões recentes tiveram o custo médio de CDI + 1,05% a.a..

Adicionalmente, para UHE Cachoeira Caldeirão realizou-se a emissão de Debêntures de Infraestrutura através da 3ª emissão de Debêntures Simples, no valor de R\$ 156,5 milhões ao custo de IPCA + 7,2743% a.a.



Empresa	Fonte	Data Contratação	Vencimento	Valor contratado (R\$ milhões)	Valor desembolsado (R\$ milhões)	Custo efetivo	Custo comparativo ⁽¹⁾
Holding	Notas Promissórias	mar/15	mar/16	750,0	750,0	CDI + 1,60% a.a.	CDI +1,60% a.a.
EDP Bandeirante	BNDES - FINEM	dez/14	dez/24	296,8	89,6	Pré 6,0% a.a.; TJLP; TJLP + 3,05% a.a. e TR + 3,05% a.a. (corrigido pelo IPCA)	CDI -1,35% a.a. ⁽²⁾
EDP Escelsa	BNDES - FINEM	dez/14	dez/24	270,9	80,5	Pré 6,0% a.a.; TJLP; TJLP + 3,05% a.a. e TR + 3,05% a.a. (corrigido pelo IPCA)	CDI -1,45% a.a. ⁽²⁾
Total				1.317,7	920,1		CDI + 1,05% a.a.

Empresa	Fonte	Data Contratação	Vencimento	Valor contratado (R\$ milhões)	Valor desembolsado (R\$ milhões)	Custo efetivo	Custo comparativo ⁽¹⁾
UHE Cachoeira Caldeirão	Debêntures de Infraestrutura	dez/14	jun/30	156,5	156,5	IPCA + 7,2743% a.a.	CDI +4,15% a.a.
Total				156,5	156,5		CDI +4,15% a.a.

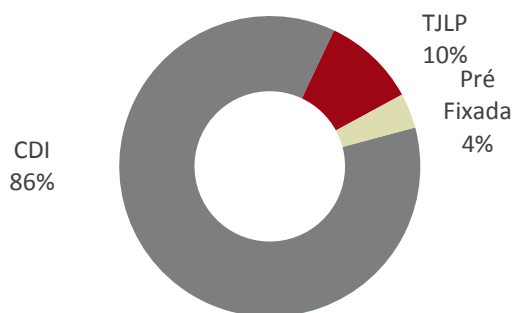
(1) CDI acumulado 12 meses em março/15 em 11,26% a.a.

IPCA acumulado 12 meses em março/15 em 8,13% a.a.

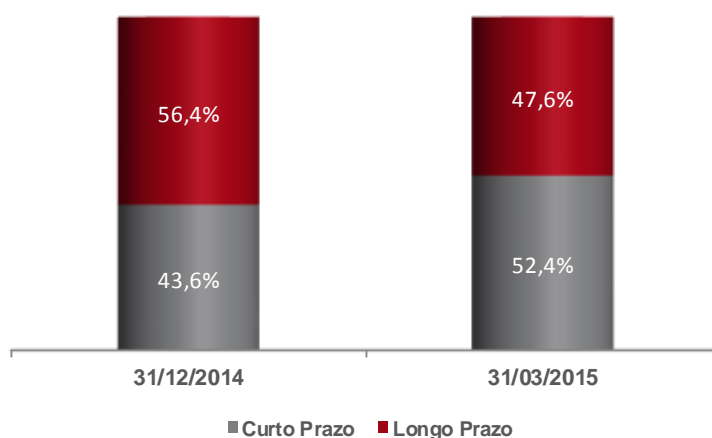
(2) Custo médio ponderado dos subcréditos.

Nota: A emissão das debêntures da UHE Cachoeira Caldeirão não é consolidada no Balanço Patrimonial da Companhia.

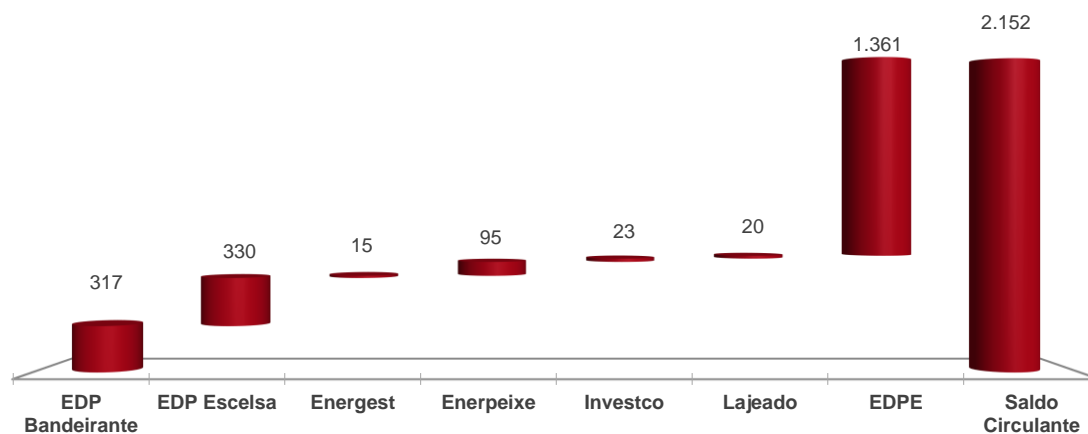
Dívida Bruta por Indexador 31/03/2015



Dívida Bruta - Curto / Longo prazo



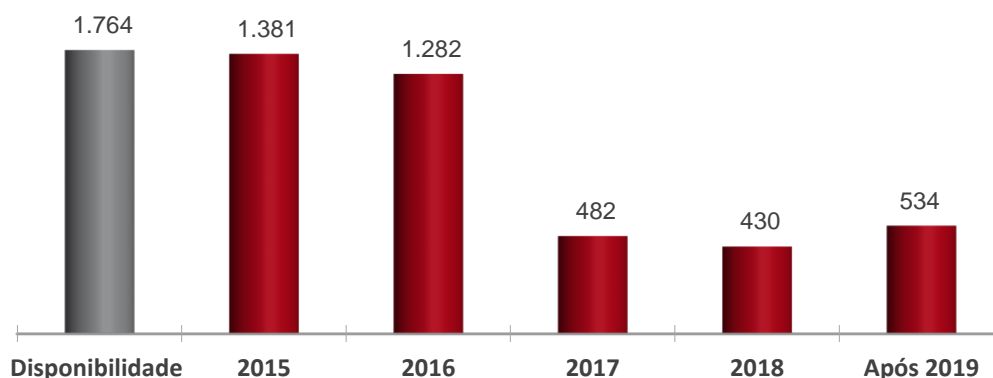
Composição da Dívida Circulante (R\$ milhões)*



* não considera eliminações intragrupo de R\$ 7,8 milhões.



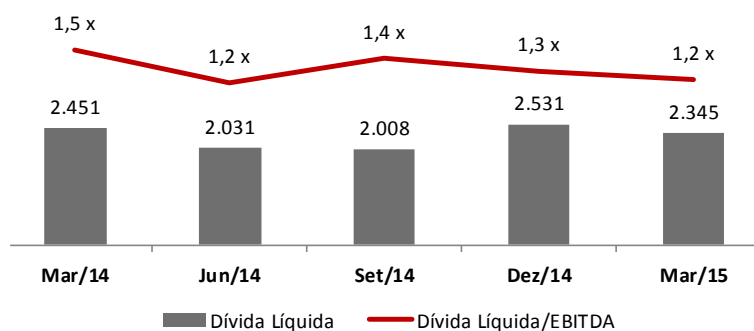
Cronograma de Vencimento da Dívida* (R\$ milhões)



*Valores consideram principal + encargos + resultados de operações de hedge

A relação Dívida Líquida/EBITDA encerrou o 1T15 em 1,2x.

Dívida Líquida/EBITDA*



* Não considera os efeitos da participação na UTE Pecém I, UHEs Santo Antônio do Jari, Cachoeira Caldeirão e São Manoel

Considerando a proporção da participação da EDP Energias do Brasil de 50% na UTE Pecém I, UHEs Santo Antônio do Jari e Cachoeira Caldeirão, e de 33,34% na UHE São Manoel, a relação dívida líquida/EBITDA seria de 2,1 vezes. O prazo médio da dívida seria de 3,63 anos e o custo médio da dívida 10,83% ao ano. A distribuição da dívida por indexador seria de 71,1% em CDI, 26,4% em TJLP e 2,5% em pré-fixada.

31/03/2015 (R\$ milhões)	Dívida Bruta (DB)	Disponibilidade	Dívida Líquida (DL)	EBITDA	DL / EBITDA
Consolidado	4.110	1.764	2.345	1.917	1,2
UTE Pecém I (50%)	1.080	40	1.040	44	23,4
UHE Santo Antonio do Jari (50%)	595	87	507	91	5,6
UHE Cachoeira Caldeirão (50%)	235	20	214	-	-
UHE São Manoel (33,34%)	192	23	169	-	-
Total	6.212	1.935	4.276	2.052	2,1

Nota: A dívida da UTE Pecém I não considera o mútuo de EDP e Eneva no valor total R\$ 386,6 milhões (100%)

4. Variação do Imobilizado

Os investimentos totalizaram R\$ 66,8 milhões no 1T15, 21,7% inferior ao 1T14, sendo em ambos os períodos desconsiderado os investimentos nas UHEs Santo Antônio do Jari, Cachoeira Caldeirão, São Manoel e UTE Pecém I. O montante está distribuído entre os segmentos de distribuição (82%), geração (16%), e outros (2%).



Varição do Imobilizado (R\$ mil)	1T15	1T14	%
Distribuição	54.822	71.787	-23,6%
EDP Bandeirante	25.599	36.033	-29,0%
EDP Escelsa	29.223	35.754	-18,3%
Geração	10.567	6.665	58,5%
Enerpeixe	532	22	2318,2%
Energest Consolidado	3.008	5.817	-48,3%
Lajeado / Investco	7.027	826	750,7%
Outros	1.434	6.942	-79,3%
Total	66.823	85.394	-21,7%
Varição do Imobilizado - Distribuição	1T15	1T14	%
EDP Bandeirante			
Valor Líquido de Obrig. Especiais	25.599	36.033	-29,0%
(+) Obrigações Especiais	11.239	12.066	-6,9%
Valor Bruto	36.838	48.099	-23,4%
(-) Juros Capitalizados	(207)	(5.828)	-96,4%
Valor Bruto sem Juros Capitalizados	36.631	42.271	-13,3%
EDP Escelsa			
Valor Líquido de Obrig. Especiais	29.223	35.754	-18,3%
(+) Obrigações Especiais	9.881	7.367	34,1%
Valor Bruto	39.104	43.121	-9,3%
(-) Juros Capitalizados	121	(3.100)	n.d.
Valor Bruto sem Juros Capitalizados	39.225	40.021	-2,0%
Distribuição	75.856	82.292	-7,8%

No segmento de geração, os investimentos atingiram R\$ 10,6 milhões no 1T15, 58,5% superior ao 1T14. Destaca-se o investimento (provisão) de R\$ 7,0 milhões em Lajeado/Investco em função dos custos com a renovação da Licença Ambiental para operação da UHE Lajeado, conforme CPC 25.

Considerando o investimento no trimestre de acordo com a participação da Companhia nos projetos de geração hídrica, 50% nas UHEs Santo Antônio do Jari (R\$ 20,0 milhões) e Cachoeira Caldeirão (R\$ 80,5 milhões), 33,34% na UHE São Manoel (R\$ 66,5 milhões), 50% da UTE Pecém I (R\$ 18,6 milhões), os investimentos da Companhia alcançariam R\$ 252,5 milhões, 58,0% superior ao 1T14.

Em relação à UHE Jari, neste trimestre, foram investidos R\$ 20,0 milhões sendo: (i) R\$ 18,5 milhões para a empresa de construção em função do cumprimento das atividades desenvolvidas no trimestre; e (ii) R\$ 1,5 milhões destinados ao pagamento de mão de obra própria (engenheiros e fiscais de obra) e mão de obra terceirizada (engenheiros terceirizados).

Varição do Imobilizado (R\$ mil)	1T15	1T14	%
Distribuição	54.822	71.787	-23,6%
Geração	196.189	81.075	142,0%
Geração outros	10.567	6.665	58,5%
UHE Santo Antonio do Jari*	19.999	25.025	-20,1%
UHE Cachoeira Caldeirão*	80.524	34.651	132,4%
UHE São Manoel*	66.543	69	n.d.
UTE Pecém I	18.556	14.665	26,5%
Outros	1.434	6.942	-79,3%
Total	252.445	159.804	58,0%

* Critério de consolidação: participação da EDP



No segmento de distribuição, os investimentos atingiram R\$ 54,8 milhões (líquido de obrigações especiais e receitas de ultrapassagem) no 1T15, redução de 23,6% em relação ao 1T14. Na EDP Bandeirante, foram investidos R\$ 25,6 milhões e na EDP Escelsa R\$ 29,3 milhões, redução de 29,0% e 18,3%, respectivamente. Na EDP Bandeirante a redução deve-se em parte à retração de mercado na comparação entre trimestres, renegociação de contratos com fornecedores e postergação do início das obras da Linha de Transmissão Aérea Mogi-Suzano e Linha de Distribuição Aérea Barreiro. Na EDP Escelsa houve atraso do início das obras de interligação da Rede Básica (Furnas) onde foram adequadas ao cronograma com conclusão para outubro de 2015, e remanejamento de equipes para atendimento emergencial às ocorrências com os transformadores de força da Estação Transformadora de Distribuição Fruteiras e João Neiva impactando em atraso no plano de obras.

Do total das distribuidoras no trimestre (R\$ 75,9 milhões), considerando as obrigações especiais, R\$ 56,3 milhões (74%) foram destinados à expansão de linhas, subestações e redes de distribuição para ligação de novos clientes e instalação de sistemas de medição; R\$ 11,1 milhões (15%) foram destinados ao melhoramento da rede e substituição de equipamentos, medidores obsoletos e depreciados e recondutoramento de redes em final de vida útil; R\$ 2,2 milhões (3%) foram destinados à universalização urbana, rural e ao Programa Luz para Todos, propiciando a ligação e o acesso de consumidores aos serviços de energia, e R\$ 6,4 milhões (8%) foram investidos em telecomunicações, informática e outras atividades, tais como infraestrutura, projetos comerciais e combate a perdas.

5. Desempenho por Área de Negócios

Itens em R\$ mil ou %	Geração		Distribuição		Comercialização		Consolidado ²	
	1T15	1T14	1T15	1T14	1T15	1T14	1T15	1T14
Receita Líquida¹	375.355	402.844	1.447.971	1.241.058	499.616	679.892	2.090.052	2.100.898
Gastos não-gerenciáveis	-171.692	-129.319	-1.022.064	-934.611	-467.061	-624.339	-1.423.145	-1.465.242
Margem Bruta	203.663	273.525	425.907	306.447	32.555	55.553	666.907	635.656
PMSO	-24.653	-30.287	-194.598	-170.068	-3.868	-4.902	-251.334	-231.161
EBITDA	179.019	242.703	224.278	138.785	28.687	50.671	408.551	406.401
Margem EBITDA	47,7%	60,2%	15,5%	11,2%	5,7%	7,5%	19,5%	19,3%
Depreciação e amortização	-37.119	-34.032	-21.904	-21.125	-92	-135	-87.667	-84.633
Lucro líquido antes de minoritários	52.823	99.233	96.956	49.147	16.660	32.375	109.409	136.414
Participações de minoritários	-25.810	-36.829	-	-	-	-	-25.810	-36.829
Lucro Líquido do Exercício	27.013	62.404	96.956	49.147	16.660	32.375	83.599	99.585

¹ Não considera receita de construção.

