

## **Informações trimestrais**

### **Centrais Elétricas do Pará S.A. – CELPA**

30 de setembro de 2015  
com Relatório dos Auditores Independentes sobre a revisão de  
Informações Trimestrais

# Centrais Elétricas do Pará S.A. – CELPA

Informações Trimestrais

30 de setembro de 2015 e 2014

## Índice

Relatório dos auditores independentes sobre a revisão de Informações Trimestrais ..... 1

### Informações financeiras intermediárias

Balanços patrimoniais.....	3
Demonstrações dos resultados.....	5
Demonstrações dos resultados abrangentes.....	6
Demonstrações das mutações do patrimônio líquido.....	7
Demonstrações dos fluxos de caixa.....	8
Demonstrações do valor adicionado.....	9
Notas explicativas às informações trimestrais.....	10

## **Relatório sobre a revisão de informações trimestrais - ITR**

Aos Administradores e Acionistas da  
Centrais Elétricas do Pará S.A. - CELPA  
Belém - PA

### **Introdução**

Revisamos as informações contábeis intermediárias da Centrais Elétricas do Pará S.A. (“Companhia”), contidas no Formulário de Informações Trimestrais – ITR, referente ao trimestre findo em 30 de setembro de 2015, que compreendem o balanço patrimonial em 30 de setembro de 2015 e as respectivas demonstrações do resultado e do resultado abrangente para os períodos de três e nove meses findos naquela data e das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o período de nove meses findo naquela data, incluindo as notas explicativas.

A administração da Companhia é responsável pela elaboração das informações contábeis intermediárias de acordo com o Pronunciamento Técnico CPC 21 (R1) – Demonstração Intermediária, assim como pela apresentação dessas informações de forma condizente com as normas expedidas pela Comissão de Valores Mobiliários, aplicáveis à elaboração das Informações Trimestrais - ITR. Nossa responsabilidade é a de expressar uma conclusão sobre essas informações contábeis intermediárias com base em nossa revisão.

### **Alcance da revisão**

Conduzimos nossa revisão de acordo com as normas brasileiras e internacionais de revisão de informações intermediárias (NBC TR 2410 - Revisão de Informações Intermediárias Executada pelo Auditor da Entidade e ISRE 2410 - *Review of Interim Financial Information Performed by the Independent Auditor of the Entity*, respectivamente). Uma revisão de informações intermediárias consiste na realização de indagações, principalmente às pessoas responsáveis pelos assuntos financeiros e contábeis e na aplicação de procedimentos analíticos e de outros procedimentos de revisão. O alcance de uma revisão é significativamente menor do que o de uma auditoria conduzida de acordo com as normas de auditoria e, conseqüentemente, não nos permitiu obter segurança de que tomamos conhecimento de todos os assuntos significativos que poderiam ser identificados em uma auditoria. Portanto, não expressamos uma opinião de auditoria.

## **Conclusão sobre as informações intermediárias**

Com base em nossa revisão, não temos conhecimento de nenhum fato que nos leve a acreditar que as informações contábeis intermediárias incluídas nas informações trimestrais acima referidas não foram elaboradas, em todos os aspectos relevantes, de acordo com o CPC 21(R1) aplicável à elaboração de Informações Trimestrais - ITR e apresentadas de forma condizente com as normas expedidas pela Comissão de Valores Mobiliários.

## **Outros assuntos**

### **Demonstrações do valor adicionado**

Revisamos, também, as Demonstrações do valor adicionado (DVA) referentes ao período de nove meses findo em 30 de setembro de 2015, preparadas sob a responsabilidade da Administração da Companhia, cuja apresentação nas informações intermediárias é requerida de acordo com as normas expedidas pela CVM - Comissão de Valores Mobiliários aplicáveis à elaboração de Informações Trimestrais - ITR e considerada informação suplementar pelas IFRS, que não requerem a apresentação da DVA. Essas demonstrações foram submetidas aos mesmos procedimentos de revisão descritos anteriormente e, com base em nossa revisão, não temos conhecimento de nenhum fato que nos leve a acreditar que não foram elaboradas, em todos os seus aspectos relevantes, de acordo com as informações contábeis intermediárias tomadas em conjunto.

Fortaleza (CE), 3 de novembro de 2015.

ERNST & YOUNG  
Auditores Independentes S.S.  
CRC 2SP015199/F-6



Carlos Santos Mota Filho  
Contador CRC – PE 020.728/O-7

## Centrais Elétricas do Pará S.A. - CELPA

Balancos patrimoniais

Em 30 de setembro de 2015 e 31 de dezembro de 2014

(Em milhares de reais)

Ativo	Nota	30/09/2015	31/12/2014
<b>Circulante</b>			
Caixa e equivalentes de caixa	4	<b>112.329</b>	54.210
Investimentos de curto prazo	5	<b>455.617</b>	506.473
Contas a receber de clientes	6	<b>1.066.717</b>	807.309
Valores a receber de parcela A e outros itens financeiros	7	<b>98.011</b>	204.441
Impostos e contribuições a recuperar	9.1	<b>74.680</b>	70.200
Impostos sobre o lucro a recuperar	9.2	<b>33.740</b>	26.964
Contas a receber – bandeiras tarifárias	8	<b>22.512</b>	-
Aquisição de combustível - conta CCC	10	<b>195.253</b>	236.701
Estoques		<b>9.879</b>	16.703
Instrumentos financeiros derivativos	31	<b>78.839</b>	64.553
Serviços pedidos		<b>111.639</b>	65.426
Depósitos judiciais	19	<b>1.375</b>	595
Outros créditos a receber	13	<b>44.044</b>	52.962
		<b>2.304.635</b>	2.106.537
<b>Não circulante</b>			
Contas a receber de clientes	6	<b>168.361</b>	116.021
Valores a receber de parcela A e outros itens financeiros	7	-	229.796
Instrumentos financeiros derivativos	31	<b>136.962</b>	232
Impostos e contribuições a recuperar	9.1	<b>56.679</b>	60.985
Impostos sobre o lucro a recuperar	9.2	<b>38.776</b>	36.238
Depósitos judiciais	19	<b>135.953</b>	127.141
Ativo financeiro da concessão	11	<b>1.350.703</b>	909.817
Sub-rogação da CCC - valores aplicados	12	<b>68.765</b>	113.255
Outros créditos a receber	13	<b>74.669</b>	53.847
Investimento		<b>6.774</b>	6.885
Intangível	14	<b>2.245.435</b>	2.283.638
		<b>4.283.077</b>	3.937.855
<b>Total do ativo</b>		<b>6.587.712</b>	6.044.392

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras intermediárias.

Passivo e patrimônio líquido	Nota	30/09/2015	31/12/2014
<b>Circulante</b>			
Fornecedores	15	<b>581.789</b>	828.442
Empréstimos e financiamentos	16	<b>550.541</b>	713.576
Folha de pagamento		<b>39.460</b>	43.960
Impostos e contribuições a recolher	17	<b>204.046</b>	172.391
Partes relacionadas	20	<b>2.523</b>	225.019
Provisão para processo cíveis, fiscais e trabalhistas	19	<b>96.722</b>	-
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	21	<b>58.215</b>	55.017
Valores a pagar da recuperação judicial	22	<b>95.937</b>	79.631
Outras contas a pagar	23	<b>190.296</b>	163.725
		<b>1.819.529</b>	2.281.761
<b>Não circulante</b>			
Empréstimos e financiamentos	16	<b>960.266</b>	1.536.608
Provisão para processos cíveis, fiscais e trabalhistas	19	<b>91.006</b>	184.311
Imposto de renda e contribuição social diferidos	18.1	<b>169.697</b>	-
Impostos e contribuições a recolher	17	<b>57.364</b>	76.330
Partes relacionadas	20	<b>298.613</b>	343.076
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	21	<b>95.193</b>	86.869
Valores a pagar da recuperação judicial	22	<b>973.833</b>	256.230
Valores a receber parcela A e outros itens financeiros	7	<b>6.434</b>	-
Plano de aposentadoria e pensão		<b>47.768</b>	47.768
Adiantamento para futuro aumento de capital	20	-	306.000
Outras contas a pagar	23	<b>253.491</b>	197.002
		<b>2.953.665</b>	3.034.194
<b>Patrimônio líquido</b>			
Capital social	24.1	<b>1.521.740</b>	924.524
Reservas de Reavaliação	24.2	<b>178.561</b>	211.401
Outros resultados abrangentes		<b>(15.148)</b>	(15.148)
Lucros (prejuízos) acumulados		<b>129.365</b>	(392.340)
		<b>1.814.518</b>	728.437
<b>Total do passivo e patrimônio Líquido</b>		<b>6.587.712</b>	6.044.392

## Centrais Elétricas do Pará S.A. - CELPA

### Demonstração dos resultados

Períodos de nove e três meses findos em 30 de setembro de 2015 e 2014

(Em milhares de reais, exceto pelo resultado por ação)

	Nota	01/01/2015 à 30/09/2015	01/07/2015 à 30/09/2015	01/01/2014 à 30/09/2014	01/07/2014 à 30/09/2014
Receita operacional líquida	25	<b>3.145.304</b>	<b>1.139.994</b>	2.573.058	1.068.933
Custos de energia, construção e operação	26	<b>(2.524.217)</b>	<b>(887.251)</b>	(2.216.936)	(754.585)
Custo de energia elétrica e construção		<b>(2.280.704)</b>	<b>(786.280)</b>	(1.908.284)	(646.548)
Custo de construção		<b>(476.457)</b>	<b>(152.047)</b>	(614.035)	(307.999)
Encargo de uso do sistema de transmissão e distribuição		<b>(87.096)</b>	<b>(31.087)</b>	(68.069)	(29.800)
Energia elétrica comprada para revenda	27	<b>(1.717.151)</b>	<b>(603.146)</b>	(1.924.504)	(643.134)
Recuperação de custos de energia - CDE	27	-	-	698.324	334.385
Custo de operação		<b>(243.513)</b>	<b>(100.971)</b>	(308.652)	(108.037)
Depreciação e amortização		<b>(87.318)</b>	<b>(45.220)</b>	(127.905)	(52.498)
Material		<b>(2.498)</b>	<b>(951)</b>	(11.724)	(2.535)
Pessoal		<b>(56.134)</b>	<b>(15.460)</b>	(64.068)	(21.608)
Serviços de terceiros		<b>(102.827)</b>	<b>(29.925)</b>	(113.490)	(38.018)
Subvenção - CCC		<b>10.995</b>	<b>718</b>	20.641	11.120
Outros		<b>(5.731)</b>	<b>(10.133)</b>	(12.106)	(4.498)
Lucro operacional bruto		<b>621.087</b>	<b>252.743</b>	356.122	314.348
Despesas e receitas operacionais		<b>(381.049)</b>	<b>(130.814)</b>	(274.138)	(94.895)
Amortização		<b>(9.302)</b>	<b>(3.232)</b>	(6.043)	(1.951)
Despesa com pessoal de administradores		<b>(6.894)</b>	<b>(2.283)</b>	(6.059)	(1.934)
Despesas com vendas	26	<b>(108.802)</b>	<b>(33.521)</b>	(107.196)	(37.467)
Despesas administrativas	26	<b>(87.878)</b>	<b>(35.304)</b>	(83.946)	(28.095)
Provisão (reversão) para crédito de liquidação duvidosa e perda com créditos incobráveis		<b>(76.115)</b>	<b>(29.385)</b>	(49.940)	(15.225)
Provisão para processos cíveis, fiscais e trabalhistas		<b>2.687</b>	<b>2.474</b>	3.808	1.695
Outras despesas operacionais líquidas		<b>(94.745)</b>	<b>(29.563)</b>	(24.762)	(11.918)
Resultado operacional, antes do resultado financeiro, do IR e CSLL		<b>240.038</b>	<b>121.929</b>	81.984	219.453
Resultado Financeiro	28	<b>424.202</b>	<b>(91.123)</b>	(130.080)	(40.537)
Despesas financeiras		<b>(1.119.431)</b>	<b>(751.874)</b>	(432.339)	(194.833)
Receitas financeiras		<b>1.543.633</b>	<b>660.751</b>	302.259	154.296
Resultado operacional		<b>664.240</b>	<b>30.806</b>	(48.096)	178.916
Resultado antes do imposto de renda e da contribuição social		<b>664.240</b>	<b>30.806</b>	(48.096)	178.916
Provisões de impostos sobre o lucro		<b>(175.375)</b>	<b>(28.979)</b>	31.934	31.934
Contribuição social		<b>(5.678)</b>	<b>4.195</b>	-	-
Imposto de renda		<b>(21.973)</b>	<b>16.466</b>	-	-
Incentivo fiscais		<b>21.973</b>	<b>(16.466)</b>	-	-
IRPJ e CSLL diferidos	18	<b>(169.697)</b>	<b>(33.174)</b>	31.934	31.934
Lucro líquido (prejuízo) do período		<b>488.865</b>	<b>1.827</b>	(16.162)	210.850
Lucro líquido (prejuízo) básico e diluído por lote de mil ações - R\$	29	<b>0,22130</b>	<b>0,00083</b>	(0,00847)	0,11054
Quantidade de ações no final do período	29	<b>2.209.073</b>	<b>2.209.073</b>	1.907.449	1.907.449

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras intermediárias.

## Centrais Elétricas do Pará S.A. - CELPA

Demonstração dos resultados abrangentes

Períodos de nove e três meses findos em 30 de setembro de 2015 e 2014

(Em milhares de reais, exceto pelo resultado por ação)

	<b>01/01/2015 à 30/09/2015</b>	<b>01/07/2015 à 30/09/2015</b>	<b>01/01/2014 à 30/09/2014</b>	<b>01/07/2015 à 30/09/2014</b>
Lucro líquido (prejuízo) do período	<b>488.865</b>	<b>1.827</b>	(16.162)	210.850
Outros resultados abrangentes	-	-	-	-
Resultado abrangente total do período	<b>488.865</b>	<b>1.827</b>	(16.162)	210.850
Lucro (prejuízo) básico e diluído por lote de mil ações - R\$	<b>0,22130</b>	<b>0,00083</b>	(0,00847)	0,11054
Quantidade de ações no final do período	<b>2.209.073</b>	<b>2.209.073</b>	1.907.449	1.907.449

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras intermediárias.

## Centrais Elétricas do Pará S.A. - CELPA

Demonstração das mutações do patrimônio líquido  
Períodos findos em 30 de setembro de 2015 e 2014  
(Em milhares de reais)

	<b>Capital social</b>	<b>Reserva de Reavaliação</b>	<b>Outros resultados abrangentes</b>	<b>Lucros (prejuízos) acumulados</b>	<b>Total</b>
<b>Saldo em 01 de janeiro de 2014</b>	924.524	252.705	(4.291)	(778.861)	394.077
Prejuízo do período	-	-	-	(16.162)	(16.162)
Baixa da reserva de reavaliação	-	(19.396)	-	19.396	-
Realização da reserva de reavaliação	-	(28.478)	-	28.478	-
Tributos sobre a realização ou baixa da reserva de reavaliação	-	16.277	-	(16.277)	-
<b>Saldo em 30 de setembro de 2014</b>	<b>924.524</b>	<b>221.108</b>	<b>(4.291)</b>	<b>(763.426)</b>	<b>377.915</b>
<b>Saldo em 01 de janeiro de 2015</b>	924.524	211.401	(15.148)	(392.340)	728.437
Lucro líquido do período	-	-	-	<b>488.865</b>	<b>488.865</b>
Aumento de capital	<b>597.216</b>	-	-	-	<b>597.216</b>
Baixa da reserva de reavaliação (nota 24.2)	-	<b>(25.027)</b>	-	<b>25.027</b>	-
Realização da reserva de reavaliação (nota 24.2)	-	<b>(24.730)</b>	-	<b>24.730</b>	-
Tributos sobre a realização ou baixa da reserva de reavaliação (nota 24.2)	-	<b>16.917</b>	-	<b>(16.917)</b>	-
<b>Saldo em 30 de setembro de 2015</b>	<b>1.521.740</b>	<b>178.561</b>	<b>(15.148)</b>	<b>129.365</b>	<b>1.814.518</b>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras intermediárias.

## Centrais Elétricas do Pará S.A. - CELPA

### Demonstração dos fluxos de caixa

Períodos findos em 30 de setembro de 2015 e 2014

(Em milhares de reais)

	<b>30/09/2015</b>	<b>30/09/2014</b>
Fluxo de caixa das atividades operacionais		
Atividades operacionais		
Lucro líquido (prejuízo) do período	488.865	(16.162)
Despesas (receitas) que não afetam o caixa		
Ajuste a valor presente	(387.013)	4.814
Amortização	96.620	133.948
Amortização do custo de transação	1.423	4.542
Atualização e ajuste do VNR do ativo financeiro	(165.340)	(17.649)
Valores a receber de parcela A e outros itens financeiros	(217.387)	-
Encargos de dívidas, juros, variações monetárias e cambiais líquidas	500.117	61.282
Imposto de renda e contribuição social diferidos	169.697	-
Imposto de renda e contribuição social correntes	5.678	-
Perda na venda de intangível / Imobilizado	46.787	12.403
Perdas cambiais instrumentos financeiros derivativos	(193.149)	(23.959)
Provisão (reversão) para crédito de liquidação duvidosa e perda com créditos incobráveis	76.115	(45.735)
Provisão (reversão) para processos cíveis, fiscais e trabalhistas	10.364	(81.043)
Rendimentos de aplicações financeiras	(36.189)	(19.027)
	<b>396.588</b>	<b>13.414</b>
Variações nas contas do ativo circulante e não circulante		
Aquisição de combustível por conta CCC	41.448	(105.633)
Ativo financeiro de concessão	-	(158.528)
Contas a receber de clientes	(395.289)	(205.583)
Valores a receber de parcela A e outros itens financeiros	560.047	-
Depósitos judiciais	(9.592)	27.096
Estoques	6.824	(8.206)
Impostos e contribuições a recuperar	(174)	(33.028)
Impostos sobre o lucro a recuperar	(9.314)	(16.184)
Recuperação de custos de energia e encargos	-	(153.070)
Contas a receber – bandeiras tarifárias	(22.512)	-
Serviços pedidos e outros	(46.213)	(4.869)
Sub-rogação da CCC	44.490	-
Outros créditos a receber	(11.904)	(20.987)
	<b>157.811</b>	<b>(678.992)</b>
Variações nas contas do passivo circulante e não circulante		
Fornecedores	(246.653)	243.187
Impostos e contribuições a recolher	7.011	(86.752)
Provisão para processos cíveis, fiscais e trabalhistas	(6.947)	-
Juros pagos	(33.343)	(11.653)
Obrigações estimadas, folhas de pagamento	(4.500)	1.523
Partes relacionadas	(260.935)	132.921
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	11.522	20.576
Taxa de iluminação pública	6.158	44
Taxas regulamentares a pagar	32.537	303
Outras contas a pagar	44.365	82.858
Total	<b>(450.785)</b>	<b>383.007</b>
Fluxo de caixa aplicado nas atividades operacionais	<b>103.614</b>	<b>(282.571)</b>
Fluxo de caixa gerado das atividades operacionais		
Atividades de investimentos		
Aquisições no ativo intangível	(380.637)	(123.962)
Resgates/Aplicações financeiras	87.043	(35.188)
Fluxo de caixa (aplicado nas) gerado pelas atividades operacionais	<b>(293.594)</b>	<b>(159.150)</b>
Atividades de financiamento		
Amortização de instrumentos financeiros derivativos	42.133	-
Amortização de empréstimos e financiamentos	(703.637)	(25.766)
Captação de empréstimos e financiamentos	693.187	301.700
Valores a pagar da recuperação judicial	(74.800)	(60.506)
Recurso destinado para aumento de capital	291.216	256.000
Fluxo de caixa gerado pelas atividades de financiamento	<b>248.099</b>	<b>471.428</b>
Aumento (redução) no caixa e equivalentes de caixa	<b>58.119</b>	<b>29.707</b>
Demonstração do aumento (redução) acréscimo no caixa e equivalentes a caixa		
Saldo inicial de caixa e equivalentes a caixa	54.210	109.294
Saldo final de caixa e equivalentes a caixa	112.329	139.001
Aumento (redução) no caixa e equivalentes a caixa	<b>58.119</b>	<b>29.707</b>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras intermediárias.