² Consolidado: considera eliminação intragrupo.

5.1. Geração

Itens em R\$ mil ou %	Enerpeixe		Energest Consolidado ⁽¹⁾		Lajeado Consolidado ⁽²⁾		Geração Consolidado ⁽³⁾		
	1T15	1T14	1T15	1T14	1T15	1T14	1T15	1T14	Var.
Receita Líquida	120.711	113.534	109.494	154.389	145.150	134.921	375.355	402.844	-6,8%
Gastos não-gerenciáveis	-50.418	-27.112	-54.826	-69.133	-66.448	-33.074	-171.692	-129.319	32,8%
PMSO	-4.889	-4.299	-12.818	-13.714	-6.938	-8.782	-24.653	-30.287	-18,6%
EBITDA	65.404	81.839	41.859	71.291	71.764	93.065	179.019	242.703	-26,2%
Margem EBITDA	54,2%	72,1%	38,2%	46,2%	49,4%	69,0%	47,7%	60,2%	-12,6 p.p.
Resultado das participações societárias	-	-	-	-	-	-	-25.442	-14.959	70,1%
Atribuível aos acionistas não controladores	-	-	0	0	-5.873	-6.399	-25.810	-36.829	-29,9%
Lucro Líquido	37.015	49.846	22.436	47.016	12.948	21.701	27.013	62.404	-56,7%

⁽¹⁾ Inclui Castelo Energética S.A, Pantanal Ltda, Santa Fé S.A, Costa Rica Ltda e Energest S.A. com as devidas eliminações intragrupo.

⁽²⁾ Inclui Lajeado Energia e Investco com as devidas eliminações intragrupo. Em 2009 a EDP Lajeado Energia também integrava esse grupo.

⁽³⁾ Inclui Enerpeixe, Energest Consolidado, Lajeado Total, Terra Verde, Enercouth, Omega, Enernova e a consolidação da UTE Pecém I e UHE Jari em equivalência patrimonial.

A receita líquida consolidada da geração atingiu R\$ 375,4 milhões no 1T15, 6,8% abaixo do 1T14, reflexo da queda de 0,6% no preço médio de venda compensado parcialmente pelo leve aumento de 1,9% no volume de energia vendida.

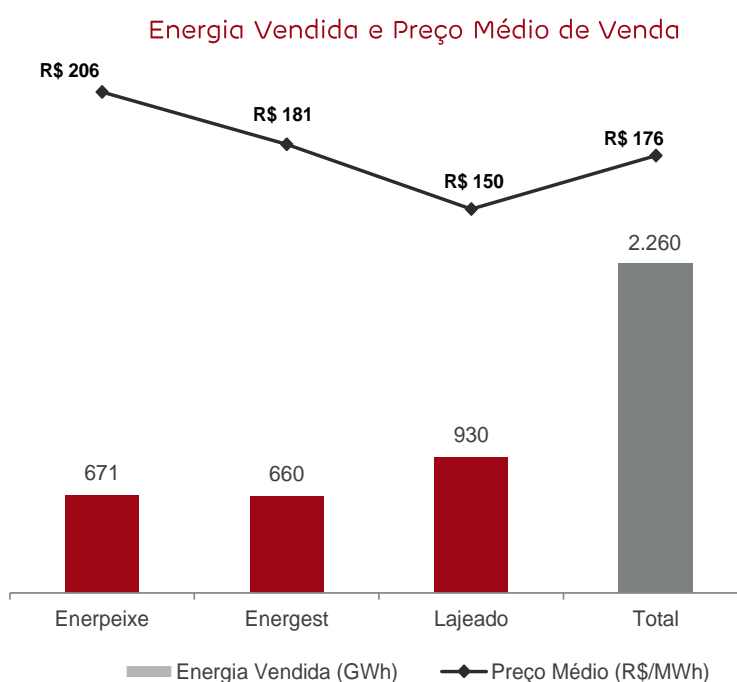
Os gastos não gerenciáveis atingiram R\$ 171,7 milhões no 1T15, 32,8% acima do 1T14, devido ao impacto de R\$ 181,0 milhões decorrente do GSF médio de 79,3% neste trimestre (GSF médio de 96,2% no 1T14), apesar da queda de 43% no PLD médio do 1T15 comparado ao 1T14 (PLD médio Submercado SE/CO de R\$ 388/MWh no 1T15 e de R\$ 675/MWh no 1T14). Cabe destacar que o impacto de GSF foi parcialmente mitigado pela manutenção de hedge de lastro e de compras realizadas, no valor total de R\$ 15 milhões (Impacto na Receita) e pela estratégia de sazonalização com maior alocação de energia no 1T15 (Redução da compra de energia).



O PMSO apresentou uma redução de 18,6% decorrente da queda de 31,9% na linha de serviços de terceiros, devido à antecipação de manutenções para o primeiro semestre de 2014 em função da realização da Copa do Mundo.

O EBITDA atingiu R\$ 179,0 milhões no 1T15, 26,2% abaixo do 1T14. O Lucro Líquido atingiu R\$ 27,0 milhões no 1T15, reflexo dos efeitos mencionados acima, além do resultado da UTE Pecém I (explicação na página 21) e da UHE Jari (explicação na página 23), refletido no resultado das participações societárias, e da queda de 29,9% no lucro atribuível aos acionistas não controladores.

No 1T15, o preço médio de venda de energia da geração foi de R\$ 175,6/MWh, 0,6% abaixo do 1T14, resultante da queda de 12,2% no preço médio da venda da Energest e parcialmente compensado pelo aumento de 6,8% da UHE Peixe Angical e 7,9% da UHE Lajeado. O aumento nas tarifas é reflexo dos reajustes nos preços dos contratos em vigor e operações com vendas de energia de curta duração com preços mais elevados. A queda da Energest deve-se a uma operação realizada no ano de 2014, em que uma parte do volume total da Usina foi comprado a PLD e vendido a PLD + ágio. Para 2015, não marcamos mais o preço da operação a PLD e isso reduziu o preço de venda dessa energia.



Nota: Preço Médio de Venda considera o volume de energia dos PPA's

O volume de energia vendida no 1T15 alcançou 2.260 GWh, aumento de 1,9% em relação aos 2.217 GWh no 1T14. A estratégia de sazonalização adotada em 2015 é semelhante a de 2014, com maior alocação de energia assegurada no 1S15, uma vez que a companhia vislumbrava um PLD mais baixo para o final do ano.

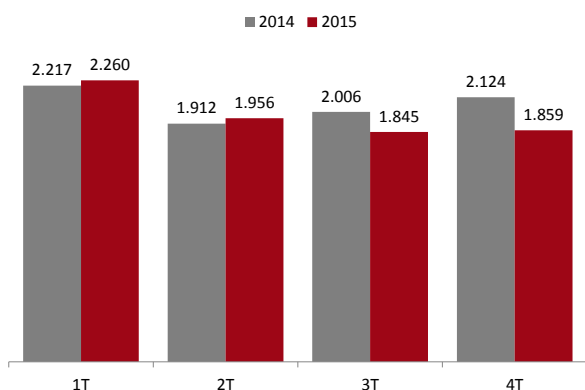
Considerando o volume de energia vendida por disponibilidade da UTE Pecém I (664 GWh)⁵ e da UHE Jari (234 GWh)⁵, o volume do Grupo alcançou 3.158 GWh no 1T15, aumento de 9,6% em relação aos 2.882 GWh no 1T14. Esse aumento deve-se à entrada em operação comercial de UHE Jari em 2014 (sendo a UG01 no 3T14 e as demais: UG 02, 03 e 04 no 4T14).

Abaixo apresentamos os gráficos com a estratégia da sazonalização para os anos de 2014 e 2015, seguindo o critério de consolidação e, portanto excluindo as vendas da UTE Pecém I e UHE Jari.

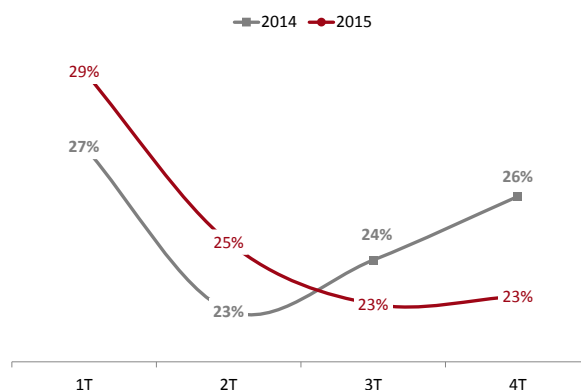
⁵ Considera 50% de participação da EDP Energias do Brasil;



Venda Consolidada da Geração (GWh)⁶



Sazonalização da Geração (%)⁶

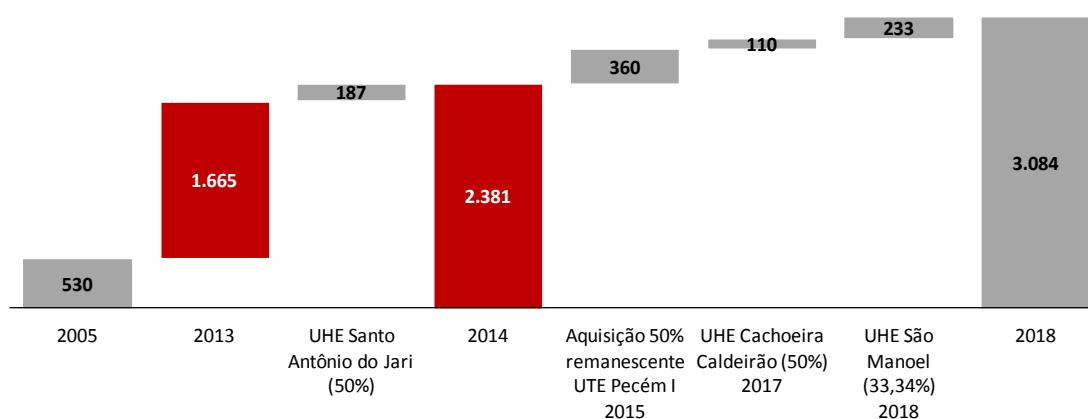


Nota: 2015 estimado para 2T, 3T e 4T

- Capacidade Instalada de Geração

A Companhia encerrou o primeiro trimestre de 2015 com 2,4 GW de capacidade instalada e 1,5 GW médio de garantia física, sem alterações em relação ao 4T14. Este montante considera o acréscimo de 186,7 MW de capacidade instalada e 108,9 MW médios de garantia física devido à entrada em operação comercial antecipada da UHE Jari em 2014.

Capacidade Instalada em MW – pro forma^(*)



Notas:

(*) Considera a participação proporcional das UHEs Santo Antônio do Jari (50%), Cachoeira Caldeirão (50%) e São Manoel (33%);

(*) Considera 100% de participação na UTE Pecém I. A aquisição de 50% (adicional) em dez/2014 ainda está sob aprovação dos órgãos competentes;

(*) Considera a alienação de 45% de participação na EDP Renováveis Brasil, conforme comunicado ao mercado em 27 de abril de 2015 (expectativa do closing do deal até o final de 2015).

(*) A capacidade instalada não utiliza os valores percentuais de participação nas UHEs Costa Rica, Lajeado e Enerpeixe, uma vez que os dados dessas usinas são consolidados integralmente na EDP;

- Status dos Projetos de Geração

USINA TERMELÉTRICA ENERGIA PECÉM I

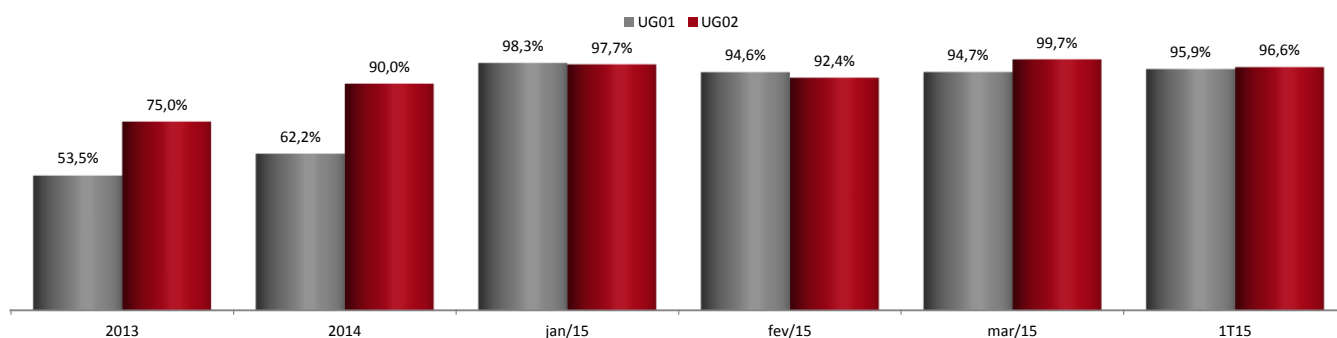
- Desempenho Operacional

A UTE Pecém I apresentou disponibilidade média de 96,2% no 1T15, estabilidade operacional expressiva desde a retomada da UG01 em 20 de novembro de 2014, após a paralização intempestiva em agosto de 2014.

⁶ Não considera venda de energia da UHE Jari e UTE Pecém I em 2013 e 2014



Abaixo o gráfico com a disponibilidade da Usina por trimestre e por unidade geradora.



- Desempenho Econômico Financeiro*

Itens em R\$ mil ou %	Pecém		
	1T15	1T14	%
Receita Líquida	164.868	141.855	16,2%
Gastos não-gerenciáveis	-102.829	-102.536	0,3%
Margem Bruta	62.039	39.320	57,8%
PMSO	-16.135	-14.915	8,2%
Depreciação e amortização	-16.764	-17.778	-5,7%
EBITDA	45.904	24.405	88,1%
Resultado financeiro	-60.949	-29.388	107,4%
Lucro Líquido	-25.706	-15.022	71,1%

*Valores correspondem a 50% da participação da EDP Energias do Brasil

A Receita Líquida do 1T15 atingiu R\$ 164,9 milhões, aumento de 16,2% no 1T15 em relação ao 1T14, resultante da:

- (i) Receita fixa da UG01 e UG02, de acordo com o CCEAR, no montante de R\$ 80,5 milhões;
- (ii) Receita variável referente ao despacho da UG01 e UG02, no montante total de R\$ 65,5 milhões;
- (iii) Receita referente à operação de compra e venda de energia reflexo da revisão do lastro da UTE conforme previsto nas Regras da Comercialização (explicação abaixo), no montante de R\$ 30,6 milhões.
- (iv) Exclusão de impostos (ICMS, PIS e COFINS, P&D e RGR) no montante de R\$ 11,7 milhões;

A revisão do lastro ocorre anualmente (em agosto) e está prevista nas Regras da Comercialização. Todo ano o ONS calcula o fator de abatimento do lastro de energia (FID – Fator de Disponibilidade) em função das indisponibilidades realizadas pela Usina no horizonte de 60 meses. Se as indisponibilidades são maiores que as declaradas em leilão, o FID será menor que 1 e, portanto, haverá um abatimento da garantia física, levando a Usina a comprar a diferença de lastro no mercado livre (precificado ao valor de PLD + ágio). O montante de energia vinculado a compra de lastro é posteriormente liquidado na CCEE a PLD, neutralizando-se parcialmente o efeito dessa compra no resultado da Usina.