## Centrais Elétricas do Pará S.A

Demonstração do valor adicionado  
Em 30 de setembro de 2015 e 2014  
(Em milhares de reais)

	<u>30/09/2015</u>	<u>30/09/2014</u>
Receitas		
Vendas de produtos e serviços	4.029.554	2.807.610
Receitas de construção	476.457	614.035
Provisão (reversão) de processos cíveis fiscais e trabalhistas	2.687	3.808
Provisão para créditos de liquidação duvidosa e perda com créditos incobráveis	(76.115)	(79.716)
Outras despesas / receitas não recorrentes	(94.745)	(24.118)
Outras despesas/receitas operacionais	(73)	(64)
	<u>4.337.765</u>	<u>3.321.555</u>
Insumos adquiridos de terceiros (inclui ICMS e IPI)		
Custos dos produtos e dos serviços vendidos	(2.280.704)	(1.908.284)
Subvenção - CCC	10.995	20.641
Materiais energia serviços de terceiros e outros	(242.373)	(242.685)
	<u>(2.512.082)</u>	<u>(2.130.328)</u>
Valor adicionado bruto	<u>1.825.683</u>	<u>1.191.227</u>
Amortização	<u>(96.620)</u>	<u>(133.948)</u>
Valor adicionado líquido gerado pela Companhia	<u>1.729.063</u>	<u>1.057.279</u>
Valor adicionado recebido em transferência	1.543.633	302.259
Receitas financeiras	1.543.633	302.259
Valor adicionado total a distribuir	<u>3.272.696</u>	<u>1.359.538</u>
Distribuição do valor adicionado		
Empregados		
Benefícios	26.105	33.009
FGTS	6.824	7.158
Remuneração direta	33.577	52.226
Outros	38.513	21.384
	<u>105.019</u>	<u>113.777</u>
Tributos		
Federais	724.169	248.340
Estaduais	814.902	570.856
Municipais	1.138	2.529
	<u>1.540.209</u>	<u>821.725</u>
Remuneração de capitais de terceiros		
Aluguéis	19.172	7.860
Juros	150.777	173.627
Encargos com parte relacionada	40.428	4.548
Outras despesas financeiras	928.226	254.163
	<u>1.138.603</u>	<u>440.198</u>
Remuneração de capitais próprios		
Lucro líquido (prejuízo) no período	488.865	(16.162)
	<u>488.865</u>	<u>(16.162)</u>
Valor adicionado	<u>3.272.696</u>	<u>1.359.538</u>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras intermediárias.

## **Centrais Elétricas do Pará S.A**

Notas explicativas às informações trimestrais  
Períodos findos em 30 de setembro de 2015 e 2014  
(Em milhares de reais, exceto quando especificado)

### **1. Informações sobre a Companhia**

A Centrais Elétricas do Pará S.A. - CELPA (“Companhia”) é uma sociedade por ações de capital aberto, brasileira, com sede na Cidade de Belém - PA, que atua na distribuição e geração de energia elétrica na área de sua concessão legal que abrange todo o Estado do Pará com 1.247.955 km<sup>2</sup>, atendendo 2.275.160 consumidores em 144 municípios, tendo suas atividades regulamentadas e fiscalizadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, vinculada ao Ministério de Minas e Energia - MME.

O país possui um potencial hidrelétrico de 247.242,35 MW com capacidade instalada de 37,27% e potencial instalado de 62,73%. O Estado do Pará se destaca por concentrar 27,29% deste potencial, cerca de 42.325 MW, que deverão ser explorados nas próximas décadas por meio de empreendimentos como a Usina Hidrelétrica de Belo Monte, que possui potencial instalado para gerar 11.233 MW e encontra-se em fase de construção, além de várias outras previstas, como as que formam o complexo UHE do Tapajós.

Esse potencial está distribuído em nove grandes bacias, destacando-se a do Rio Tocantins, onde foi implantada a Usina Hidrelétrica de Tucuruí, inaugurada em 1984.

A Companhia é controlada pela Equatorial Energia S.A. (“Equatorial” ou “Controladora”), empresa com sede em São Luís no Estado do Maranhão que tem por objetivo a participação em outras sociedades, sempre no setor de energia elétrica, prioritariamente em operações de geração ou distribuição de energia elétrica.

#### **Fim da recuperação judicial**

Em 01 de dezembro de 2014, o Tribunal de Justiça do Estado do Pará decretou com fundamento no que dispõe os artigos 61 e 63 da Lei 11.102/05 e diante da manifestação do Administrador Judicial e do Ministério Público por encerrada a recuperação judicial da Companhia, contudo continuam valendo as condições especiais para as dívidas pactuadas quando da recuperação judicial. Essas obrigações encerram-se quando forem integralmente liquidadas.

## **Centrais Elétricas do Pará S.A**

Notas explicativas às informações trimestrais  
Períodos findos em 30 de setembro de 2015 e 2014  
(Em milhares de reais, exceto quando especificado)

### **1. Informações sobre a Companhia--Continuação**

#### **Revisão tarifária**

A Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) através da Resolução Homologatória nº 1.930/2015, de 04 de agosto de 2015, homologou o resultado definitivo da Quarta Revisão Tarifária Periódica da Celpa para o período 07 de agosto de 2015 a 06 de agosto de 2019. Os resultados homologados serão a base econômica para os reajustes tarifários do período de 2016 a 2018.

O efeito médio percebido pelos consumidores, já considerando o efeito dos componentes financeiros neste ano tarifário, é de 7,47%, sendo 10,22% para os consumidores de alta tensão e 6,30% para os consumidores de baixa tensão.

Também foi definido em 10,15% o patamar de perdas técnicas sobre energia injetada e o percentual de 34,0% de perdas não-técnicas sobre o mercado de baixa tensão, sem trajetória de redução até o final deste ciclo tarifário. Adicionalmente, a ANEEL estabeleceu as parcelas ex-ante do Fator X da Celpa em 1,50% (componente Pd) e 0,21% (componente T). A estes percentuais ainda deverá ser somado ou subtraído o componente Q, vinculado aos indicadores de qualidade do serviço, que deverá ser definido anualmente nos reajustes tarifários.

## Centrais Elétricas do Pará S.A

Notas explicativas às informações trimestrais  
Períodos findos em 30 de setembro de 2015 e 2014  
(Em milhares de reais, exceto quando especificado)

### 2. Contrato de concessão de distribuição de energia elétrica

Conforme Contrato de Concessão de Distribuição de Energia Elétrica nº 182/1998, assinado em 28 de julho de 1998, o prazo de concessão é de 30 anos, com vencimento em 28 de julho de 2028.

Por meio do Despacho nº 4.621, de 25 de novembro de 2014, a ANEEL aprovou modelo de aditivo aos contratos de concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica, cujo objetivo é garantir que os saldos remanescentes de ativos ou passivos regulatórios relativos a valores financeiros a serem apurados com base nos regulamentos preestabelecidos pela ANEEL, incluídos aqueles constituídos após a última alteração tarifária comporão o valor da indenização a ser recebida pelo concessionário em eventual término da concessão, por qualquer motivo.

A ANEEL no dia 1º de janeiro de 2015, implementou o “Sistema de Bandeiras Tarifárias”, que sinaliza aos consumidores em conta de energia os custos reais de geração de energia elétrica, impactados pelas condições operativas do Sistema Interligado Nacional (SIN). Em março de 2015 foram homologados os novos valores das Bandeiras Tarifárias através da Resolução Homologatória nº 1.859 de 02 de março de 2015. Com a publicação do Decreto nº 8.401 publicado em 05 de fevereiro de 2015, que dispõe sobre a criação da Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias (CCRBT), as distribuidoras irão recuperar as suas despesas decorrentes a exposição involuntária de curto prazo, risco hidrológico e despacho de térmicas vinculadas ao CCEAR por disponibilidade.

A CELPA, nos termos da legislação vigente, celebrou o referido aditivo em 10 de dezembro de 2014.

Além do contrato de distribuição acima mencionado, a Companhia celebrou o Contrato de Concessão de Geração nº 181/1998 referente a 10 Usinas Termelétricas. O prazo de concessão para essas usinas é de 30 anos, vencendo em 28 de julho de 2028.