Os gastos não gerenciáveis alcançaram R\$ 102,8 milhões, estável em relação ao mesmo período do ano anterior, resultante de:

- (i) R\$ 32,6 milhões referente à Energia Comprada para Revenda devido à revisão do lastro da UTE conforme previsto no contrato de concessão (explicação acima);
- (ii) R\$ 68,6 milhões referente aos custos com insumos necessários para o despacho da usina (carvão, diesel, cal etc.);
- (iii) R\$ 7,7 milhões referente a encargos do sistema;
- (iv) R\$ 6,0 milhões positivos, composto da seguinte forma:
 - a) Redução de R\$ 15,8 milhões devido a atualização do montante contabilizado no 4T14 referente a provisão de ressarcimento por indisponibilidade conforme o CPC 25, previsto para os próximos 60 meses com base na média móvel de disponibilidade realizada nos últimos 60 meses. O montante de R\$ 130,2 milhões contabilizados no 4T14 passou para R\$ 114,4 milhões no 1T15, pois nas premissas de cálculo passaram a contemplar os efeitos positivos dos pleitos aprovados referentes ao cálculo do FID na base de 700 MW e do Consumo interno excluindo o período de



teste, ambos detalhados abaixo, além da exclusão do FID realizado em janeiro e provisionado para fevereiro e março de 2015.

- b) Redução R\$ 5,5 milhões referente ao cálculo do FID levando em consideração a capacidade instalada de 700 MW. Em 10 de fevereiro de 2015, a ANEEL proferiu decisão favorável ao pedido de reconsideração do cálculo de ressarcimento por indisponibilidade, através do despacho nº 302/2015, decorrente da energia não gerada pela UTE Pecém I. O cálculo considerava o FID com base na capacidade instalada de 720 MW. Com a decisão, o FID foi recalculado a partir da potência de 700 MW, consignada nos Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR). O recálculo retroativo desde a entrada em operação comercial da primeira unidade geradora (“UG01”) em dezembro de 2012 e da segunda unidade geradora (“UG02”) em maio de 2013, gerou um impacto positivo no resultado do 1T15.
- c) Redução de R\$ 13,6 milhões referente ao cálculo do consumo interno excluindo o período de teste. Em 17 de março de 2015, a ANEEL proferiu decisão favorável ao pedido de reconsideração do cálculo do consumo interno, através do Despacho nº 686/2015. A janela de cálculo tinha como base inicial setembro de 2012, mês que se iniciaram os testes da Usina (UG1). Com a decisão, o recálculo retroativo expurgou os meses de teste da Usina (setembro, outubro e novembro de 2012) e passou a considerar a janela desde a entrada em operação comercial da primeira unidade geradora (“UG01”) em dezembro de 2012 e da segunda unidade geradora (“UG02”) em maio de 2013. O fator de perdas internas (consumo interno) de longo prazo para abatimento da garantia física passou de 3,60% para 2,74% (referência 2014) e de 4,82% para 4,21% (referência 2015), gerando um impacto positivo no resultado do primeiro trimestre de 2015.
- d) Redução de R\$ 1,3 milhão referente aos ajustes de provisões de meses anteriores;
- e) Aumento de R\$ 26,9 milhões referente ao FID + Consumo interno realizado de janeiro e provisionado de fevereiro e março de 2015;
- f) Aumento de R\$ 3,3 milhões referente ao ajuste da provisão do cálculo do ADOMP na base de 700 MW retroativo de dezembro de 2012 a novembro de 2013, conforme despacho nº 1799/2014.

Abertura ressarcimento (R\$ milhões)	100%	50%
CPC 25 - atualização da provisão do FID futuro na média móvel de 60 meses	31,5	15,8
Despacho 302/2015 (cálculo do FID na base de 700MW) - efeitos retroativos de dezembro de 2013 a março de 2015	11,1	5,5
Despacho 686/2015 (consumo interno revisado) - efeitos retroativos de dezembro de 2012 a março de 2015	27,2	13,6
Ajustes de provisões de meses anteriores	2,6	1,3
FID + Consumo interno realizado janeiro e provisionado de fevereiro e março 2015	-53,7	-26,9
Despacho 1799/2014 (ajuste da provisão cálculo ADOMP na base de 700 MW) - efeitos retroativos de dezembro de 2012 a novembro de 2013	-6,6	-3,3
TOTAL	12,0	6,0

O PMSO atingiu R\$ 16,1 milhões no 1T15, aumento de 8,2% em relação ao 1T14, em linha com a inflação acumulada no período.

No 1T15, o EBITDA da UTE foi de R\$ 45,9 milhões, aumento de 88,1% em relação ao 1T14.

O resultado financeiro do 1T15 piorou R\$ 31,6 milhões em relação ao 1T14, devido ao efeito negativo resultante da variação cambial incidente sobre (i) o financiamento com o BID devido à diferença de critério de contabilização do passivo e dos NDFs; (ii) a marcação a mercado do swap de juros do financiamento com o BID; e (iii) reversão de valores contabilizados como hedge accounting no patrimônio líquido para o resultado financeiro. Adicionalmente, no trimestre houve impacto negativo pelo pagamento de faturas em dólar à Siemens pelo reparo do gerador da UG01.

No 1T15, o lucro líquido da UTE foi negativo, atingindo R\$ 25,7 milhões, comparado ao valor negativo de R\$ 15,0 milhões no 1T14.

UHE SANTO ANTÔNIO DO JARI

Em 2014, a UHE Santo Antônio do Jari entrou em operação comercial com antecedência em relação ao início do Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR) previsto para janeiro de 2015. A primeira unidade geradora, UG01, com 123,33 MW de capacidade instalada entrou em operação no 3T14 e as demais unidades (UG02, UG03 e UG04) entraram



em operação no 4T14, a UG02 e a UG03 com 123,33 MW cada e a UG04 com 3,4 MW. Em 01 de janeiro de 2015, conforme CCEAR, iniciaram oficialmente os PPA's da UHE Jari.

A receita líquida atingiu R\$ 25,7 milhões no 1T15. Os gastos não gerenciáveis atingiram R\$ 18,8 milhões no 1T15 decorrente do GSF médio no período (79,3%) que gerou um impacto negativo de R\$ 18,4 milhões. Devido aos efeitos mencionados, o EBITDA foi de R\$ 4,4 milhões. O resultado financeiro líquido atingiu R\$ -4,9 milhões no 1T15 decorrente do reconhecimento dos juros capitalizados do período. A partir da entrada em operação comercial, as receitas e despesas financeiras deixam de ser capitalizadas e passam a integrar o resultado financeiro. Por fim, a Usina apresentou prejuízo de R\$ 2,2 milhões.

Os resultados são consolidados como resultado das participações societárias nos resultados da EDP Energias do Brasil.

- Desempenho Econômico Financeiro*

JARI	
Demonstrativo de Resultados (R\$ mil)	1T15
Receita operacional líquida	25.709
Gastos não gerenciáveis	(18.837)
Margem Bruta	6.872
Gastos gerenciáveis	(6.726)
EBITDA	4.364
Resultado financeiro líquido	(4.859)
Lucro líquido	(2.248)

*Valores correspondem a 50% da participação da EDP Energias do Brasil

UHE CACHOEIRA CALDEIRÃO

A obra atingiu 80,0% de evolução no 1T15.

No período, destacam-se as seguintes atividades:

- Construção Civil: evolução da concretagem das estruturas e montagem da cobertura metálica da Casa de Força, concretagem do Vertedouro Soleira Livre e do Stay Column e execução das bases da subestação da Usina.
- Equipamentos Eletromecânicos: fabricação dos equipamentos eletromecânicos, e montagem dos equipamentos mecânicos e hidromecânicos, dentre os quais, podemos destacar o lançamento do Stay Column da UG2 e UG3, início da montagem do distribuidor da UG1 e a conclusão da montagem do pórtico auxiliar da Casa de Força.

Em relação às atividades de meio ambiente, destacaram-se:

- Continuidade na implantação dos programas dos Meios Físico, Biótico e Socioeconômico do Projeto Básico Ambiental do Empreendimento, em especial, para as atividades de limpeza e supressão da vegetação da área do reservatório e linha de transmissão, resgate de peixes nas enseadeiras de segunda fase e execução do resgate de fauna durante a operação de supressão vegetal.

Até 1T15, o investimento total desde o início da construção atingiu R\$ 818,7 milhões (67,0% do investimento total previsto). No trimestre, o investimento realizado atingiu R\$ 140,9 milhões (desconsidera o uso do bem público, licenças ambientais e atualização monetária).

UHE SÃO MANOEL

A obra atingiu 8,5% de evolução no 1T15.

No 1T15, foram iniciadas as atividades de concretagem do empreendimento, com o lançamento de concreto na área de montagem. Prosseguem as escavações das estruturas da Casa de Força e Vertedouro e implantação do canteiro definitivo.

Em relação às atividades de meio ambiente, destacam-se:

- Execução das atividades de limpeza e supressão da vegetação no Canteiro de Obras e Acessos;
- Execução do resgate de fauna e germoplasma durante a operação de supressão vegetal;
- Execução das atividades de monitoramento e resgate arqueológico no canteiro de obras e nos acessos definitivos;
- Execução das campanhas de monitoramento dos programas do meio físico e biótico.



Até 1T15 o investimento total desde o início da construção atingiu R\$ 436,9 milhões (14,0% do investimento total previsto). No trimestre, o investimento realizado atingiu R\$ 186,1 milhões (desconsidera o uso do bem público, licenças ambientais e atualização monetária).

Cabe ressaltar que todos os equipamentos necessários para a execução da obra já se encontram no local e a mesma contava com um efetivo de 2.058 trabalhadores.

5.2. Distribuição

Itens em R\$ mil ou %	EDP Bandeirante		EDP Escelsa		Distribuição		
	1T15	1T14	1T15	1T14	1T15	1T14	Var.
Receita Líquida	842.193	721.446	605.778	519.612	1.447.971	1.241.058	16,7%
Gastos não-gerenciáveis	-593.390	-556.865	-428.674	-377.746	-1.022.064	-934.611	9,4%
Margem Bruta	248.803	164.581	177.104	141.866	425.907	306.447	39,0%
PMSO	-105.217	-96.119	-89.381	-73.949	-194.598	-170.068	14,4%
Ganhos/perdas na desativação/alienação de bens	-11.397	-7.548	-10.943	-5.169	-22.340	-12.717	75,7%
Valor do ativo financeiro indenizável	5.221	6.232	10.088	8.891	15.309	15.123	1,2%
EBITDA	137.410	67.146	86.868	71.639	224.278	138.785	61,6%
Margem EBITDA	16,3%	9,3%	14,3%	13,8%	15,5%	11,2%	4,3 p.p.
Lucro Líquido	62.342	31.610	34.614	17.537	96.956	49.147	97,3%

A receita líquida, excluindo a receita de construção, atingiu R\$ 1.448,0 milhões no 1T15, 16,7% acima do 1T14. Esse aumento deve-se, principalmente, aos reajustes anuais tarifários, da EDP Escelsa ocorrido em 07 de agosto de 2014 (26,54%) e da EDP Bandeirante ocorrido em 23 de outubro de 2014 (22,34%), das revisões tarifárias extraordinárias (EDP Bandeirante 32,18% e EDP Escelsa 33,27%), além do aumento de R\$ 138,4 milhões em Não Faturado, conforme explicado no item 2.1 – Receita Operacional Líquida. Adicionalmente a receita sofreu impacto negativo de R\$ 56,5 milhões referente aos Ativos Financeiros Setoriais (Ativos e Passivos Regulatórios).

Os gastos não gerenciáveis aumentaram 9,4% no 1T15. Esse aumento deve-se, sobretudo, ao aumento de 82,4% na energia comprada de Itaipu, que sofreu o efeito conjunto da desvalorização cambial e reajuste da tarifa (de US\$ 26,05/KW para US\$ 38,07/KW). Adicionalmente, houve um aumento de 44,3% no encargo do uso e conexão devido ao aumento dos custos com TUST (Tarifa do Uso do Sistema de Transmissão), conforme Resolução ANEEL nº 1.758/2014. Tudo isso foi compensado parcialmente por uma compra de energia em moeda nacional menor no período, devido a: (i) menor exposição involuntária das distribuidoras no 1T15 (EDP Bandeirante 107,4% e EDP Escelsa 93,7%) comparado a 1T14 (EDP Bandeirante 97,4% e EDP Escelsa 82,1%) combinado a um PLD mais baixo quando comparado ao mesmo período do ano passado (PLD médio Submercado SE/CO no 1T14 foi de R\$ 674,63 e no 1T15 R\$ 388,48/MWh); (ii) Aporte da Conta-ACR de Novembro e Dezembro de 2014 no valor total de R\$ 168,6 milhões, sendo R\$ 64,5 milhões referente a EDP Bandeirante e R\$ 104,2 milhões referente a EDP Escelsa; e (iii) Aportes decorrentes da Bandeira Tarifária no valor total de R\$ 89,1 milhões, sendo R\$ 32,5 milhões referente a EDP Bandeirante e R\$ 56,5 milhões referente a EDP Escelsa.

Abaixo o resumo do impacto das Bandeiras Tarifárias na Receita e nos Gastos:

Composição da Badeira Tarifária (R\$ mil)	EDP Bandeirante	EDP Escelsa	Total
Conta Centralizadora das Bandeiras Tarifárias			
Impacto Receita ¹	93.464	63.527	156.991
Bandeira Tarifária homologada por distribuidora			
Redução dos Gastos Não Gerenciáveis ²	32.547	56.513	89.060

1) Montante da Conta Centralizadora contabilizado como faturamento (distribuído nas classes de consumo) e deduzido integralmente como um encargo;

2) Redução dos Gastos Não Gerenciáveis e deduzido integralmente dos Ativos Financeiros Setoriais;

Os gastos com PMSO atingiram R\$ 194,6 milhões no 1T15, 14,4% superior ao 1T14. Esse aumento é decorrente da maior provisão para devedores duvidosos na EDP Escelsa (+ 6,0 milhões).

O EBITDA no 1T15 atingiu R\$ 224,3 milhões, 61,6% superior ao 1T14 e o Lucro Líquido atingiu R\$ 97,0 milhões no 1T15, 97,3% superior ao 1T14.



- Abertura dos Ativos Financeiros Setoriais (Ativos e Passivos Regulatórios)

De acordo com o aditamento aos Contratos de Concessão de Distribuição, assinado em 10 de dezembro de 2014, e baseado no OCPC 08, o Ativo Financeiro Setorial total foi de R\$ 40,4 milhões negativos, sendo R\$ 56,5 milhões negativos contabilizados na receita operacional (EDP Bandeirante: R\$ 13,6 milhões e EDP Escelsa: R\$ 42,8 milhões) e +R\$ 16,1 milhões no resultado financeiro (EDP Bandeirante: R\$ 5,2 milhões e EDP Escelsa: R\$ 10,9 milhões).

O valor negativo é decorrente da redução (i) de R\$ 165,9 milhões da Conta-ACR de novembro e dezembro de 2014; (ii) de R\$ 88,8 milhões referente as Bandeiras Tarifárias; e (iii) de R\$ 135,4 milhões referente às revisões tarifárias extraordinárias. A tabela abaixo demonstra a abertura da composição dos Ativos Financeiros Setoriais.

Ativos Financeiros Setoriais (R\$ milhões)	EDP Bandeirante	EDP Escelsa	Total
Impactos na Receita Operacional Líquida			
CVA	49,9	66,1	115,9
Itens financeiros - RTE	-68,1	-67,3	-135,5
Itens financeiros - Outros	11,4	-39,0	-27,6
PIS/COFINS	-6,8	-2,5	-9,3
Total	-13,6	-42,8	-56,5

Abertura dos Ativos Financeiros Setoriais (R\$ milhões)	EDP Bandeirante	EDP Escelsa	Total
Impactos na Receita Operacional Líquida			
Conta-ACR Novembro e Dezembro de 2014	-63,6	-102,4	-165,9
CCBT - Conta Centralizadora de Bandeira Tarifária	-32,5	-56,5	-89,1
RTE - Revisão Tarifária Extraordinária	-68,1	-67,3	-135,5
CVA formação	227,7	161,8	389,5
Amortização CVA	-50,7	-34,1	-84,8
Sobre contratação, exposição entre submercados	-25,4	55,3	29,9
Outros itens financeiros	5,8	2,9	8,7
PIS COFINS	-6,8	-2,5	-9,3
Total	-13,6	-42,8	-56,6

Impactos na no Resultado Financeiro			
Atualização Monetária	-5,2	-10,9	-16,1
Ativo Total - Impacto Lucro Líquido	-8,4	-31,9	-40,4

- Saldo de Ativos Financeiros Setoriais (Ativos e Passivos Regulatórios)

Ativos Regulatórios	BANDEIRANTE					ESCELSA				
	1T14	2T14	3T14	4T14	1T15	1T14	2T14	3T14	4T14	1T15
Saldo Final	268.426	459.635	663.432	685.554	358.138	185.312	405.045	355.802	431.930	218.091
Passivos Regulatórios	1T14	2T14	3T14	4T14	1T15	1T14	2T14	3T14	4T14	1T15
Saldo Final	(137.046)	(179.113)	(358.576)	(334.039)	(15.041)	(100.707)	(132.014)	(119.535)	(181.903)	-
Saldo Total Acumulado	131.380	280.522	304.856	351.515	343.097	84.605	273.031	236.267	250.027	218.091
Saldo do trimestre	32.742	149.142	24.334	46.659	(8.418)	(15.374)	188.426	(36.764)	13.760	(31.936)

- Mercado

▪ **Energia vendida a clientes finais:** incremento de 1,7%, no 1T15 em relação ao 1T14, reflexo do crescimento das classes residencial, comercial e rural. Esse resultado deve-se à expansão de 105 mil clientes no 1T15 e ao efeito da temperatura elevada no 1T15 na área de concessão da EDP Escelsa. Por outro lado, na área de concessão da EDP Bandeirante, o efeito da temperatura elevada no 1T14 afeta negativamente a base de comparação do 1T15;

▪ **Residencial e Comercial:** aumento de 1,1% e 3,7%, respectivamente, no 1T15 em relação ao 1T14;

▪ **Industrial:** redução de 4,8% no 1T15 em relação ao 1T14, em função da retração da produção industrial;

▪ **Rural:** crescimento de 30,0% no 1T15, em relação ao 1T14, com destaque para o crescimento de 34,9% na EDP Escelsa, reflexo da combinação de dois fatores: (i) base baixa no consumo no 1T14, devido às chuvas e enchentes no Espírito Santo em dezembro de 2013 (esses eventos prejudicaram o calendário de faturamento do 1T14); (ii) estiagem no 1T15, que elevou o



consumo de energia para irrigação. Na EDP Bandeirante, o recuo de 5,3% deve-se à elevada base de comparação com o 1T14. Naquele trimestre, o crescimento atingiu 14,0% em relação ao 1T13 devido à temperatura média elevada no período;

▪ **Energia em trânsito consolidada no sistema de distribuição (USD):** destinada ao atendimento do consumo dos clientes livres, recuou 2,3% em função da desaceleração da produção industrial no Estado de São Paulo.

	1T15			Variação 1T15/1T14		
	Clientes <i>unid.</i>	Volume <i>MWh</i>	Consumo Médio* <i>KWh</i>	Clientes %	Volume %	Consumo Médio %
DISTRIBUIÇÃO						
Residencial	2.711.866	1.584.748	195	3,6%	1,1%	-2,5%
Industrial	24.489	857.558	11.673	2,0%	-4,8%	-6,6%
Comercial	239.060	1.021.554	1.424	2,7%	3,7%	0,9%
Rural	179.337	254.207	472	2,5%	30,0%	26,9%
Outros	26.431	417.453	5.265	0,0%	-0,2%	-0,2%
Energia Vendida Clientes Finais	3.181.183	4.135.521	433	3,4%	1,7%	-1,7%
Suprimento	3	180.138	20.015.320	0,0%	18,2%	-
Energia em Trânsito (USD)	250	2.444.512	3.259.350	2,0%	-2,3%	-
Consumo Próprio	368	3.975	3.601	-9,6%	-2,8%	-
Total Energia Distribuída	3.181.804	6.764.146	709	3,4%	0,6%	-2,8%

Notas:

*Consumo médio mensal por cliente

Outros = Poder público + Iluminação pública + Serviço público

Dados em R\$ referem-se à Receita sem ICMS e sem RTE.

- Base Tarifária

Os reajustes tarifários anuais (IRT), bem como as revisões tarifárias periódicas (RTP) das distribuidoras da Companhia ocorrem em datas específicas, conforme o quadro a seguir:

Reajustes e revisões tarifárias das distribuidoras

EDP Bandeirante	Índice Total	Efeito Consumidor
Revisão Tarifária 2011 ¹	-1,85%	-2,25%
Reajuste Tarifário 2012	11,45%	7,29%
Revisão Tarifária Extraordinária 2013	-11,27%	-21,75%
Reajuste Tarifário 2013	10,36%	5,83%
Reajuste Tarifário 2014	22,34%	21,93%
<i>Parcela A</i>	<i>14,18%</i>	
<i>Parcela B</i>	<i>0,87%</i>	
<i>Componente Financeiro</i>	<i>7,29%</i>	
Revisão Tarifária Extraordinária 2015	32,18%	25,12%

1) Revisão tarifária realizada em 23 outubro de 2012

EDP Escelsa	Índice Total	Efeito Consumidor
Reajuste Tarifário 2012	14,29%	11,33%
Revisão Tarifária Extraordinária 2013	-4,39%	-21,06%
Revisão Tarifária 2013	4,12%	-1,05%
Reajuste Tarifário 2014	26,54%	23,58%
<i>Parcela A</i>	<i>18,39%</i>	
<i>Parcela B</i>	<i>1,21%</i>	
<i>Componente Financeiro</i>	<i>6,93%</i>	
Revisão Tarifária Extraordinária 2015	33,27%	26,83%

Os reajustes de 2014 foram impactados principalmente pelo aumento dos gastos não gerenciáveis, refletidos na composição descrita acima, onde a soma da Parcela A + Componente Financeiro representa 96% no IRT da EDP Bandeirante e 95% no IRT da EDP Escelsa.

Tarifa média



As tarifas médias das distribuidoras no 1T15 foram impactadas pelos Reajustes Tarifários Anuais de 2014, Revisões Tarifárias Extraordinárias a partir de março de 2015 e Aplicação das Bandeiras Tarifárias a partir de janeiro de 2015.

Tarifa média EDP Bandeirante

A tarifa média no 1T15 aumentou 34,4% em relação ao 1T14, decorrente do (i) Reajuste Tarifário Anual de 22,34% (índice total) ocorrido em 23 de outubro de 2014 (efeito médio de 21,93% na percepção do consumidor); (ii) Revisão Tarifária Extraordinária de 32,18% e (iii) Aplicação das Bandeiras Tarifárias. Além dos fatores acima, as classes de consumo contaram com as seguintes variações adicionais:

- Residencial: migração de oito mil clientes Baixa Renda (tarifa social) para clientes convencionais, conforme Resolução Normativa ANEEL nº 414/2010;
- Comercial: aumento de 35% na demanda.

Tarifa média EDP Escelsa

A tarifa média no 1T15 aumentou 39,8% em relação ao 1T14 em função do (i) Reajuste Tarifário Anual de 26,54% (índice total) a partir de 07 de agosto de 2014 (efeito médio de 23,58% na percepção do consumidor); (ii) Revisão Tarifária Extraordinária de 33,27% e (iii) Aplicação das Bandeiras Tarifárias. Além dos fatores acima, as classes de consumo contaram com as seguintes variações adicionais:

- Industrial: aumento de 14,47% na ultrapassagem de demanda;
- Comercial: aumento de 12,65% na demanda faturada;

- Balanço Energético Consolidado

BALANÇO ENERGÉTICO - 1T15 (MWh)

Itaipu + Proinfa 1.070.920	(-)	Perdas Transmissão 92.434	=	Energia Requerida 7.675.954	Suprimento 180.138
Leilão 3.762.813		Perdas de Itaipu 53.209			Fornecimento 4.139.496
Outros 744.565		Vendas C.Prazo 200.077			Perdas e Diferenças 911.808
Energia em Trânsito 2.444.512		Ajustes C.Prazo 1.136			Energia em Trânsito 2.444.512

O volume de energia requerida pelo sistema de distribuição totalizou 7.676 GWh no 1T15. Do total, 55% foram para a EDP Bandeirante e 45% para a EDP Escelsa.

O fornecimento para clientes finais, consumo próprio e suprimento absorveu 5.231 GWh e a energia em trânsito, distribuída a clientes livres, 2.444 GWh.

- Perdas

As perdas não técnicas apresentaram redução de 0,09 p.p. e 0,34 p.p. na EDP Bandeirante e na EDP Escelsa, respectivamente, no 1T15 em relação ao 4T14.

As perdas técnicas da EDP Bandeirante apresentaram uma redução de 0,04 p.p, devido à redução da carga do sistema neste período. Já na EDP Escelsa, fecharam o trimestre em 7,90%, apresentando um acréscimo de 0,28 p.p em relação ao período anterior em decorrência de elevadas temperaturas e aumento do intercâmbio de transmissão na rede básica.

Tarifa Média (R\$/MWh)	1T15	1T14	Var. %
EDP BANDEIRANTE			
Residencial	401,3	302,1	32,8%
Industrial	338,5	246,3	37,4%
Comercial	366,7	274,1	33,8%
Rural	286,8	213,4	34,4%
Outros	295,2	220,4	33,9%
Média - Cliente Final	365,9	272,2	34,4%
Tarifa Média (R\$/MWh)	1T15	1T14	Var. %
EDP ESCELSA			
Residencial	397,0	287,2	38,2%
Industrial	381,6	259,5	47,1%
Comercial	408,8	289,5	41,2%
Rural	241,7	173,2	39,6%
Outros	335,7	231,0	45,3%
Média - Cliente Final	370,3	264,9	39,8%

Nota: Considera receita sem ICMS, RTE, PIS e COFINS



Perdas não técnicas – Baixa Tensão

Em relação ao 4T14, as distribuidoras apresentaram redução de 0,35 p.p e 1.13 p.p na EDP Bandeirante e EDP Escelsa, respectivamente. Na EDP Bandeirante, a redução reflete a recuperação de 7,5 GWh de energia faturada resultante da intensificação do “Programa de Combate às Perdas Não Técnicas” na região de Guarulhos, Poá e Ferraz de Vasconcelos.

Na EDP Escelsa a redução já reflete os investimentos realizados no 2S14 com foco nos projetos “BTZero” e “Telemedição”. Adicionalmente a melhora no indicador reflete o replanejamento do “Programa de Combate às Perdas Não Técnicas” intensificando os planos de ações nas áreas mais críticas, além da antecipação para o 1T15 de algumas ações definidas para o programa de 2015.

As perdas não técnicas ficaram acima da meta regulatória estabelecida pela ANEEL para ambas distribuidoras.

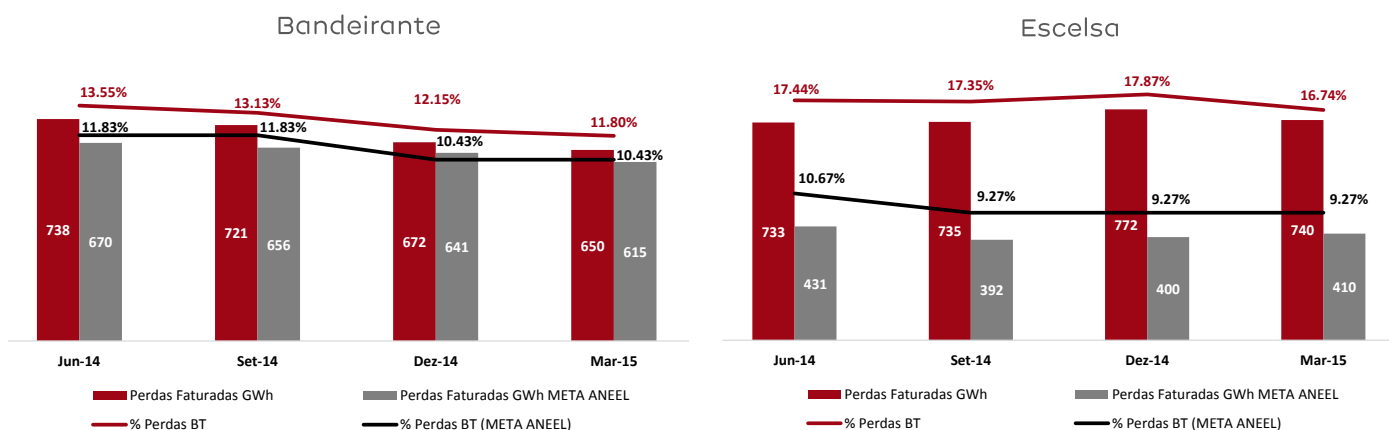
BTZero: o Programa de combate às perdas “BTZero” consiste em exteriorizar a medição e instalar ramais de serviços individuais para os consumidores, eliminando assim a rede de Baixa Tensão não medida, e conseqüentemente dificultando o furto de energia. A tecnologia de medição possibilita ainda, leitura, corte e monitoramento de alarmes remotos. O programa é aplicado junto com o programa de eficiência energética em áreas de elevada perda e complexidade social.

Eficiência energética: o programa de eficiência energética aplicado especificamente junto com o BTZero, consiste na substituição de equipamentos ineficientes (ex: lâmpadas e geladeiras), bem como a doação do padrão de entrada de energia e um kit para ligações internas com cabos de entrada e quadro de distribuição.