Segue abaixo as principais características das usinas ainda ativadas:

UTE	Capacidade total instalada MW	Capacidade total utilizada MW	Data da concessão	Data de vencimento
Concessão de 11 Usinas Termelétricas, sendo a mais representativa com capacidade instalada acima de 11 MW: Santana do Araguaia.	30,070	27,080	28/07/1998	28/07/2028

## **Centrais Elétricas do Pará S.A**

Notas explicativas às informações trimestrais  
Períodos findos em 30 de setembro de 2015 e 2014  
(Em milhares de reais, exceto quando especificado)

### **3. Elaboração e apresentação das demonstrações financeiras intermediárias**

As demonstrações financeiras intermediárias para o período de nove meses findo em 30 de setembro de 2015 foram elaboradas de acordo com o Pronunciamento Técnico CPC 21 (R1) – Demonstração Intermediária e com a norma internacional de relatório financeiro IAS 34 – *Interim Financial Reporting*, emitida pelo *International Accounting Standards Board – IASB*, assim como pela apresentação dessas informações de forma condizente com as normas expedidas pela Comissão de Valores Mobiliários, aplicáveis à elaboração das Informações Trimestrais - ITR.

Estas demonstrações financeiras intermediárias foram elaboradas seguindo princípios, práticas e critérios contábeis consistentes com aqueles adotados na elaboração das Demonstrações Contábeis anuais do exercício findo em 31 de dezembro de 2014, descritas na nota 3 da referida demonstração e, portanto, devem ser analisadas em conjunto com essas demonstrações financeiras intermediárias.

A Companhia adotou todos os pronunciamentos, pronunciamentos revisados e interpretações emitidas pelo CPC e IASB que estavam em vigor em 30 de setembro de 2015.

A emissão das informações trimestrais foi autorizada pela Administração em 3 de novembro de 2015.

## Centrais Elétricas do Pará S.A

Notas explicativas às informações trimestrais  
Períodos findos em 30 de setembro de 2015 e 2014  
(Em milhares de reais, exceto quando especificado)

### 4. Caixa e equivalentes de caixa

	<b>30/09/2015</b>	<b>31/12/2014</b>
Caixa e bancos	<b>4.420</b>	12.495
Equivalentes de caixa	<b>107.909</b>	41.715
<b>Total</b>	<b>112.329</b>	54.210

Equivalentes de caixa correspondem às operações realizadas junto às instituições financeiras que operam no Mercado Financeiro Nacional e possuem baixo risco de crédito, são remuneradas pela variação do Certificado de Depósito Interbancário (CDI), a percentual em torno de 97,04% do CDI (98,81% em 31 de dezembro de 2014) e estão disponíveis para utilização nas operações da Companhia, ou seja, são ativos financeiros com liquidez imediata. Estas operações tem vencimentos inferiores a 03 meses da data de contratação e com compromisso de recompra pelo emissor. A natureza das operações está demonstrada abaixo:

	<b>30/09/2015</b>	<b>31/12/2014</b>
CDB	<b>15.990</b>	10.728
Debêntures compromissadas	<b>91.919</b>	30.987
<b>Total</b>	<b>107.909</b>	41.715

### 5. Investimentos de curto prazo

Modalidade	<b>30/09/2015</b>	<b>31/12/2014</b>
Fundos de investimentos (a)	<b>453.016</b>	503.941
Outros	<b>2.601</b>	2.532
<b>Total</b>	<b>455.617</b>	506.473

Para este período findo em 30 de setembro de 2015, houve uma redução nos saldos dos investimentos de curto prazo, a qual é decorrente dos desembolsos de caixa realizados nos investimentos em CAPEX da Companhia e no pagamento de nota promissória do empréstimo ponte do BNDES.

(a) Os fundos de investimentos representam operações de baixo risco com instituições financeiras de primeira linha lastreados em Títulos Públicos Federais, de acordo com a política de investimento da Companhia, são remuneradas pela variação do Certificado de Depósito Interbancário (CDI) ao percentual entre 90% e 105% (entre 90% e 105% em 31 de dezembro de 2014), classificados como mantidos para negociação.

## Centrais Elétricas do Pará S.A

Notas explicativas às informações trimestrais  
Períodos findos em 30 de setembro de 2015 e 2014  
(Em milhares de reais, exceto quando especificado)

### 6. Contas a receber de clientes

	<u>30/09/2015</u>	<u>31/12/2014</u>
Contas a receber de consumidores faturados	<b>872.078</b>	679.203
Contas a receber de consumidores não faturados (a)	<b>189.326</b>	128.321
Parcelamentos de débitos	<b>452.974</b>	315.071
Parcelamentos de débitos - ajuste a valor presente	<b>(21.716)</b>	(14.291)
Baixa renda	<b>25.119</b>	27.936
Comercialização no âmbito do CCEE	<b>6.388</b>	6.388
Outras	<b>104.538</b>	66.946
Total	<b>1.628.707</b>	1.209.574
(-) Provisão para créditos de liquidação duvidosa	<b>(393.629)</b>	(286.244)
Total de contas a receber de clientes	<b>1.235.078</b>	923.330
Total circulante	<b>1.066.717</b>	807.309
Total não circulante	<b>168.361</b>	116.021

(a) Receitas auferidas através da prestação de serviços aos consumidores, mas ainda não faturados.

A variação positiva de R\$259.409 é resultante, substancialmente, pelo aumento das tarifas de energia elétrica provocado pela Revisão Tarifária Extraordinária - RTE, pela aplicação da Bandeira Tarifária vermelha, conforme descrito na nota 2 e pelo ingresso de 91.855<sup>(\*)</sup> novos clientes.

(\*) Informação não revisada pelos auditores independentes

#### Provisão para créditos de liquidação duvidosa

	<u>31/12/2014</u>	<u>Provisões Adições</u>	<u>Reversões (Baixas)</u>	<u>30/09/2015</u>
Contas a receber de consumidores faturados	251.605	<b>86.712</b>	<b>(11.124)</b>	<b>327.193</b>
Parcelamento	34.639	<b>43.141</b>	<b>(11.344)</b>	<b>66.436</b>
Total	<u>286.244</u>	<b>129.853</b>	<b>(22.468)</b>	<b>393.629</b>
	<u>31/12/2013</u>	<u>Provisões Adições</u>	<u>Reversões (Baixas)</u>	<u>31/12/2014</u>
Contas a receber de consumidores faturados	245.386	163.022	(156.803)	251.605
Parcelamento	49.312	37.133	(51.806)	34.639
Total	<u>294.698</u>	<u>200.155</u>	<u>(208.609)</u>	<u>286.244</u>

A constituição da provisão para créditos de liquidação duvidosa (PCLD) está de acordo com os critérios definidos segundo a melhor estimativa da Administração e considerando a Instrução Geral nº 6.3.2 do Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica, a seguir resumidos.

## Centrais Elétricas do Pará S.A

Notas explicativas às informações trimestrais  
Períodos findos em 30 de setembro de 2015 e 2014  
(Em milhares de reais, exceto quando especificado)

### 6. Contas a receber de clientes--Continuação

#### Provisão para créditos de liquidação duvidosa--Continuação

Clientes com débitos relevantes

Análise individual do saldo a receber dos consumidores, por classe de consumo, considerado de difícil recebimento.

Para os demais casos aplicamos as regras abaixo:

- Para os 10 mil maiores clientes, com ou sem débitos parcelados, com faturas na PCLD por classe de consumo, consideram-se todas as suas demais faturas, vencidas e a vencer, na PCLD;
- Consumidores residenciais - Vencidos há mais de 90 dias;
- Consumidores comerciais - Vencidos há mais de 180 dias; e
- Consumidores industriais, rurais, poderes públicos, iluminação pública, serviços públicos e outros - vencidos há mais 360 dias.

Os saldos vencidos e a vencer relativos ao fornecimento faturado de energia elétrica estão distribuídos da seguinte forma:

	30/09/2015			
	Saldos a vencer	Vencidos até 90 dias	Vencidos há mais de 90 dias	Total
Residencial	149.488	131.374	187.598	468.460
Industrial	59.426	23.027	51.653	134.106
Comercial	80.639	34.454	39.974	155.067
Rural	6.889	7.058	23.636	37.583
Poder público	7.593	26.015	4.025	37.633
Iluminação pública	7.339	3.921	1.282	12.542
Serviço público	1.183	20.620	4.884	26.687
Fornecimento faturado	312.557	246.469	313.052	872.078

	31/12/2014			
	Saldos a vencer	Vencidos até 90 dias	Vencidos há mais de 90 dias	Total
Residencial	112.823	122.796	119.613	355.232
Industrial	52.991	15.123	46.259	114.373
Comercial	64.029	34.727	30.188	128.944
Rural	4.584	7.513	17.677	29.774
Poder público	5.668	24.915	2.206	32.789
Iluminação pública	1.644	1.356	1.579	4.579
Serviço público	591	10.110	2.811	13.512
Fornecimento faturado	242.330	216.540	220.333	679.203

## Centrais Elétricas do Pará S.A

Notas explicativas às informações trimestrais  
Períodos findos em 30 de setembro de 2015 e 2014  
(Em milhares de reais, exceto quando especificado)

### 6. Contas a receber de clientes--Continuação

Os saldos vencidos e a vencer relativos aos parcelamentos estão distribuídos da seguinte forma:

	30/09/2015			Total
	Saldos a vencer	Vencidos até 90 dias	Vencidos há mais de 90 dias	
Residencial	228.864	16.314	41.684	286.862
Industrial	20.443	2.062	12.171	34.676
Comercial	40.312	3.254	9.795	53.361
Rural	10.939	902	2.891	14.732
Poder público	23.744	1.859	3.571	29.174
Iluminação pública	3.720	290	414	4.424
Serviço público	1.173	1.051	101	2.325
Serviço taxado - novação	6.407	439	665	7.511
Outros créditos - novação	2.907	289	780	3.976
Novação	-	3.855	12.078	15.933
Total do parcelamento	338.509	30.315	84.150	452.974