Perdas Acumuladas em 12 meses (GWh ou %)	EDP Bandeirante					EDP Escelsa				
	Jun-14	Set-14	Dez-14	Mar-15	ANEEL	Jun-14	Set-14	Dez-14	Mar-15	ANEEL
Entrada de Energia na Rede (A)	17.189	17.135	17.069	16.883		12.408	12.537	12.734	12.940	
Técnica (B)	949	945	946	929		945	941	971	1.022	
Não-técnica (C)	738	721	672	650		733	735	772	740	
Total (B+C)	1.688	1.666	1.617	1.579		1.678	1.676	1.742	1.763	
Técnica (B/A)	5,52%	5,51%	5,54%	5,50%	4,90%	7,61%	7,51%	7,62%	7,90%	6,70%
Não-técnica (C/A)	4,30%	4,21%	3,94%	3,85%	3,44%	5,91%	5,86%	6,06%	5,72%	3,29%
Total (B+C/A)	9,82%	9,72%	9,48%	9,35%	8,34%	13,52%	13,37%	13,68%	13,62%	9,99%

Perdas Acumuladas Baixa Tensão em 12 meses (GWh ou %)	EDP Bandeirante					EDP Escelsa				
	Jun-14	Set-14	Dez-14	Mar-15	ANEEL	Jun-14	Set-14	Dez-14	Mar-15	ANEEL
Mercado Baixa Tensão (D)	5.450	5.491	5.529	5.503	-	4.201	4.236	4.318	4.423	-
Comercial Baixa Tensão (C/D)	13,55%	13,13%	12,15%	11,80%	10,43%	17,45%	17,35%	17,87%	16,74%	9,27%
Total (C/D)	13,55%	13,13%	12,15%	11,80%	10,43%	17,45%	17,35%	17,87%	16,74%	9,27%

Perdas Faturadas/GWh, Perdas BT e Meta Aneel



No 1T15, as distribuidoras investiram R\$ 8,3 milhões em programas de combate às perdas, EDP Bandeirante (R\$ 4,9 milhões) e a EDP Escelsa (R\$ 3,4 milhões). Desse total, R\$ 2,8 milhões foram direcionados a investimentos operacionais (substituição de



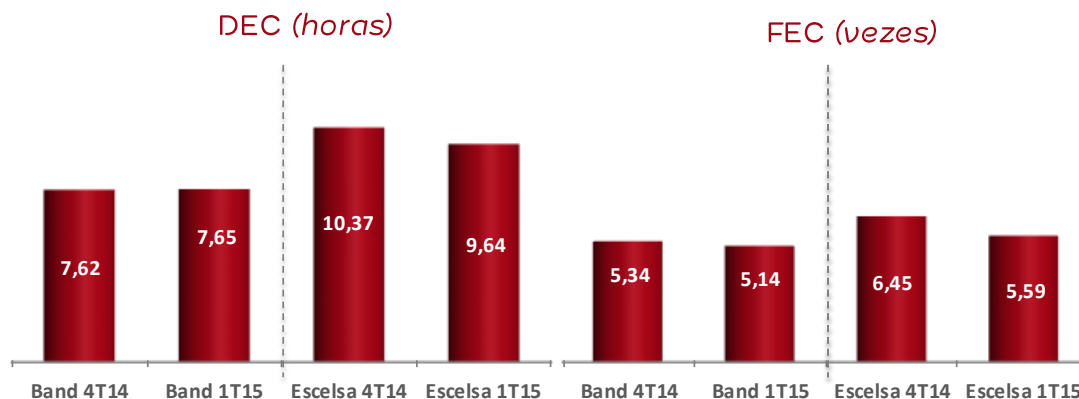
medidores, instalação de rede especial e telemedição) e R\$ 5,4 milhões para despesas gerenciáveis (inspeções e retirada de ligações irregulares).

Neste trimestre, as distribuidoras realizaram 56.106 inspeções, substituição de 16.915 medidores obsoletos e 11.829 regularizações de ligações clandestinas/irregulares.

- Indicadores de Qualidade

O DEC das distribuidoras ficou dentro da meta regulatória estabelecida pela ANEEL. O DEC da EDP Bandeirante registrou 7,65 horas no 1T15, aumento de 0,03 hora (+0,39%) em relação ao 4T14. O DEC da EDP Escelsa registrou 9,64 horas no 1T15, redução de 0,73 hora (-7,0%) em relação ao 4T14. O aumento na EDP Bandeirante (+0,03 hora), quando comparado ao trimestre anterior, deve-se a severidade das chuvas e descargas atmosféricas atípicas, cujos impactos foram determinantes para a elevação do DEC. A redução na EDP Escelsa (-0,73 hora), deve-se as ações focadas no controle das reincidências e ações preventivas para mitigação das interrupções na rede elétrica, cujos impactos foram determinantes para redução do DEC e FEC na distribuidora em questão.

O FEC das distribuidoras também se manteve abaixo das metas regulatórias. O FEC da EDP Bandeirante registrou 5,14 vezes no 1T15, redução de 0,20 vezes em relação ao 4T14 (-3,75%). O FEC da EDP Escelsa, registrou 5,59 vezes no 1T15, redução de 0,86 vezes em relação ao 4T14 (-13,39%).



DEC: duração equivalente de interrupção por cliente
FEC: frequência equivalente de interrupção por cliente

Meta Anual Regulatória ANEEL para o ano de 2015

EDP Bandeirante: DEC 8,78 / FEC: 7,23

EDP Escelsa: DEC: 10,33 / FEC: 8,05

5.3. Comercialização

Itens em R\$ mil ou %	1T15	1T14	Var.
Receita Líquida	499.616	679.892	-26,5%
Gastos não-gerenciáveis	-467.061	-624.339	-25,2%
<i>Margem Bruta</i>	32.555	55.553	-41,4%
PMSO	-3.868	-4.902	-21,1%
Ganhos/perdas na desativação/alienação de bens	0	20	-100,0%
EBITDA	28.687	50.671	-43,4%
<i>Margem EBITDA</i>	5,7%	7,5%	-1,7 p.p.
Lucro Líquido	16.660	32.375	-48,5%

O volume de energia comercializada no 1T15 totalizou 2.514 GWh, redução de 27,3% em comparação aos 3.458 GWh comercializados no 1T14. A redução é reflexo da menor liquidez no período e, consequentemente, maior volume de contratos



comercializados para o curto e longo prazos no ano de 2014, concentrados principalmente no 1T14, quando o PLD médio foi de R\$ 674,63/MWh (Submercado SE/CO). No 1T15, a comercializadora manteve a estratégia de adotar uma posição long, beneficiando-se do elevado PLD no período.

No 1T15, a receita líquida atingiu R\$ 499,6 milhões, 26,5% inferior ao 1T14 em consequência da redução do volume de energia comercializada. O preço médio de venda entre os trimestres foi estável (1T15: R\$ 222,61/MWh e 1T14: R\$221,08/MWh).

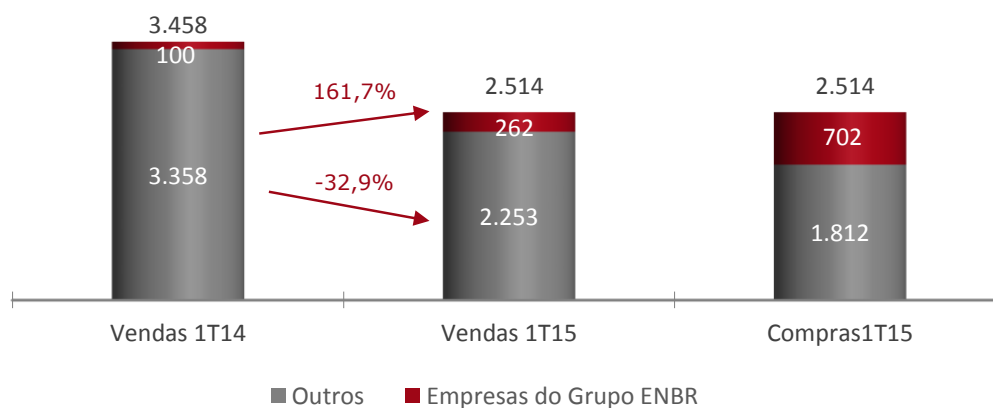
Os gastos não gerenciáveis alcançaram R\$ 467,1 milhões no 1T15, 25,2% abaixo do 1T14. Esta redução deve-se ao menor volume de energia comprada para revenda combinada com a estabilidade do preço médio de compra entre os trimestres (R\$ 201,2/MWh no 1T15 e R\$ 196,1/MWh no 1T14).

O resultado da margem bruta no 1T15 atingiu R\$ 32,6 milhões, redução de R\$ 23,0 milhões em relação ao 1T14.

Os gastos gerenciáveis alcançaram R\$ 4,0 milhões no 1T15, R\$ 1,0 milhão inferior ao 1T14.

Em função dos efeitos mencionados acima, o EBITDA atingiu R\$ 28,7 milhões no 1T15, R\$ 22,0 milhões abaixo do 1T14, e o lucro líquido alcançou R\$ 16,7 milhões, R\$ 15,7 milhões inferior ao 1T14.

Volume de Energia Comercializada 1T15 (GWh)



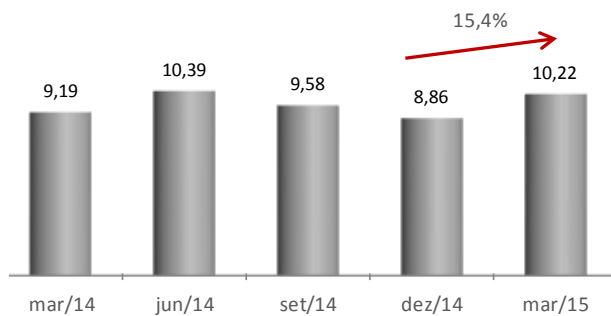
6. Mercado de Capitais

6.1. Desempenho das Ações

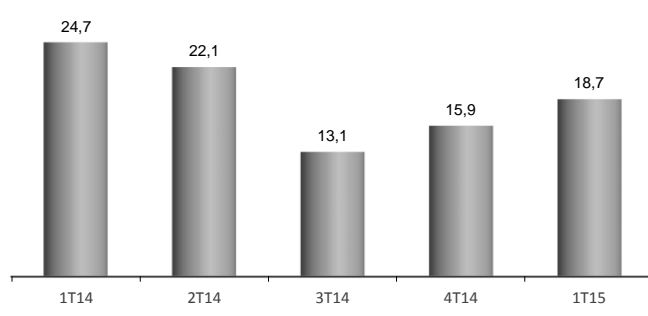
Em 31 de março de 2015, a ação da EDP Energias do Brasil (ENBR3) encerrou cotada a R\$ 10,35. Considerando o ajuste por provento, dividendo aprovado em 10 de abril de 2015 no valor de R\$ 0,133053024/ação, a cotação atinge R\$ 10,22. No trimestre, a ENBR3 apresentou valorização de 15,4% (com ajuste por proventos), desempenho superior ao Ibovespa (2,3%) e IEE (1,3%). O valor de mercado da Companhia em 31 de março de 2015 era de R\$ 4,9 bilhões em comparação a R\$ 4,3 bilhões em 30 de dezembro de 2014. As ações da Companhia foram negociadas em todos os pregões do 1T15, totalizando 128,4 milhões de ações negociadas no período, com uma média diária de 2,1 milhão de ações. O volume financeiro totalizou R\$ 1.140,1 milhões no período, com volume médio diário de R\$ 18,7 milhões.



EDP Energias do Brasil (ENBR3)

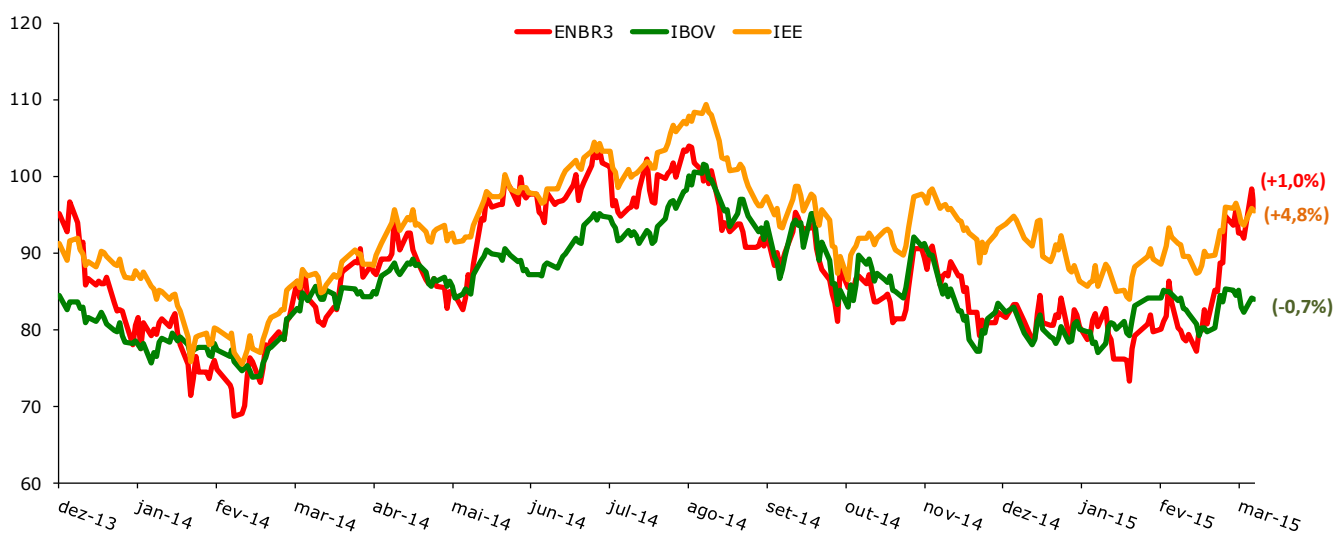


Volume Médio Diário (R\$ milhões)



ENBR3 x Desempenho dos Índices

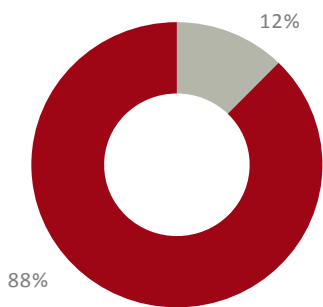
(Base 100: 30/12/2013)



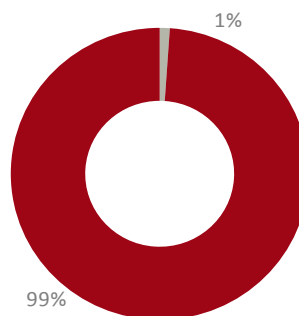
6.2. Capital Social

Em 31 de março de 2015, o capital social da Companhia era representado na sua totalidade por 476.415.612 ações ordinárias nominativas. Do total de ações, 232.602.972 encontravam-se em circulação, em conformidade com o Regulamento de Listagem do Novo Mercado da BM&FBOVESPA, e 840.675 ações permaneciam em tesouraria.

Base acionária*



Base acionária*

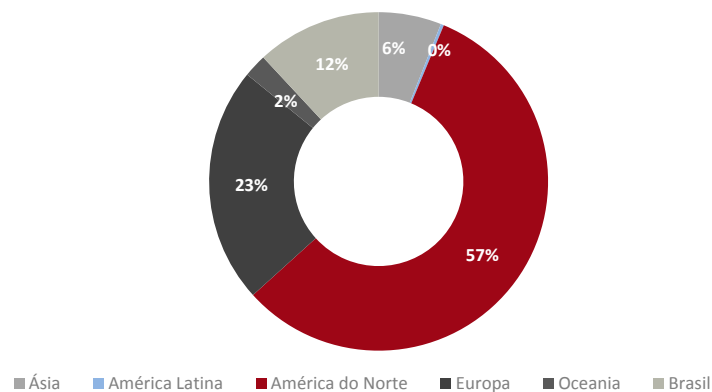


■ Nacional ■ Internacional

■ Pessoa Física ■ Pessoa Jurídica

*ações em circulação (31/03/2015)

O gráfico abaixo mostra a distribuição geográfica das ações que compunham o *free float* da EDP Energias do Brasil em 31 de março de 2015:



*América Latina não inclui as ações do Brasil

7. Eventos Subsequentes

Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária – AGOE

Foi aprovada em AGOE, realizada em 10 de abril de 2015, a destinação do lucro líquido referente ao exercício findo em 31 de dezembro de 2014 com distribuição de: (i) dividendos no valor de R\$63,3 milhões; (ii) JSCP no valor de R\$133,3 milhões; e (iii) Reserva de Retenção de Lucros no valor de R\$509,7 milhões. Os dividendos e JSCP serão pagos sem ajuste aos acionistas titulares de ações ordinárias. Adicionalmente à destinação do lucro líquido, também foram deliberados:

- (i) Definição do número de membros do Conselho de Administração e sua eleição;
- (ii) Aprovação da remuneração global anual da Diretoria no montante de até R\$6,1 milhões e do Conselho de Administração no montante de até R\$1,0 milhão, cuja distribuição individual será deliberada pelo Conselho de Administração nos termos do Estatuto Social da Companhia.

EDP Energias do Brasil assina contrato de venda de sua participação na EDP Renováveis Brasil

Em 27 de abril, foi comunicado ao mercado que, na sequência do Memorando de Entendimento (“MoU”) firmado em 27 de novembro de 2014, a EDP Energias do Brasil assinou um acordo de compra e venda de ações com a EDP Renováveis S.A para vender os 45% da sua participação do capital total e votante da EDP Renováveis Brasil S.A detida pela EDP Brasil. O preço de compra a ser pago pela transação é de até R\$ 190 milhões, sendo R\$ 176 milhões na sua conclusão, prevista para o segundo semestre de 2015, e até R\$ 14 milhões em pagamentos de earn-out. A conclusão da Transação está sujeita à aprovação prévia de medidas de natureza societária e contratual necessárias para a eficácia da transferência do capital social acima mencionado, previsto para ocorrer até o final do ano.

2º Desembolso do Contrato das Distribuidoras da EDP Energias do Brasil junto ao BNDES

Em 27 de abril de 2015, o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES desembolsou R\$ 108,0 e R\$ 113,5 milhões para a EDP Bandeirante e a EDP Escelsa, respectivamente, referente aos contratos de financiamento firmados em 29 de dezembro de 2014, nos valores de R\$298,8 milhões para EDP Bandeirante e R\$ 270,9 milhões para EDP Escelsa. Com esses valores, os desembolsos totalizam 66% do contrato da EDP Bandeirante e 72% da EDP Escelsa.

“Este material pode incluir estimativas e declarações futuras. Essas estimativas e declarações futuras têm por embasamento, em grande parte, expectativas atuais e projeções sobre eventos futuros e tendências financeiras que afetam ou podem afetar os nossos negócios. Muitos fatores importantes podem afetar adversamente os resultados da EDP Energias do Brasil tais como previstos em nossas estimativas e declarações futuras. Tais fatores incluem, entre outros, os seguintes: (i) conjuntura econômica, política, demográfica e de negócios no País; (ii) interrupções do fornecimento de energia elétrica; (iii) falha na geração energia elétrica em virtude de escassez de recursos hídricos e interrupções do sistema de transmissão, problemas operacionais e técnicos ou danos físicos nas nossas instalações; (iv) alterações das tarifas de energia elétrica; (v) interrupção ou perturbação potenciais nos serviços das controladas da EDP Energias do Brasil; (vi) inflação, valorização e desvalorização do real; (vii) a extinção antecipada das concessões das controladas da EDP Energias do Brasil pelo Poder Concedente; (viii) aumento da concorrência no setor elétrico brasileiro; (ix) habilidade da EDP Energias do Brasil em implementar seu plano de investimentos, incluindo sua capacidade de obter financiamento quando necessário e em condições razoáveis; (x) alterações na demanda de energia elétrica por consumidores; (xi) regulamentos governamentais atuais e futuros relativos ao setor elétrico. As palavras “acredita”, “pode”, “poderá”, “visa”, “estima”, “continua”, “antecipa”, “pretende”, “espera” e outras palavras similares têm por objetivo identificar estimativas e projeções. As considerações sobre estimativas e declarações futuras incluem informações atinentes a resultados e projeções, estratégia, planos de financiamentos, posição concorrencial, ambiente do setor, oportunidades de crescimento potenciais, os efeitos de regulamentação futura e os efeitos da concorrência. Tais estimativas e projeções referem-se apenas à data em que foram expressas, sendo que não assumimos a obrigação de atualizar publicamente ou revisar quaisquer dessas estimativas em razão da ocorrência de nova informação, eventos futuros ou de quaisquer outros fatores. Em vista dos riscos e incertezas aqui descritos, as estimativas e declarações futuras constantes deste material podem não vir a se concretizar. Tendo em vista estas limitações, os acionistas e investidores não devem tomar quaisquer decisões com base nas estimativas, projeções e declarações futuras contidas neste material”.



ANEXOS

ANEXO I
EDP ENERGIAS DO BRASIL S.A.

BALANÇO PATRIMONIAL – ATIVO

ATIVO (R\$ mil)	Controladora		Consolidado	
	31/03/2015	31/12/2014	31/03/2015	31/12/2014
CIRCULANTE	1.239.852	586.837	4.329.298	3.123.619
Caixa e equivalentes de caixa	758.914	27.082	1.764.197	826.971
Títulos a receber	6.424	2.970	6.221	5.606
Consumidores e concessionárias	-	-	1.600.835	1.352.161
Impostos e contribuições sociais	92.004	117.328	179.792	235.154
Empréstimos a receber	72	72	-	-
Dividendos a receber	262.310	320.509	-	-
Estoques	-	-	21.349	23.136
Cauções e depósitos vinculados	3.487	3.436	49.067	12.277
Despesas pagas antecipadamente	200	64	5.413	289
Ressarcimento de custos - CCEE	-	-	-	-
Rendas a receber	-	-	5.188	4.974
Ativos financeiros disponíveis para venda	-	-	-	-
Ativos não circulantes mantidos para venda	107.054	107.054	107.054	107.054
Ativos financeiros setoriais	-	-	401.251	383.378
Outros créditos	9.387	8.322	188.931	172.619
NÃO CIRCULANTE				
Realizável a Longo Prazo	335.247	327.597	2.277.001	2.328.899
Títulos a receber	22.172	22.040	3.305	5.037
Ativo financeiro indenizável	-	-	978.567	940.160
Consumidores e concessionárias	-	-	276.750	284.759
Impostos e contribuições sociais	-	-	72.340	70.719
Tributos diferidos	-	-	330.462	347.770
Empréstimos a receber	281.290	273.152	206.203	200.149
Adiantamento para futuro aumento de capital	3.628	3.909	-	-
Ativos financeiros setoriais	-	-	174.978	218.164
Cauções e depósitos vinculados	10.032	9.841	204.549	232.210
Despesas pagas antecipadamente	-	-	33	-
Outros créditos	18.125	18.655	29.814	29.931
Permanente	5.413.366	5.254.149	7.647.124	7.719.281
Investimentos	5.380.727	5.222.120	1.105.704	1.111.675
Propriedades para investimentos	5.000	5.000	12.482	13.453
Imobilizado	23.409	23.114	3.917.225	3.941.235
Intangível	4.230	3.915	2.611.713	2.652.918
TOTAL DO ATIVO	6.988.465	6.168.583	14.253.423	13.171.799



ANEXO II
EDP ENERGIAS DO BRASIL S.A.

BALANÇO PATRIMONIAL – PASSIVO

PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO (R\$ mil)	Controladora		Consolidado	
	31/03/2015	31/12/2014	31/03/2015	31/12/2014
CIRCULANTE	1.614.818	880.009	4.449.633	3.556.358
Fornecedores	5.398	14.010	1.064.517	1.098.703
Impostos e contribuições sociais	12.689	40.816	330.631	304.173
Tributos diferidos	-	-	34.939	32.114
Dividendos	180.668	180.668	307.360	305.922
Debêntures	617.867	592.698	824.886	790.154
Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas	742.777	-	1.327.227	675.539
Benefícios pós-emprego	104	84	39.101	42.998
Obrigações estimadas com pessoal	13.813	11.164	86.156	75.102
Encargos regulamentares e setoriais	-	-	279.783	86.695
Uso do bem público	-	-	26.302	25.835
Provisões	10.289	10.771	30.517	22.672
Passivos não circulantes mantidos para venda	-	-	-	-
Outras contas a pagar	31.213	29.798	98.214	96.451
NÃO CIRCULANTE				
Exigível a Longo Prazo	397.499	397.561	3.128.304	3.048.638
Fornecedores	-	-	-	3.065
Impostos e contribuições sociais	41.199	41.509	71.681	71.446
Tributos diferidos	69.151	69.151	243.792	254.992
Debêntures	249.887	249.839	1.369.806	1.447.364
Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas	-	-	587.774	445.408
Benefícios pós-emprego	-	-	335.294	336.574
Encargos regulamentares e setoriais	-	-	11.661	7.019
Uso do bem público	-	-	263.710	258.344
Provisões	35.198	35.061	199.999	195.573
Provisão para passivo a descoberto	1.383	1.323	1.241	912
Reserva para reversão e amortização	-	-	17.248	17.248
Passivos financeiros setoriais	-	-	15.041	-
Outras contas a pagar	681	678	11.057	10.693
Patrimônio Líquido	4.976.148	4.891.013	4.976.148	4.891.013
Capital social	3.182.716	3.182.716	3.182.716	3.182.716
Reservas de capital	140.926	141.327	140.926	141.327
Reservas de lucros	1.766.171	1.766.171	1.766.171	1.766.171
Outros resultados abrangentes	(190.650)	(192.587)	(190.650)	(192.587)
Ações em tesouraria	(6.614)	(6.614)	(6.614)	(6.614)
Lucros acumulados	83.599	-	83.599	-
Participações não controladoras			1.699.338	1.675.790
TOTAL DO PASSIVO	6.988.465	6.168.583	14.253.423	13.171.799



ANEXO III
EDP ENERGIAS DO BRASIL S.A.

DEMONSTRATIVO DE RESULTADOS TRIMESTRAL

Demonstrativo de Resultados (R\$ mil)	Controladora			Consolidado		
	1T15	1T14	%	1T15	1T14	%
Receita operacional líquida	285	238	19,7	2.090.052	2.100.898	-0,5
Receita com construção da infraestrutura	-	-	n.d.	54.650	69.142	-21,0
Gastos não gerenciáveis	-	-	n.d.	(1.423.145)	(1.465.242)	-2,9
Energia comprada para revenda	-	-	n.d.	(1.306.999)	(1.361.257)	-4,0
Ressarcimento CDE / CCEE / CONER/ CCRBT	-	-	n.d.	254.992	594.739	-57,1
Encargos de uso do sistema	-	-	n.d.	(113.196)	(83.452)	35,6
Outros	-	-	n.d.	(2.950)	(20.533)	-85,6
Margem Bruta	285	238	19,7	666.907	635.656	4,9
Gastos gerenciáveis	(29.417)	(27.422)	7,3	(400.673)	(383.030)	4,6
Total do PMSO	(27.145)	(25.726)	5,5	(251.334)	(231.161)	8,7
Pessoal	(10.579)	(9.168)	15,4	(95.031)	(88.654)	7,2
Material	(199)	(258)	-22,9	(6.116)	(6.869)	-11,0
Serviços de terceiros	(11.489)	(8.420)	36,4	(95.406)	(89.539)	6,6
Provisões	373	(746)	n.d.	(28.943)	(19.223)	50,6
Outros	(5.251)	(7.134)	-26,4	(25.838)	(26.876)	-3,9
Ganhos e perdas na desativação e alienação de bens	-	15	-100,0	(22.331)	(12.933)	72,7
Valor justo do ativo financeiro indenizável	-	-	n.d.	15.309	14.839	3,2
Custo com construção da infraestrutura	-	-	n.d.	(54.650)	(69.142)	-21,0
EBITDA	(26.860)	(25.473)	5,4	408.551	406.401	0,5
Margem EBITDA	n.d.	n.d.	n.d.	19,5%	19,3%	0,2 p.p.
Depreciação e amortização	(2.272)	(1.711)	32,8	(87.667)	(84.633)	3,6
Resultado do serviço (EBIT)	(29.132)	(27.184)	7,2	320.884	321.768	-0,3
Resultado das participações societárias	128.167	142.005	-9,7	(38.241)	(13.969)	173,8
Resultado financeiro líquido	(15.883)	(15.236)	4,2	(94.445)	(87.247)	8,3
Receitas financeiras	14.352	14.822	-3,2	73.446	58.283	26,0
Despesas financeiras	(30.235)	(30.058)	0,6	(167.891)	(145.530)	15,4
LAIR	83.152	99.585	-16,5	188.198	220.552	-14,7
IR e Contribuição social	447	-	n.d.	(78.789)	(84.138)	-6,4
Imposto de renda e contribuição social correntes	447	-	n.d.	(67.329)	(65.486)	2,8
Imposto de renda e contribuição social diferidos	-	-	n.d.	(11.460)	(18.652)	-38,6
Lucro líquido antes de minoritários	83.599	99.585	-16,1	109.409	136.414	-19,8
Reversão dos juros sobre capital próprio	-	-	n.d.	-	-	n.d.
Atribuível aos acionistas não controladores	-	-	n.d.	(25.810)	(36.829)	-29,9
Lucro líquido	83.599	99.585	(16,1)	83.599	99.585	(16,1)



ANEXO IV
EDP ENERGIAS DO BRASIL S.A.
DEMONSTRATIVO POR SEGMENTO DE NEGÓCIO

Demonstrativo por Segmento de Negócio (R\$ mil) ⁽⁴⁾	1T15	1T14
Receita Líquida	2.090.052	2.100.898
Geração ⁽¹⁾	375.355	402.844
Distribuição	1.447.971	1.241.058
Comercialização	499.616	679.892
Outros e Eliminações	-232.890	-222.896
Gastos Não Gerenciáveis	-1.423.145	-1.465.242
Geração ⁽¹⁾	-171.692	-129.319
Distribuição	-1.022.064	-934.611
Comercialização	-467.061	-624.339
Outros e Eliminações	237.672	223.027
Margem Bruta	666.907	635.656
Geração	203.663	273.525
Distribuição	425.907	306.447
Comercialização	32.555	55.553
Outros e Eliminações	4.782	131
Gastos Gerenciáveis⁽²⁾	-251.334	-231.161
Geração	-24.653	-30.287
Distribuição	-194.598	-170.068
Comercialização	-3.868	-4.902
Holding	-27.145	-25.726
Outros e Eliminações	-1.070	-178
Valor do ativo financeiro indenizável	15.309	14.839
Distribuição	15.309	15.123
EBITDA	408.551	406.401
Geração	179.019	242.703
Distribuição	224.278	138.785
Comercialização	28.687	50.671
Holding	-26.860	-25.473
Outros e Eliminações	3.427	-285
Depreciação	-87.667	-84.633
Geração	-37.119	-34.032
Distribuição	-21.904	-21.125
Comercialização	-92	-135
Holding	-2.272	-1.711
Outros e Eliminações	-26.280	-27.630
Lucro Líquido⁽³⁾	83.599	99.585
Geração	27.013	62.404
Distribuição	96.956	49.147
Comercialização	16.660	32.375
Atribuível aos acionistas não controladores	-25.810	-36.829
Outros e Eliminações	-31.220	-7.512

Notas:

(1) Geração = Considera as eliminações entre as geradoras do Grupo.

(2) Exclui depreciação, amortização e valor justo do ativo indenizável.

(3) Lucro Líquido considera a consolidação da UTE Pecém I e UHE Jari em equivalência patrimonial

(4) Quadro não revisado pelos Auditores Independentes.