	31/12/2014			Total
	Saldos a vencer	Vencidos até 90 dias	Vencidos há mais de 90 dias	
Residencial	144.311	10.436	25.946	180.693
Industrial	14.608	1.310	10.455	26.373
Comercial	26.735	3.617	7.301	37.653
Rural	6.889	621	1.798	9.308
Poder público	25.187	857	3.313	29.357
Iluminação pública	6.124	206	403	6.733
Serviço público	6.985	149	56	7.190
Serviço taxado - novação	3.724	272	263	4.259
Outros créditos - novação	2.190	285	586	3.061
Novação	-	2.545	7.899	10.444
Total do parcelamento	236.753	20.298	58.020	315.071

## Centrais Elétricas do Pará S.A

Notas explicativas às informações trimestrais  
Períodos findos em 30 de setembro de 2015 e 2014  
(Em milhares de reais, exceto quando especificado)

### 7. Valores a receber de parcela A e outros itens financeiros

A Conta de Compensação dos Valores da Parcela A - CVA é o mecanismo destinado a registrar as variações de custos relacionados à compra de energia e encargos regulatórios, ocorridas no período entre reajustes tarifários e/ou revisões periódicas, de modo a permitir maior neutralidade no repasse destas variações para as tarifas, onde a concessionária contabiliza as variações destes custos como ativos e passivos regulatórios, conforme demonstrado a seguir:

	30/09/2015		
	Circulante	Não circulante	Total
<i>Parcela A</i>			
CDE - Conta de desenvolvimento energético	7.028	16.730	23.758
PROINFA - Programa de incentivo às fontes alternativas de energia elétrica	911	25	936
Rede básica	10.760	70	10.830
Compra energia	262.819	(4.455)	258.364
ESS-Encargos do serviço do sistema	(144.478)	(18.890)	(163.368)
<b>Total da parcela A</b>	<b>137.040</b>	<b>(6.520)</b>	<b>130.520</b>
<i>Itens financeiros</i>			
Garantia financeira	435	203	638
Sobrecontratação energia	(50.675)	(4.106)	(54.781)
Exposição financeira	9.139	3.847	12.986
Eletronuclear	5.759	-	5.759
Neutralidade	(3.104)	-	(3.104)
Outros	(583)	142	(441)
<b>Total de itens financeiros</b>	<b>(39.029)</b>	<b>86</b>	<b>(38.943)</b>
<b>Total geral</b>	<b>98.011</b>	<b>(6.434)</b>	<b>91.577</b>
	31/12/2014		
	Circulante	Não circulante	Total
<i>Parcela A</i>			
CDE - Conta de desenvolvimento energético	432	942	1.374
PROINFA - Programa de incentivo às fontes alternativas de energia elétrica	605	37	642
Rede básica	4.678	8.409	13.087
Compra energia	120.020	222.038	342.058
PIS/CONFINS	36.766	-	36.766
ESS- Encargos do serviço do sistema	(12.414)	(115.650)	(128.064)
<b>Total da parcela A</b>	<b>150.087</b>	<b>115.776</b>	<b>265.863</b>
<i>Itens financeiros</i>			
Garantia financeira	335	267	602
Sobrecontratação energia	56.600	114.523	171.123
Exposição financeira	(5.162)	(1.103)	(6.265)
Diferencial Eletronuclear	10.287	-	10.287
Neutralidade	(7.706)	-	(7.706)
Outros	-	333	333
<b>Total de itens financeiros</b>	<b>54.354</b>	<b>114.020</b>	<b>168.374</b>
<b>Total geral</b>	<b>204.441</b>	<b>229.796</b>	<b>434.237</b>

## Centrais Elétricas do Pará S.A

Notas explicativas às informações trimestrais  
 Períodos findos em 30 de setembro de 2015 e 2014  
 (Em milhares de reais, exceto quando especificado)

### 7. Valores a receber de parcela A e outros itens financeiros--Continuação

A partir do segundo semestre de 2014 com o advento do OCPC08, - Reconhecimento de Determinados Ativos ou Passivos nos relatórios Contábil-Financeiros de Propósito Geral das Distribuidoras de Energia Elétrica, emitidos de acordo com as Normas Brasileiras e Internacionais de Contabilidade, que regulamentou o reconhecimento de ativos e passivos regulatórios oriundos do aditivo contratual assinado com o Poder Concedente conforme nota 2, a Companhia passou a registrar esses direitos e obrigações de acordo com o período de competência e de maneira prospectiva.

	<b>31/12/2014</b>	<b>Constituição</b>	<b>Baixa</b>	<b>Atualização</b>	<b>Amortizações</b>	<b>30/09/2015</b>
Parcela A						
CDE - Conta de desenvolvimento energético	1.374	<b>31.916</b>	<b>(9.576)</b>	<b>2.472</b>	<b>(2.428)</b>	<b>23.758</b>
Proinfa- Programa de incentivo às fontes alternativas de energia elétrica	642	<b>900</b>	<b>65</b>	<b>85</b>	<b>(756)</b>	<b>936</b>
Rede básica	13.087	<b>2.930</b>	<b>113</b>	<b>1.179</b>	<b>(6.479)</b>	<b>10.830</b>
Compra energia (a)	342.058	<b>(54.663)</b>	<b>105.427</b>	<b>28.842</b>	<b>(163.300)</b>	<b>258.364</b>
PIS/CONFINS	36.766	-	-	-	<b>(36.766)</b>	-
ESS- encargos do serviço do sistema (e)	<b>(128.064)</b>	<b>(77.549)</b>	<b>14.351</b>	<b>(14.920)</b>	<b>42.814</b>	<b>(163.368)</b>
Total da parcela A	<b>265.863</b>	<b>(96.466)</b>	<b>110.380</b>	<b>17.658</b>	<b>(166.915)</b>	<b>130.520</b>
Itens financeiros						
Garantia financeira	602	<b>435</b>	<b>(22)</b>	-	<b>(377)</b>	<b>638</b>
Sobrecontratação energia (b)	171.123	<b>(91.864)</b>	<b>(98.644)</b>	<b>2.580</b>	<b>(37.976)</b>	<b>(54.781)</b>
Exposição financeira 2014 (c)	(6.265)	<b>13.967</b>	<b>1.911</b>	<b>850</b>	<b>2.523</b>	<b>12.986</b>
Eletronuclear	10.287	-	<b>5.493</b>	-	<b>(10.021)</b>	<b>5.759</b>
Neutralidade (d)	(7.706)	-	<b>(2.653)</b>	-	<b>7.255</b>	<b>(3.104)</b>
Outros	333	<b>101</b>	<b>(708)</b>	<b>1</b>	<b>(168)</b>	<b>(441)</b>
Total de itens financeiros	<b>168.374</b>	<b>(77.361)</b>	<b>(94.623)</b>	<b>3.431</b>	<b>(38.764)</b>	<b>(38.943)</b>
Total geral	<b>434.237</b>	<b>(173.827)</b>	<b>15.757</b>	<b>21.089</b>	<b>(205.679)</b>	<b>91.577</b>

## Centrais Elétricas do Pará S.A

Notas explicativas às informações trimestrais  
Períodos findos em 30 de setembro de 2015 e 2014  
(Em milhares de reais, exceto quando especificado)

### 7. Valores a receber de parcela A e outros itens financeiros--Continuação

Anualmente, no mês de agosto, a Companhia tem suas tarifas reajustadas pela ANEEL, momento em que é feita a adequação de seus custos da Parcela A (custos não gerenciáveis, como compra de energia, encargos setoriais, encargos de transmissão). Neste momento a Companhia processa a baixa dos saldos que foram constituídos, tanto positivos quanto negativos, dos componentes financeiros concedidos no reajuste tarifário do ano anterior.

No primeiro trimestre de 2015 a Companhia recebeu da conta ACR o valor R\$169.623 referente à liquidação de novembro e dezembro de 2014.

- (a) A Portaria Interministerial dos Ministérios do Estado da Fazenda e de Minas e Energia nº 25, de 24 de janeiro de 2002, estabeleceu a Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da "Parcela A" - CVA, com o propósito de registrar as variações de custos, negativas ou positivas, ocorridas no período entre reajustes tarifários anuais, relativos aos itens previstos nos contratos de concessão de distribuição de energia elétrica, de forma a permitir maior neutralidade no repasse destas variações para as tarifas. Estas variações são apuradas por meio da diferença entre os gastos efetivamente incorridos e os gastos estimados no momento da constituição da tarifa nos reajustes tarifários anuais. Os valores considerados na CVA são atualizados monetariamente com base na taxa SELIC.
- (b) O Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, em seu art. 38, determina que no repasse dos custos de aquisição de energia elétrica às tarifas dos consumidores finais, a ANEEL deverá considerar até 105% do montante total de energia elétrica contratada em relação à carga anual de fornecimento do agente de distribuição. Este repasse foi regulamentado pela Resolução ANEEL nº 255, de 6 de março de 2007. As distribuidoras de energia elétrica são obrigadas a garantir 100% do seu mercado de energia por meio de contratos aprovados, registrados e homologados pela ANEEL, tendo também a garantia do repasse às tarifas dos custos ou receitas decorrentes das sobras e déficits de energia elétrica, limitados em 3% do requisito de carga. A sobrecontratação de energia refere-se a apuração dos repasses dos custos de compra de energia da parcela até 5% do requisito da carga do agente de distribuição.