ANEXO V

EDP ENERGIAS DO BRASIL S.A. – GERAÇÃO

GERAÇÃO CONSOLIDADO*			
Demonstrativo de Resultados (R\$ mil)	1T15	1T14	%
Receita operacional líquida	375.355	402.844	-6,8
Gastos não gerenciáveis	(171.692)	(129.319)	32,8
Energia comprada para revenda	(151.912)	(96.999)	56,6
Encargos de uso do sistema	(19.770)	(19.025)	3,9
Outros	(10)	(13.295)	-99,9
Margem Bruta	203.663	273.525	-25,5
Gastos gerenciáveis	(61.763)	(64.854)	-4,8
Total do PMSO	(24.653)	(30.287)	-18,6
Pessoal	(12.179)	(12.684)	-4,0
Material	(929)	(1.132)	-17,9
Serviços de terceiros	(9.791)	(14.386)	-31,9
Provisões	(23)	(181)	-87,3
Outros	(1.731)	(1.904)	-9,1
Ganhos e perdas na desativação e alienação de bens	9	(251)	n.d.
Valor justo do ativo financeiro indenizável	-	(284)	-100,0
EBITDA	179.019	242.703	-26,2
Margem EBITDA	47,7%	60,2%	-20,8 p.p.
Depreciação e amortização	(37.119)	(34.032)	9,1
Resultado do serviço (EBIT)	141.900	208.671	-32,0
Resultado das participações societárias	(25.442)	(14.959)	70,1
Resultado financeiro líquido	(38.403)	(53.985)	-28,9
Receitas financeiras	8.548	7.233	18,2
Despesas financeiras	(46.951)	(61.218)	-23,3
LAIR	78.056	139.727	-44,1
IR e Contribuição social	(25.233)	(40.494)	-37,7
Imposto de renda e contribuição social correntes	(30.557)	(47.452)	-35,6
Imposto de renda e contribuição social diferidos	5.324	6.958	-23,5
Lucro líquido antes de minoritários	52.823	99.233	-46,8
Atribuível aos acionistas não controladores	(25.810)	(36.829)	-29,9
Lucro líquido	27.013	62.404	(56,7)

Nota: *Inclui Enerpeixe, Energest Consolidado, Lajeado Total, Terra Verde, Enercuto, Omega, Enernova e consolidação da UTE Pecém I e UHE Jari em equivalência patrimonial.



EDP ENERGIAS DO BRASIL S.A. – GERAÇÃO

ENERPEIXE *			
Demonstrativo de Resultados (R\$ mil)	1T15	1T14	%
Receita operacional líquida	120.711	113.534	6,3
Gastos não gerenciáveis	(50.418)	(27.112)	86,0
Energia comprada para revenda	(43.127)	(16.020)	169,2
Encargos de uso do sistema	(7.291)	(7.123)	2,4
Outros	-	(3.969)	-100,0
Margem Bruta	70.293	86.422	-18,7
Gastos gerenciáveis	(17.238)	(16.931)	1,8
Total do PMSO	(4.889)	(4.299)	13,7
Pessoal	(2.236)	(2.203)	1,5
Material	(126)	(161)	-21,7
Serviços de terceiros	(2.362)	(2.661)	-11,2
Provisões	-	(18)	-100,0
Outros	(165)	744	n.d.
Ganhos e perdas na desativação e alienação de bens	-	-	n.d.
Valor justo do ativo financeiro indenizável	-	(284)	-100,0
EBITDA	65.404	81.839	-20,1
Margem EBITDA	54,2%	72,1%	-17,9 p.p.
Depreciação e amortização	(12.349)	(12.348)	0,0
Resultado do serviço (EBIT)	53.055	69.491	-23,7
Resultado financeiro líquido	(10.879)	(11.929)	-8,8
Receitas financeiras	1.840	2.056	-10,5
Despesas financeiras	(12.719)	(13.985)	-9,1
LAIR	42.176	57.562	-26,7
IR e Contribuição social	(5.161)	(7.716)	-33,1
Imposto de renda e contribuição social correntes	(7.464)	(9.648)	-22,6
Imposto de renda e contribuição social diferidos	2.303	1.932	19,2
Lucro líquido antes de minoritários	37.015	49.846	-25,7
Lucro líquido	37.015	49.846	(25,7)

Nota: * Consolida 100% do empreendimento. A EDP Energias do Brasil detém 60% da Enerpeixe.

Balanco Patrimonial Resumido (R\$ mil)	ENERPEIXE	
	31/03/2015	31/12/2014
ATIVO	1.864.097	1.848.199
Circulante	187.903	127.628
Caixa e equivalentes de caixa	83.823	66.619
Outros	104.080	61.009
Não Circulante	43.594	75.615
Ativo Permanente	1.632.600	1.644.956
PASSIVO	437.433	458.550
Circulante	220.997	237.641
Empréstimos e Financiamento de Curto Prazo	95.255	114.352
Outros	125.742	123.289
Não Circulante	216.436	220.909
Empréstimos e Financiamento de Longo Prazo	-	9.488
Outros	216.436	211.421
Patrimônio Líquido	1.426.664	1.389.649
PASSIVO + PATRIMÔNIO LÍQUIDO	1.864.097	1.848.199



EDP ENERGIAS DO BRASIL S.A. – GERAÇÃO

ENERGEST CONSOLIDADO*			
Demonstrativo de Resultados (R\$ mil)	1T15	1T14	%
Receita operacional líquida	109.494	154.389	-29,1
Gastos não gerenciáveis	(54.826)	(69.133)	-20,7
Energia comprada para revenda	(52.570)	(64.958)	-19,1
Encargos de uso do sistema	(2.246)	(1.961)	14,5
Outros	(10)	(2.214)	-99,5
Margem Bruta	54.668	85.256	-35,9
Gastos gerenciáveis	(21.164)	(19.230)	10,1
Total do PMSO	(12.818)	(13.714)	-6,5
Pessoal	(7.023)	(6.557)	7,1
Material	(643)	(564)	14,0
Serviços de terceiros	(4.341)	(4.997)	-13,1
Provisões	79	(240)	n.d.
Outros	(890)	(1.356)	-34,4
Ganhos e perdas na desativação e alienação de bens	9	(251)	n.d.
Valor justo do ativo financeiro indenizável	-	-	n.d.
EBITDA	41.859	71.291	-41,3
Margem EBITDA	38,2%	46,2%	-7,9 p.p.
Depreciação e amortização	(8.355)	(5.265)	58,7
Resultado do serviço (EBIT)	33.504	66.026	-49,3
Resultado financeiro líquido	(4.411)	(4.030)	9,5
Receitas financeiras	1.394	1.374	1,5
Despesas financeiras	(5.805)	(5.404)	7,4
LAIR	29.093	61.996	-53,1
IR e Contribuição social	(6.657)	(14.980)	-55,6
Imposto de renda e contribuição social correntes	(6.771)	(15.062)	-55,0
Imposto de renda e contribuição social diferidos	114	82	39,0
Lucro líquido antes de minoritários	22.436	47.016	-52,3
Atribuível aos acionistas não controladores	-	-	n.d.
Lucro líquido	22.436	47.016	(52,3)

Nota: * Energest Consolidado inclui Castelo Energética S.A, Pantanal Ltda, Santa Fé S.A, Costa Rica Ltda e Energest S.A. com as devidas eliminações intragrupo

Balanco Patrimonial Resumido (R\$ mil)	ENERGEST CONSOLIDADO	
	31/03/2015	31/12/2014
ATIVO	900.597	897.107
Circulante	139.816	135.369
Caixa e equivalentes de caixa	68.257	55.806
Outros	71.559	79.563
Não Circulante	15.340	10.895
Ativo Permanente	745.441	750.843
PASSIVO	284.850	302.571
Circulante	98.866	114.373
Empréstimos e Financiamento de Curto Prazo	14.854	21.126
Outros	84.012	93.247
Não Circulante	185.984	188.198
Empréstimos e Financiamento de Longo Prazo	170.156	119.741
Outros	15.828	68.457
Patrimônio Líquido	604.895	584.670
PASSIVO +PATRIMÔNIO LÍQUIDO	900.597	887.241



EDP ENERGIAS DO BRASIL S.A. – GERAÇÃO

LAJEADO CONSOLIDADO*			
Demonstrativo de Resultados (R\$ mil)	1T15	1T14	%
Receita operacional líquida	145.150	134.921	7,6
Gastos não gerenciáveis	(66.448)	(33.074)	100,9
Energia comprada para revenda	(56.215)	(16.021)	250,9
Encargos de uso do sistema	(10.233)	(9.941)	2,9
Outros	-	(7.112)	-100,0
Margem Bruta	78.702	101.847	-22,7
Gastos gerenciáveis	(23.353)	(25.194)	-7,3
Total do PMSO	(6.938)	(8.782)	-21,0
Pessoal	(2.920)	(3.213)	-9,1
Material	(160)	(246)	-35,0
Serviços de terceiros	(3.080)	(4.608)	-33,2
Provisões	(102)	77	n.d.
Outros	(676)	(792)	-14,6
Ganhos e perdas na desativação e alienação de bens	-	-	n.d.
EBITDA	71.764	93.065	-22,9
Margem EBITDA	49,4%	69,0%	-19,5 p.p.
Depreciação e amortização	(16.415)	(16.412)	0,0
Resultado do serviço (EBIT)	55.349	76.653	-27,8
Resultado financeiro líquido	(23.113)	(30.274)	-23,7
Receitas financeiras	5.314	2.440	117,8
Despesas financeiras	(28.427)	(32.714)	-13,1
LAIR	32.236	46.379	-30,5
IR e Contribuição social	(13.415)	(18.279)	-26,6
Imposto de renda e contribuição social correntes	(16.322)	(22.742)	-28,2
Imposto de renda e contribuição social diferidos	2.907	4.463	-34,9
Lucro líquido antes de minoritários	18.821	28.100	-33,0
Atribuível aos acionistas não controladores	(5.873)	(6.399)	-8,2
Lucro líquido	12.948	21.701	(40,3)

Nota: * Considera 100% da Lajeado Energia e 100% da Investco com as respectivas eliminações intra-grupo, as participações dos minoritários na Investco e partes beneficiárias na Lajeado Energia.

Balço Patrimonial Resumido (R\$ mil)	LAJEADO CONSOLIDADO	
	31/03/2015	31/12/2014
ATIVO	2.195.201	2.138.810
Circulante	278.188	267.229
Caixa e equivalentes de caixa	196.427	136.696
Outros	81.761	130.533
Não Circulante	156.024	101.188
Ativo Permanente	1.760.989	1.770.393
PASSIVO	903.683	864.674
Circulante	316.863	272.859
Empréstimos e Financiamento de Curto Prazo	40.847	15.479
Outros	276.016	257.380
Não Circulante	586.820	591.815
Empréstimos e Financiamento de Longo Prazo	520.655	520.068
Outros	66.165	71.747
Patrimônio Líquido	979.125	966.177
PASSIVO + PATRIMÔNIO LÍQUIDO	2.195.201	2.138.810



EDP ENERGIAS DO BRASIL S.A. – GERAÇÃO

LAJEADO ENERGIA			
Demonstrativo de Resultados (R\$ mil)	1T15	1T14	%
Receita operacional líquida	129.959	120.257	8,1
Gastos não gerenciáveis	(65.480)	(32.559)	101,1
Energia comprada para revenda	(55.601)	(15.946)	248,7
Encargos de uso do sistema	(9.879)	(9.598)	2,9
Outros	-	(7.015)	-100,0
Margem Bruta	64.479	87.698	-26,5
Gastos gerenciáveis	(46.212)	(44.756)	3,3
Total do PMSO	(39.019)	(37.563)	3,9
Pessoal	(223)	(202)	10,4
Serviços de terceiros	(465)	(562)	-17,3
Provisões	-	8	-100,0
Outros	(38.331)	(36.807)	4,1
Ganhos e perdas na desativação e alienação de bens	-	-	n.d.
EBITDA	25.460	50.135	-49,2
Margem EBITDA	19,6%	41,7%	-22,1 p.p.
Depreciação e amortização	(7.193)	(7.193)	0,0
Resultado do serviço (EBIT)	18.267	42.942	-57,5
Resultado das participações societárias	11.989	10.783	11,2
Resultado financeiro líquido	(10.910)	(19.004)	-42,6
Receitas financeiras	3.739	2.233	67,4
Despesas financeiras	(14.649)	(21.237)	-31,0
LAIR	19.346	34.721	-44,3
IR e Contribuição social	(4.959)	(10.609)	-53,3
Imposto de renda e contribuição social correntes	(3.367)	(11.462)	-70,6
Imposto de renda e contribuição social diferidos	(1.592)	853	n.d.
Lucro líquido antes de minoritários	14.387	24.112	-40,3
Atribuível aos acionistas não controladores	-	-	n.d.
Lucro líquido	14.387	24.112	(40,3)

Balço Patrimonial Resumido (R\$ mil)	LAJEADO ENERGIA	
	31/03/2015	31/12/2014
ATIVO	1.695.932	1.655.308
Circulante	179.405	198.456
Caixa e equivalentes de caixa	82.230	55.650
Outros	97.175	142.806
Não Circulante	161.989	107.111
Ativo Permanente	1.354.538	1.349.741
PASSIVO	716.807	689.131
Circulante	266.342	239.066
Empréstimos e Financiamento de Curto Prazo	19.533	5.401
Outros	246.809	233.665
Não Circulante	450.465	450.065
Empréstimos e Financiamento de Longo Prazo	447.753	447.600
Outros	2.712	2.465
Patrimônio Líquido	979.125	966.177
PASSIVO + PATRIMÔNIO LÍQUIDO	1.695.932	1.655.308



EDP ENERGIAS DO BRASIL S.A. – GERAÇÃO

INVESTCO			
Demonstrativo de Resultados (R\$ mil)	1T15	1T14	%
Receita operacional líquida	53.379	51.283	4,1
Gastos não gerenciáveis	(968)	(515)	88,0
Energia comprada para revenda	(614)	(75)	718,7
Encargos de uso do sistema	(354)	(343)	3,2
Outros	-	(97)	-100,0
Margem Bruta	52.411	50.768	3,2
Gastos gerenciáveis	(15.329)	(17.057)	-10,1
Total do PMSO	(6.107)	(7.838)	-22,1
Pessoal	(2.697)	(3.011)	-10,4
Material	(160)	(246)	-35,0
Serviços de terceiros	(2.615)	(4.046)	-35,4
Provisões	(102)	69	n.d.
Outros	(533)	(604)	-11,8
Ganhos e perdas na desativação e alienação de bens	-	-	n.d.
EBITDA	46.304	42.930	7,9
Margem EBITDA	86,7%	83,7%	3,0 p.p.
Depreciação e amortização	(9.222)	(9.219)	0,0
Resultado do serviço (EBIT)	37.082	33.711	10,0
Resultado financeiro líquido	(12.203)	(11.270)	8,3
Receitas financeiras	2.290	772	196,6
Despesas financeiras	(14.493)	(12.042)	20,4
LAIR	24.879	22.441	10,9
IR e Contribuição social	(8.456)	(7.670)	10,2
Imposto de renda e contribuição social correntes	(12.955)	(11.280)	14,8
Imposto de renda e contribuição social diferidos	4.499	3.610	24,6
Lucro líquido antes de minoritários	16.423	14.771	11,2
Lucro líquido	16.423	14.771	11,2

Balço Patrimonial Resumido (R\$ mil)	INVESTCO	
	31/03/2015	31/12/2014
ATIVO	1.391.903	1.362.856
Circulante	140.354	109.092
Caixa e equivalentes de caixa	114.197	81.046
Outros	26.157	28.046
Não Circulante	480	483
Ativo Permanente	1.251.069	1.253.281
PASSIVO	234.892	222.268
Circulante	92.092	74.112
Empréstimos e Financiamento de Curto Prazo	22.660	10.748
Outros	69.432	63.364
Não Circulante	142.800	148.156
Empréstimos e Financiamento de Longo Prazo	79.347	78.874
Outros	63.453	69.282
Patrimônio Líquido	1.157.011	1.140.588
PASSIVO + PATRIMÔNIO LÍQUIDO	1.391.903	1.362.856



EDP ENERGIAS DO BRASIL S.A. – GERAÇÃO

Demonstrativo de Resultados (R\$ mil)	PECÉM		
	1T15	1T14	%
Receita operacional líquida	164.868	141.855	16,2
Gastos não gerenciáveis	(102.829)	(102.536)	0,3
Energia comprada para revenda	(32.562)	(28.493)	14,3
Encargos de uso do sistema	(7.692)	(7.018)	9,6
Custo da matéria prima consumida	(68.581)	(46.713)	46,8
Ressarcimento por indisponibilidade	6.007	(20.312)	n.d.
Margem Bruta	62.039	39.320	57,8
Gastos gerenciáveis	(32.899)	(32.692)	0,6
Total do PMSO	(16.135)	(14.915)	8,2
Pessoal	(5.679)	(5.503)	3,2
Material	(2.316)	(3.100)	-25,3
Serviços de terceiros	(5.945)	(10.382)	-42,7
Provisões	-	-	n.d.
Outros	(2.195)	4.070	n.d.
EBITDA	45.904	24.405	88,1
Margem EBITDA	27,8%	17,2%	10,6 p.p.
Depreciação e amortização	(16.764)	(17.778)	-5,7
Resultado do serviço (EBIT)	29.140	6.628	339,7
Resultado financeiro líquido	(60.949)	(29.388)	107,4
Receitas financeiras	49.053	13.036	276,3
Despesas financeiras	(110.002)	(42.424)	159,3
LAIR	(31.809)	(22.761)	39,8
IR e Contribuição social	6.104	7.739	-21,1
Atribuível aos acionistas não controladores	-	-	n.d.
Lucro líquido	(25.706)	(15.022)	71,1

**Valores correspondem a 50% da participação da EDP Energias do Brasil*

Balanco Patrimonial Resumido (R\$ mil)	PECÉM	
	31/03/2015	31/12/2014
ATIVO	2.392.759	2.297.813
Circulante	390.664	267.986
Caixa e equivalentes de caixa	39.868	75.845
Outros	350.796	192.141
Não Circulante	284.720	309.244
Ativo Permanente	1.717.376	1.720.583
PASSIVO	1.947.228	1.828.513
Circulante	406.064	347.362
Empréstimos e Financiamento de Curto Prazo	122.947	108.607
Outros	283.118	238.755
Não Circulante	1.541.164	1.481.152
Empréstimos e Financiamento de Longo Prazo	1.253.542	990.904
Outros	287.623	490.248
Patrimônio Líquido	445.531	469.300
PASSIVO + PATRIMÔNIO LÍQUIDO	2.392.759	2.297.813



ANEXO VI
EDP ENERGIAS DO BRASIL S.A. - DISTRIBUIÇÃO
DEMONSTRATIVO DE RESULTADOS EDP BANDEIRANTE

EDP BANDEIRANTE			
Demonstrativo de Resultados (R\$ mil)	1T15	1T14	%
Receita operacional líquida	842.193	721.446	16,7
Receita com construção da infraestrutura	25.392	34.324	-26,0
Gastos não gerenciáveis	(593.390)	(556.865)	6,6
Energia comprada para revenda	(632.203)	(869.899)	-27,3
Ressarcimento CDE / CCEE / CONER/ CCRBT	96.101	355.617	-73,0
Encargos de uso do sistema	(57.288)	(41.820)	37,0
Outros	-	(763)	-100,0
Margem Bruta	248.803	164.581	51,2
Gastos gerenciáveis	(158.689)	(152.884)	3,8
Total do PMSO	(105.217)	(96.119)	9,5
Pessoal	(39.163)	(35.298)	10,9
Material	(2.381)	(2.913)	-18,3
Serviços de terceiros	(36.604)	(33.664)	8,7
Provisões	(14.966)	(13.028)	14,9
Outros	(12.103)	(11.216)	7,9
Ganhos e perdas na desativação e alienação de bens	(11.397)	(7.548)	51,0
Valor justo do ativo financeiro indenizável	5.221	6.232	-16,2
Custo com construção da infraestrutura	(25.392)	(34.324)	-26,0
EBITDA	137.410	67.146	104,6
Margem EBITDA	16,3%	9,3%	7,0 p.p.
Depreciação e amortização	(21.904)	(21.125)	3,7
Resultado do serviço (EBIT)	115.506	46.021	151,0
Resultado financeiro líquido	(21.221)	4.346	n.d.
Receitas financeiras	23.308	25.236	-7,6
Despesas financeiras	(44.529)	(20.890)	113,2
LAIR	94.285	50.367	87,2
IR e Contribuição social	(31.943)	(18.757)	70,3
Imposto de renda e contribuição social correntes	(10.561)	(1.137)	828,8
Imposto de renda e contribuição social diferidos	(21.382)	(17.620)	21,4
Lucro líquido antes de minoritários	62.342	31.610	97,2
Lucro líquido	62.342	31.610	97,2

Balço Patrimonial Resumido (R\$ mil)	BANDEIRANTE	
	31/03/2015	31/12/2014
ATIVO	2.940.196	2.769.806
Circulante	1.337.986	1.131.637
Caixa e equivalentes de caixa	302.810	282.437
Outros	1.035.176	849.200
Não Circulante	686.709	713.368
Ativo Permanente	915.501	924.801
PASSIVO	1.809.098	1.701.050
Circulante	1.150.500	1.057.705
Empréstimos e Financiamento de Curto Prazo	317.138	317.004
Outros	833.362	740.701
Não Circulante	658.598	643.345
Empréstimos e Financiamento de Longo Prazo	509.757	504.817
Outros	148.841	138.528
Patrimônio Líquido	1.131.098	1.068.756
PASSIVO + PATRIMÔNIO LÍQUIDO	2.940.196	2.769.806



**EDP ENERGIAS DO BRASIL S.A. - DISTRIBUIÇÃO
DEMONSTRATIVO DE RESULTADOS EDP ESCELSA**

Demonstrativo de Resultados (R\$ mil)	EDP ESCELSA		
	1T15	1T14	%
Receita operacional líquida	605.778	519.612	16,6
Receita com construção da infraestrutura	29.258	34.818	-16,0
Gastos não gerenciáveis	(428.674)	(377.746)	13,5
Energia comprada para revenda	(549.921)	(592.036)	-7,1
Ressarcimento CDE / CCEE / CONER/ CCRBT	158.891	239.122	-33,6
Encargos de uso do sistema	(37.644)	(23.963)	57,1
Outros	-	(869)	-100,0
Margem Bruta	177.104	141.866	24,8
Gastos gerenciáveis	(141.806)	(128.695)	10,2
Total do PMSO	(89.381)	(73.949)	20,9
Pessoal	(30.469)	(28.843)	5,6
Material	(2.591)	(2.546)	1,8
Serviços de terceiros	(35.962)	(31.713)	13,4
Provisões	(14.158)	(5.266)	168,9
Outros	(6.201)	(5.581)	11,1
Ganhos e perdas na desativação e alienação de bens	(10.943)	(5.169)	111,7
Valor justo do ativo financeiro indenizável	10.088	8.891	13,5
Custo com construção da infraestrutura	(29.258)	(34.818)	-16,0
EBITDA	86.868	71.639	21,3
Margem EBITDA	14,3%	13,8%	0,6 p.p.
Depreciação e amortização	(22.312)	(23.650)	-5,7
Resultado do serviço (EBIT)	64.556	47.989	34,5
Resultado financeiro líquido	(15.737)	(20.965)	-24,9
Receitas financeiras	33.586	14.675	128,9
Despesas financeiras	(49.323)	(35.640)	38,4
LAIR	48.819	27.024	80,7
IR e Contribuição social	(14.205)	(9.487)	49,7
Imposto de renda e contribuição social correntes	(17.437)	(138)	12.535,5
Imposto de renda e contribuição social diferidos	3.232	(9.349)	n.d.
Lucro líquido antes de minoritários	34.614	17.537	97,4
Lucro líquido	34.614	17.537	97,4

Balço Patrimonial Resumido (R\$ mil)	ESCELSA	
	31/03/2015	31/12/2014
ATIVO	3.013.147	2.839.121
Circulante	1.199.311	999.582
Caixa e equivalentes de caixa	262.789	230.040
Outros	936.522	769.542
Não Circulante	967.139	968.016
Ativo Permanente	846.697	871.523
PASSIVO	2.071.527	1.932.115
Circulante	1.118.455	1.055.342
Empréstimos e Financiamento de Curto Prazo	329.871	408.076
Outros	788.584	647.266
Não Circulante	953.072	876.773
Empréstimos e Financiamento de Longo Prazo	529.297	458.434
Outros	423.775	418.339
Patrimônio Líquido	941.620	907.006
PASSIVO + PATRIMÔNIO LÍQUIDO	3.013.147	2.839.121



ANEXO VII
EDP ENERGIAS DO BRASIL S.A. - DISTRIBUIÇÃO

DADOS OPERACIONAIS DA DISTRIBUIÇÃO TRIMESTRAL

	1T15			Variação 1T15/1T14		
	Clientes <i>unid.</i>	Volume <i>MWh</i>	Consumo Médio* <i>KWh</i>	Clientes <i>%</i>	Volume <i>%</i>	Consumo Médio <i>%</i>
EDP BANDEIRANTE						
Residencial	1.587.004	935.136	196	3,5%	-1,3%	-4,6%
Industrial	12.476	578.216	15.449	2,6%	-4,6%	-7,0%
Comercial	118.505	606.220	1.705	3,3%	1,9%	-1,3%
Rural	7.992	22.394	934	-0,1%	-5,3%	-5,2%
Outros	13.387	225.834	5.623	-8,7%	-5,6%	3,4%
(-) Transferido para Energia Trânsito ⁽¹⁾						
Energia Vendida Clientes Finais	1.739.364	2.367.799	454	3,3%	-1,8%	-5,0%
Suprimento	2	11.462	0	0,0%	-9,1%	-
Energia em Trânsito (USD)	173	1.394.117	0	1,2%	-6,9%	-
(+) Transferido dos Clientes Cativos ⁽¹⁾						
Consumo Próprio	166	1.710	0	-2,4%	-5,6%	-
Total Energia Distribuída	1.739.705	3.775.088	723	3,3%	-3,8%	-6,9%
EDP ECELSA						
Residencial	1.124.862	649.612	193	3,8%	4,6%	0,8%
Industrial	12.013	279.342	7.751	1,4%	-5,2%	-6,5%
Comercial	120.555	415.334	1.148	2,2%	6,3%	4,0%
Rural	171.345	231.814	451	2,6%	34,9%	31,5%
Outros	13.044	191.619	4.897	10,9%	7,0%	-3,5%
(-) Transferido para Energia Trânsito ⁽¹⁾						
Energia Vendida Clientes Finais	1.441.819	1.767.722	409	3,5%	6,7%	3,0%
Suprimento	1	168.676	0	0,0%	20,7%	-
Energia em Trânsito (USD)	77	1.050.395	0	4,1%	4,6%	-
(+) Transferido dos Clientes Cativos ⁽¹⁾						
Consumo Próprio	202	2.265	0	-14,8%	-0,7%	-
Total Energia Distribuída	1.442.099	2.989.058	691	3,5%	6,6%	3,0%
DISTRIBUIÇÃO						
Residencial	2.711.866	1.584.748	195	3,6%	1,1%	-2,5%
Industrial	24.489	857.558	11.673	2,0%	-4,8%	-6,6%
Comercial	239.060	1.021.554	1.424	2,7%	3,7%	0,9%
Rural	179.337	254.207	472	2,5%	30,0%	26,9%
Outros	26.431	417.453	5.265	0,0%	-0,2%	-0,2%
(-) Transferido para Energia Trânsito ⁽¹⁾						
Energia Vendida Clientes Finais	3.181.183	4.135.521	433	3,4%	1,7%	-1,7%
Suprimento	3	180.138	20.015.320	0,0%	18,2%	-
Energia em Trânsito (USD)	250	2.444.512	3.259.350	2,0%	-2,3%	-
(+) Transferido dos Clientes Cativos ⁽¹⁾						
Consumo Próprio	368	3.975	3.601	-9,6%	-2,8%	-
Total Energia Distribuída	3.181.804	6.764.146	709	3,4%	0,6%	-2,8%

Notas:

⁽¹⁾ Uso do Sistema de Distribuição - Clientes Cativos, líquido de ICMS

*Consumo médio mensal por cliente

Outros = Poder público + Iluminação pública + Serviço público

Dados em R\$ referem-se à Receita sem ICMS e sem RTE.



ANEXO VIII

EDP ENERGIAS DO BRASIL S.A. - COMERCIALIZAÇÃO

DEMONSTRATIVO DE RESULTADOS

EDP COMERCIALIZADORA			
Demonstrativo de Resultados (R\$ mil)	1T15	1T14	%
Receita operacional líquida	499.616	679.892	-26,5
Gastos não gerenciáveis	(467.061)	(624.339)	-25,2
Energia comprada para revenda	(460.823)	(615.451)	-25,1
Encargos de uso do sistema	(3.298)	(3.282)	0,5
Margem Bruta	32.555	55.553	-41,4
Gastos gerenciáveis	(3.960)	(5.017)	-21,1
Total do PMSO	(3.868)	(4.902)	-21,1
Pessoal	(2.363)	(2.512)	-5,9
Material	(16)	(20)	-20,0
Serviços de terceiros	(921)	(1.318)	-30,1
Provisões	(51)	(18)	183,3
Outros	(517)	(1.034)	-50,0
EBITDA	28.687	50.671	-43,4
Margem EBITDA	5,7%	7,5%	-1,7 p.p.
Depreciação e amortização	(92)	(135)	-31,9
Resultado do serviço (EBIT)	28.595	50.536	-43,4
Resultado das participações societárias	-	-	n.d.
Resultado financeiro líquido	(3.279)	(1.408)	132,9
Receitas financeiras	860	212	305,7
Despesas financeiras	(4.139)	(1.620)	155,5
LAIR	25.316	49.128	-48,5
IR e Contribuição social	(8.656)	(16.753)	-48,3
Imposto de renda e contribuição social correntes	(8.673)	(16.759)	-48,2
Imposto de renda e contribuição social diferidos	17	6	183,3
Lucro líquido antes de minoritários	16.660	32.375	-48,5
Lucro líquido	16.660	32.375	(48,5)

Balço Patrimonial Resumido (R\$ mil)	EDP COMERCIALIZADORA	
	31/03/2015	31/12/2014
ATIVO	538.865	593.808
Circulante	307.593	362.445
Caixa e equivalentes de caixa	88.174	24.518
Outros	219.419	337.927
Não Circulante	229.068	229.037
Ativo Permanente	2.204	2.326
PASSIVO	433.305	504.908
Circulante	299.661	431.798
Empréstimos e Financiamento de Curto Prazo	0	56.323
Outros	299.661	375.475
Não Circulante	133.644	73.110
Empréstimos e Financiamento de Longo Prazo	133.239	73.003
Outros	405	107
Patrimônio Líquido	105.560	88.900
PASSIVO + PATRIMÔNIO LÍQUIDO	538.865	593.808