## **Centrais Elétricas do Pará S.A**

Notas explicativas às informações trimestrais  
Períodos findos em 30 de setembro de 2015 e 2014  
(Em milhares de reais, exceto quando especificado)

### **7. Valores a receber de parcela A e outros itens financeiros--Continuação**

- (c) Conforme dispõe o art. 28 do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, em seus § 2º e § 3º, as regras de comercialização preveem mecanismos específicos para o rateio dos riscos financeiros decorrentes de diferenças de preços entre submercados, eventualmente impostos aos agentes de distribuição que celebrarem Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado - CCEAR na modalidade de quantidade de energia.
- (d) Decorre do repasse aos consumidores da compensação financeira devido à violação dos limites de continuidade dos pontos de conexão dos acessos de distribuidoras a outras distribuidoras, conforme previsto no Módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST (Seção 8.2, item 6.1.5.2). Referem-se a valores pagos pelas distribuidoras acessadas, que devem ser repassados aos consumidores finais das distribuidoras acessantes, sob a forma de financeiro negativo.
- (e) Encargo pago para os agentes no sistema elétrico, relacionado ao acionamento das térmicas para poupar reservatórios, dos despachos das térmicas no sistema devido a restrição de transmissão entre os submercados e em consequência esta recebe pela geração até o preço do PLD e acima disso o custo é pago pelo encargo proporcional a carga de cada agente.

### **8. Contas a receber bandeiras tarifárias**

As arrecadações referentes ao Sistema de Bandeiras Tarifárias de janeiro a setembro de 2015, no valor de R\$248.757, bem como repasses da CCRBT, no montante de R\$144.425, e repasses de novembro e dezembro de 2014 da Conta de Ambiente de Contratação Regulada (ACR), no valor de R\$169.626, foram contabilizados como arrecadação antecipada dos valores a receber de parcela A e outros itens financeiros, não impactando o resultado da Companhia no período. Para o trimestre findo em 30 de setembro de 2015 o saldo a receber é de R\$ 22.512.

## Centrais Elétricas do Pará S.A

Notas explicativas às informações trimestrais  
Períodos findos em 30 de setembro de 2015 e 2014  
(Em milhares de reais, exceto quando especificado)

### 9. Impostos a recuperar

Os saldos do circulante e não circulante em decorrência das retenções ou antecipações legais estão demonstrados a seguir:

#### 9.1 Impostos e contribuições a recuperar

	<u>30/09/2015</u>	<u>31/12/2014</u>
Circulante		
ICMS	<b>33.899</b>	31.133
INSS	<b>646</b>	646
PAEX a recuperar	<b>40.126</b>	38.267
ISS	<b>9</b>	154
Total	<b>74.680</b>	70.200
Não circulante		
ICMS	<b>54.452</b>	58.812
FINSOCIAL	<b>2.227</b>	2.173
Total	<b>56.679</b>	60.985

#### 9.2 Impostos e contribuições sobre o lucro a recuperar

	<u>30/09/2015</u>	<u>31/12/2014</u>
Circulante		
IRRF sobre aplicação financeira	<b>21.414</b>	8.950
IRPJ/CSLL a restituir (a)	<b>12.326</b>	18.014
Total	<b>33.740</b>	26.964
Não circulante		
IRPJ/CSLL a restituir (a)	<b>38.776</b>	36.238
Total	<b>38.776</b>	36.238

(a) Os valores registrados no grupo circulante são originários de antecipações e de valores retidos na fonte de Órgãos Públicos de IRRF,CSLL, PIS e COFINS do ano de 2015. O grupo não circulante é composto de antecipações de IRPJ e CSLL do ano calendário 2004 e que foram pagas através de parcelamento na forma da Lei 11.941/2009.

## **Centrais Elétricas do Pará S.A**

Notas explicativas às informações trimestrais  
Períodos findos em 30 de setembro de 2015 e 2014  
(Em milhares de reais, exceto quando especificado)

### **10. Aquisição de combustível - Conta CCC**

A Companhia detém em 30 de setembro de 2015 crédito junto à Conta de Consumo de Combustível Fósseis - "CCC" no montante de R\$195.253 (R\$236.701 em 31 de dezembro de 2014).

A CCC foi criada pelo Decreto nº 73.102, de 07 de novembro de 1973, com a finalidade de aglutinar o rateio dos custos relacionados ao consumo de combustíveis para a geração de energia termoelétrica nos sistemas isolados, especialmente na Região Norte do país. O objetivo da Lei nº 12.111, de 9 de dezembro de 2009, é reembolsar os custos de geração de energia elétrica nos Sistemas Isolados, incluindo os custos relativos à contratação de energia e de potência associada à geração própria para atendimento ao serviço público de distribuição de energia elétrica, aos encargos do setor elétrico e impostos e, ainda, aos investimentos realizados, que deverá ocorrer através da CCC.

A aquisição de combustível foi atualizado em 30 de junho de 2015 pela variação do IGP-M, no valor de de R\$8.855 .

## Centrais Elétricas do Pará S.A

Notas explicativas às informações trimestrais  
Períodos findos em 30 de setembro de 2015 e 2014  
(Em milhares de reais, exceto quando especificado)

### 11. Ativo financeiro da concessão

Refere-se à parcela dos investimentos realizados e não amortizados até o final da concessão classificada como um ativo financeiro por ser um direito incondicional de receber caixa ou outro ativo financeiro diretamente do poder concedente decorrente da aplicação das Interpretações Técnicas ICPC 01 - (R1) Contrato de concessão e ICPC 17 - Contrato de concessão: Evidenciação e da Orientação Técnica OCPC 05 - Contrato de concessão. Essa parcela de infraestrutura classificada como ativo financeiro é remunerada por meio do denominado WACC regulatório, que consiste na remuneração do investimento e que é cobrada mensalmente na tarifa dos clientes.

A indenização será efetuada com base nas parcelas dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados ou depreciados, que tenham sido realizados com o objetivo de garantir a continuidade e atualidade do serviço concedido.

	(-) Obrigações vinculadas à concessão		(-) Obrigações vinculadas à concessão		Valor líquido
	Custo	Valor líquido	Custo	Valor líquido	
Em serviço	<b>1.887.832</b>	<b>(537.129)</b>	1.370.962	(461.145)	909.817

A movimentação dos saldos referentes ao ativo financeiro da concessão está assim apresentada:

	31/12/2014	Atualização do ativo financeiro (a)	Ajuste VNR (b)	Capitalização	Baixas	30/09/2015
	Ativo financeiro	1.370.962	<b>103.571</b>	<b>34.457</b>	<b>385.399</b>	<b>(6.557)</b>
Obrigações especiais	(461.145)	<b>(32.262)</b>	<b>59.574</b>	<b>(103.296)</b>	-	<b>(537.129)</b>
Total	909.817	<b>71.309</b>	<b>94.031</b>	<b>282.103</b>	<b>(6.557)</b>	<b>1.350.703</b>

	31/12/2013	Atualização do ativo financeiro (a)	Capitalização	31/12/2014
	Ativo financeiro	906.438	38.431	426.093
Obrigações especiais	(305.894)	(13.399)	(141.852)	(461.145)
Total	600.544	25.032	284.241	909.817

A concessão da Companhia não é onerosa, desta forma, não há obrigações financeiras fixas e pagamentos a serem realizados ao poder concedente.

## Centrais Elétricas do Pará S.A

Notas explicativas às informações trimestrais  
Períodos findos em 30 de setembro de 2015 e 2014  
(Em milhares de reais, exceto quando especificado)

### 11. Ativo financeiro da concessão--Continuação

#### (a) Atualização do ativo financeiro

Em 11 de setembro de 2012, foi publicada a Medida Provisória 579, que dispõe sobre a prorrogação e licitação das concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, sobre a redução dos encargos setoriais, sobre a modicidade tarifária, e dá outras providências. Tal medida provisória foi convertida em 11 de janeiro de 2013 na Lei nº 12.783.

De acordo com este normativo legal, o cálculo do valor dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados ou não depreciados, para fins de indenização, deve utilizar como base a metodologia de valor novo de reposição, conforme critérios estabelecidos em regulamento do poder concedente.

Visando a melhor estimativa da indenização ao final da concessão, o valor justo do ativo financeiro é revisado mensalmente, considerando a atualização pelo IGP-M, por ser este um dos principais critérios de atualização anual utilizada pelo regulador nos processos de reajuste tarifário. Possíveis variações decorrentes do critério de cálculo do VNR também são consideradas.

#### (b) Ajuste VNR

Refere-se a ajuste de obrigações financeiras referente ao VNR em razão da homologação da Revisão Tarifária da CELPA, conforme despacho nº 2.441 de 29 de julho de 2015.

### 12. Sub-rogação da CCC

Em conformidade com as disposições da Resolução ANEEL nº 784, de 24 de dezembro de 2002, e Resolução Autorizativa - ANEEL nº 1.999, de 07 de julho de 2009, alterada pela Resolução Autorizativa - ANEEL nº 3.405 de 27 de março de 2012 a Companhia foi enquadrada na sub-rogação dos benefícios do rateio da CCC, referente à implantação do projeto elétrico de interligação da Ilha do Marajó ao Sistema Interligado Nacional - SIN, proporcionando a redução do dispêndio da CCC, que contribui para a modicidade das tarifas aos consumidores finais.

O valor do investimento reconhecido e aprovado pela ANEEL para a sub-rogação é de R\$465.198 para Interligação da Ilha do Marajó, e R\$22.374 para interligação dos Municípios isolados, Oriximiná e Óbidos, ao Sistema Interligado Nacional – SIN, correspondente a 100% do montante aprovado.

Para a interligação da Ilha do Marajó o benefício foi dividido em duas fases distintas. Na 1ª fase, a Companhia tem um valor aprovado de sub-rogação de R\$184.660 e, na 2ª fase, um valor aprovado de R\$280.538, já para a interligação dos Municípios de Oriximiná e Óbidos o valor aprovado de sub-rogação é de R\$22.374.

## Centrais Elétricas do Pará S.A

Notas explicativas às informações trimestrais  
Períodos findos em 30 de setembro de 2015 e 2014  
(Em milhares de reais, exceto quando especificado)

### 12. Sub-rogação da CCC--Continuação

O Despacho ANEEL nº 4.722, de 18 de dezembro de 2009, para aplicação nas publicações do exercício de 2009 trata nos itens 53 e 54, a respeito da contabilização do subsídio recebido pela concessionária oriundo do fundo da CCC em virtude de obras que visam à desativação de usinas térmicas e consequente redução no consumo de óleo diesel no processo de geração de energia em nosso país.

O mencionado despacho determina que todos os valores já recebidos ou aprovados sejam registrados no grupo de contas "223 - Obrigações Especiais Vinculadas à Concessão do Serviço Público de Energia Elétrica". Dentro desse grupo é feita a segregação dos valores já efetivamente recebidos e dos valores pendentes de recebimento que já foram aprovados pelo órgão regulador.

Até 30 de setembro de 2015, já foram aplicados pela Companhia, relativos a 1ª e 2ª fase da interligação da Ilha do Marajó o total R\$243.640 (R\$211.500 em 31 de dezembro de 2014) e, R\$39.427 (R\$ 28.052 em 31 de dezembro de 2014) relativos a interligação dos municípios de Oriximiná e Óbidos.

Do valor do investimento reconhecido e aprovado pela ANEEL para a sub-rogação da Ilha do Marajó, já foi repassado à Companhia o total de R\$154.787 (R\$98.245 em 31 de dezembro de 2014), ficando um saldo a receber de R\$352.351 (R\$366.953 em 31 de dezembro de 2014) e R\$22.374 referente a interligação dos Municípios de Oriximiná e Óbidos.

<b>Programa</b>	<b>Saldo em 31/12/2014</b>	<b>Transferência para obras</b>	<b>Parcela recebida</b>	<b>Montante aprovado</b>	<b>Atualização IGPM/IPCA</b>	<b>Saldo em 30/09/2015</b>
Sub-rogação Ilha do Marajó	113.255	(52.262)	(56.543)	-	41.941	46.391
Sub-rogação Oriximiná e Óbidos	-	-	-	22.374	-	22.374
<b>Total</b>	<b>113.255</b>	<b>(52.262)</b>	<b>(56.543)</b>	<b>22.374</b>	<b>41.941</b>	<b>68.765</b>

## Centrais Elétricas do Pará S.A

Notas explicativas às informações trimestrais  
Períodos findos em 30 de setembro de 2015 e 2014  
(Em milhares de reais, exceto quando especificado)

### 13. Outros créditos a receber

	30/09/2015		31/12/2014	
	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante
Adiantamentos a fornecedores	6.594	-	5.702	-
Alienação de bens e direitos	1.783	-	1.814	-
Caução em garantia (a)	-	58.520	-	37.699
Créditos em ressascimento de energia	5.022	-	9.987	-
Créditos em conta de energia elétrica	3.310	-	3.286	-
Despesas pagas antecipadamente	3.923	-	3.776	-
Valores a liberar (b)	-	16.140	-	16.140
Valores a recuperar de empregados	794	-	802	-
Outros créditos a receber (c)	22.618	9	27.595	8
<b>Total</b>	<b>44.044</b>	<b>74.669</b>	<b>52.962</b>	<b>53.847</b>

- (a) Em cumprimento às exigências contratuais do contrato de Dívida de Médio e Longo Prazo (DMLP) junto a Secretaria do Tesouro Nacional (STN), Bônus de Desconto e Bônus ao Par, são mantidas garantias constituídas em forma de caução em dinheiro junto a STN e que se destinam a amortizar os valores de principal destes empréstimos, cujo vencimento se dá em 15 de abril de 2024.
- (b) Refere-se ao saldo do Banco Daycoval de R\$16.140, bloqueado consequente, aos contratos de financiamento repactuados através do Plano de Recuperação Judicial.
- (c) Dos R\$22.618 de outros créditos a receber, tem-se como principal composição R\$20.338 referente a financiamento do padrão de entrada, oferecido aos consumidores localizados em áreas de baixa renda em que foram realizadas ações de regularização de consumo não registrado, R\$1.008 de uso mutuo de poste, que é o compartilhamento da infra-estrutura da disponibilidade de energia elétrica, e R\$1.272 refere-se a outras contas a receber.

### 14. Intangível

O ativo intangível está constituído da seguinte forma:

	30/09/2015				
	Taxas anuais médias ponderadas de amortização (%)	Custo	Amortização	(-) Obrigações vinculadas à concessão	Valor líquido
Em serviço	4,33%	4.788.603	(1.781.761)	(658.485)	2.348.357
Em curso		462.040	-	(564.962)	(102.922)
<b>Total</b>		<b>5.250.643</b>	<b>(1.781.761)</b>	<b>(1.223.447)</b>	<b>2.245.435</b>

	31/12/2014				
	Taxas anuais médias ponderadas de amortização (%)	Custo	Amortização	(-) Obrigações vinculadas à concessão	Valor líquido
Em serviço	4,18%	4.448.549	(1.697.099)	(769.906)	1.981.544
Em curso		848.829	-	(546.735)	302.094
<b>Total</b>		<b>5.297.378</b>	<b>(1.697.099)</b>	<b>(1.316.641)</b>	<b>2.283.638</b>

O ativo intangível é composto pelo direito de uso dos bens vinculados ao contrato de serviço de concessão amortizáveis até agosto de 2028, conforme ICPC01.

## Centrais Elétricas do Pará S.A

Notas explicativas às informações trimestrais  
Períodos findos em 30 de setembro de 2015 e 2014  
(Em milhares de reais, exceto quando especificado)

### 14. Intangível--Continuação

De acordo com os artigos 63 e 64 do Decreto nº 41.019, de 26 de fevereiro de 1957, a infraestrutura utilizada na distribuição de energia elétrica é vinculada a esses serviços, não podendo ser retirada, alienada, cedida ou dada em garantia hipotecária sem a prévia e expressa autorização da ANEEL.

A Resolução nº 20 da ANEEL, de 03 de fevereiro de 1999, regulamenta a desvinculação dos bens das concessões do Serviço Público de Energia Elétrica, concedendo a autorização prévia para desvinculação da infraestrutura inservível à concessão, quando destinada à alienação, determinando que o produto da alienação seja depositado em conta bancária vinculada para aplicação na própria concessão.

A movimentação do ativo intangível está demonstrada abaixo:

	<b>31/12/2014</b>	<b>Adições</b>	<b>Baixas</b>	<b>Capitalização (a)</b>	<b>30/09/2015</b>
Em Serviço	4.448.549	-	(150.357)	490.411	4.788.603
(-) Amortização	(1.697.099)	(170.052)	85.390	-	(1.781.761)
Total em serviço	2.751.450	(170.052)	(64.967)	490.411	3.006.842
Em curso	848.829	531.019	(41.998)	(875.810)	462.040
Total	3.600.279	360.967	(106.965)	(385.399)	3.468.882
Obrigações especiais (b)	(1.583.914)	(150.381)	66.734	103.296	(1.564.265)
(-) Amortização	267.273	73.545	-	-	340.818
Total em obrigações especiais	(1.316.641)	(76.836)	66.734	103.296	(1.223.447)
Total geral	2.283.638	284.131	(40.231)	(282.103)	2.245.435

	<b>31/12/2013</b>	<b>Adições</b>	<b>Baixas</b>	<b>Capitalização (a)</b>	<b>31/12/2014</b>
Em Serviço	3.915.948	-	(94.104)	626.705	4.448.549
(-) Amortização	(1.546.337)	(222.562)	71.800	-	(1.697.099)
Total em serviço	2.369.611	(222.562)	(22.304)	626.705	2.751.450
Em curso	1.041.429	919.120	(58.922)	(1.052.798)	848.829
Total	3.411.040	696.558	(81.226)	(426.093)	3.600.279
Obrigações especiais (b)	(1.346.459)	(428.632)	49.325	141.852	(1.583.914)
(-) Amortização	226.384	51.755	(10.866)	-	267.273
Total em obrigações especiais	(1.120.075)	(376.877)	38.459	141.852	(1.316.641)
Total geral	2.290.965	319.681	(42.767)	(284.241)	2.283.638

(a) Capitalizações correspondem às transferências do intangível em curso para o intangível em serviço e ativo financeiro em serviço da concessão.

(b) Obrigações Especiais representam substancialmente recursos da União Federal, dos Estados e dos Municípios e pela participação de consumidores, vinculados à realização de investimentos na concessão do serviço público de energia elétrica.

## Centrais Elétricas do Pará S.A

Notas explicativas às informações trimestrais  
Períodos findos em 30 de setembro de 2015 e 2014  
(Em milhares de reais, exceto quando especificado)

### 14. Intangível--Continuação

#### Intangível em curso

O saldo do intangível em curso está constituído da seguinte forma:

	<u>30/09/2015</u>	<u>31/12/2014</u>
Obras em andamento	310.343	694.951
Materiais em depósito	95.949	105.579
Adiantamento a fornecedores	55.748	48.299
<b>Total</b>	<b>462.040</b>	<b>848.829</b>

O intangível em curso teve essa redução em consequência da capitalização de obras em curso que passou a situação de em serviço e cujas prazo médio de construção gira em torno de 12 a 18 meses tendo a sua conclusão concentrada no primeiro trimestre de 2015, a qual resultou na redução considerável do saldo em curso.

### 15. Fornecedores

	<u>30/09/2015</u>	<u>31/12/2014</u>
Aquisição de combustível	105.237	174.377
Encargos de uso da rede elétrica	3.611	4.242
Materiais e serviços	146.802	245.842
Retenção contratual de fornecedores	9.875	4.682
Suprimento de energia elétrica	316.264	399.299
<b>Total</b>	<b>581.789</b>	<b>828.442</b>

As principais variações do período decorrem de pagamentos na aquisição de combustível em razão dos repasses da CCC efetuados pela Eletrobrás, na aquisição de materiais e serviços devidos sobretudo à redução da atividade de investimentos e em suprimentos de energia elétrica em razão da redução do preço de aquisição no mercado *spot*, tendo 227,04 R\$/MWh em setembro de 2015 (R\$/MWh 603,39 em 31 de dezembro de 2014).

## Centrais Elétricas do Pará S.A

Notas explicativas às informações trimestrais  
 Períodos findos em 30 de setembro de 2015 e 2014  
 (Em milhares de reais, exceto quando especificado)

### 16. Empréstimos e financiamentos

	30/09/2015			Total
	Custo médio da dívida (%a.a.)	Circulante principal e encargos	Não circulante principal e encargos	
Moeda nacional:				
Eletróbrás	6,89%	8.054	53.208	61.262
FINAME	11,21%	461	-	461
IBM	13,77%	26.229	31.606	57.835
Guanabara	14,22%	2.057	4.226	6.283
BNDES	10,12%	69.761	324.930	394.691
FINISA	6,00%	154	33.996	34.150
Sub-total	9,94%	106.716	447.966	554.682
(-) Custo de transação	-	(96)	(728)	(824)
Total moeda nacional	9,95%	106.620	447.238	553.858
Moeda estrangeira (USD):				
Tesouro nacional	5,69%	3.298	77.118	80.416
CCBI Itaú (b)	2,34%	138.633	138.011	276.644
CCBI Citibank (b)	5,72%	150.663	297.899	448.562
Operação Santander (b)	3,30%	152.446	-	152.446
Subtotal	4,36%	445.040	513.028	958.068
(-) Custo de transação	-	(1.119)	-	(1.119)
Total moeda estrangeira	4,36%	443.921	513.028	956.949
Total geral	6,41%	550.541	960.266	1.510.807

## Centrais Elétricas do Pará S.A

Notas explicativas às informações trimestrais  
Períodos findos em 30 de setembro de 2015 e 2014  
(Em milhares de reais, exceto quando especificado)

### 16. Empréstimos e financiamentos--Continuação

	31/12/2014			Total
	Custo médio da dívida (%a.a.)	Circulante principal e encargos	Não circulante principal e encargos	
Moeda nacional:				
Eletrobrás	6,89%	8.054	59.249	67.303
FINAME	9,35%	834	272	1.106
Leasing	13,56%	28	-	28
Giro IBM	10,62%	4.194	5.293	9.487
Crédito RJ	5,54%	-	866.877	866.877
Giro NPS Itaú	11,58%	120.685	-	120.685
Giro IBM	11,75%	3.060	6.424	9.484
Guanabara	12,12%	2.052	5.747	7.799
IBM	10,73%	6.572	16.328	22.900
BNDES	7,53%	33.243	350.590	383.833
Sub-total	6,79%	178.722	1.310.780	1.489.502
(-) Custo de transação	-	(112)	(897)	(1.009)
Total moeda nacional	6,79%	178.610	1.309.883	1.488.493
Moeda estrangeira (USD):				
Crédito RJ	5,28%	-	178.890	178.890
Tesouro nacional	5,55%	2.302	48.535	50.837
CCBI Itaú	3,10%	233.516	-	233.516
CCBI Citibank	4,78%	204.244	-	204.244
CCBI Citibank	2,37%	96.561	-	96.561
Subtotal	4,13%	536.623	227.425	764.048
(-) Custo de transação	-	(1.657)	(700)	(2.357)
Total moeda estrangeira	4,14%	534.966	226.725	761.691
Total geral	5,89%	713.576	1.536.608	2.250.184

Em 30 de setembro de 2015, a Companhia registrou o montante de R\$1.510.807 (R\$2.250.184 em 31 de dezembro de 2014), referente a empréstimos e financiamentos, sendo R\$ 550.541 de curto prazo e R\$960.266 de longo prazo (R\$713.576 de curto prazo e R\$1.536.608 de longo prazo em 31 de dezembro de 2014) a um custo médio de 6,41% a.a, equivalente a 50,40% do CDI (5,89% a.a, equivalente a 54,47% do CDI, em 31 de dezembro de 2014).

## Centrais Elétricas do Pará S.A

Notas explicativas às informações trimestrais  
Períodos findos em 30 de setembro de 2015 e 2014  
(Em milhares de reais, exceto quando especificado)

### 16. Empréstimos e financiamentos--Continuação

Em 30 de setembro de 2015, as parcelas relativas ao principal dos empréstimos e financiamentos tinham os seguintes vencimentos:

Vencimento	30/09/2015		31/12/2014	
	Valor	%	Valor	%
Circulante	550.541	36,4%	713.576	31,7%
2016	91.810	6,1%	89.394	4,0%
2017	430.581	28,5%	87.645	3,9%
2018	138.171	9,1%	79.950	3,6%
2019	77.496	5,1%	-	-
Após 2019	222.936	14,8%	1.281.216	56,9%
Total	960.994	63,6%	1.538.205	68,4%
Custo de captação (não circulante)	(728)	0,0%	(1.597)	-0,1%
Não circulante	960.266	63,6%	1.536.608	68,3%
Total	1.510.807	100%	2.250.184	100%

## Centrais Elétricas do Pará S.A

Notas explicativas às informações trimestrais  
Períodos findos em 30 de setembro de 2015 e 2014  
(Em milhares de reais, exceto quando especificado)

### 16. Empréstimos e financiamentos--Continuação

A movimentação da conta de empréstimos e financiamentos está descrita a seguir:

	Moeda nacional		Moeda estrangeira (USD)		Total
	Passivo circulante	Passivo não circulante	Passivo circulante	Passivo não circulante	
Saldo em 31 de dezembro de 2014	178.610	1.309.883	534.966	226.725	2.250.184
Reclassificação RJ (b)	-	(866.877)	-	(178.890)	(1.045.767)
Ingressos	-	74.574	125.000	493.613	693.187
Encargos	29.120	2.549	11.999	-	43.668
Variação monetária e cambial	502	7.585	78.011	218.840	304.938
Capitalização de juros	154	-	-	-	154
Transferências de principal	80.644	(80.644)	247.960	(247.960)	-
Pagamentos de baixas de principal	(160.885)	-	(542.752)	-	(703.637)
Pagamentos de baixas de juros	(21.542)	-	(11.801)	-	(33.343)
Transferências de transação	(168)	168	(700)	700	-
Apropriação de custo de transação	185	-	1.238	-	1.423
Saldo em 30 de setembro de 2015	106.620	447.238	443.921	513.028	1.510.807

	Moeda nacional		Moeda estrangeira (USD)		Total
	Passivo circulante	Passivo não circulante	Passivo circulante	Passivo não circulante	
Saldo em 31 de dezembro de 2013	8.068	953.006	2.615	570.621	1.534.310
Ingressos	320.000	436.114	80.000	-	836.114
Encargos	19.737	2.053	13.085	-	34.875
Variação monetária e cambial	-	7.255	69.725	26.288	103.268
Capitalização de juros	5	40.226	-	8.088	48.319
Transferências de principal	100.788	(100.788)	381.729	(381.729)	-
Pagamentos de baixas de principal	(253.521)	(20.083)	(1.006)	-	(274.610)
Pagamentos de baixas de juros	(17.349)	-	(11.182)	-	(28.531)
Custo de transação	-	(897)	-	-	(897)
Transferência partes relacionadas (a)	-	(7.724)	-	-	(7.724)
Transferências de transação	(721)	721	(3.457)	3.457	-
Apropriação de custo de transação	1.603	-	3.457	-	5.060
Saldo em 31 de dezembro de 2014	178.610	1.309.883	534.966	226.725	2.250.184

O saldo referente à garantia de dívida da Companhia é compreendido por caução no montante de R\$58.520.

- (a) Refere-se à transferência da dívida do Banco Guanabara RJ cedidas a Equatorial Energia decorrente de operações entre partes relacionadas (vide nota 21).
- (b) Reclassificação de dívidas da recuperação judicial, parcialmente contestadas pelos credores, cujo caráter contingente deixou de existir com o fim da mesma e, portanto, passaram a ser considerados como contas a pagar de credores da recuperação judicial e assim classificados. Após esta definição, em 2015, os mesmos foram ajustados a valor presente, assim como o todas as demais dívidas sujeitas à recuperação judicial.

## Centrais Elétricas do Pará S.A

Notas explicativas às informações trimestrais  
Períodos findos em 30 de setembro de 2015 e 2014  
(Em milhares de reais, exceto quando especificado)

### 16. Empréstimos e financiamentos--Continuação

#### Acompanhamento dos covenants financeiros dos empréstimos e financiamentos

Os empréstimos e financiamentos contratados pela CELPA possuem *covenants* e garantias financeiras, cujo não cumprimento durante o período de apuração, poderá acarretar o vencimento antecipado dos contratos. Até o encerramento do período findo em 30 de setembro de 2015, a Companhia manteve-se dentro dos limites estipulados nos contratos.

### 17. Impostos e contribuições a recolher

	30/09/2015	31/12/2014
Circulante		
ICMS (a)	135.426	84.351
ICMS parcelamento (b)	32.145	29.625
Contribuição social sobre lucro	5.678	9.014
Encargos sociais e outros	5.957	6.668
PIS/COFINS	19.682	36.390
Outros (c)	5.158	6.343
Total	204.046	172.391
Não circulante		
ICMS parcelamento (b)	37.706	57.750
Outros (c)	19.658	18.580
Total	57.364	76.330

- (a) Valor a recolher do ICMS corrente, referente ao período de apuração de setembro de 2015, com vencimento em 10 de outubro de 2015; A principal fonte retentora de ICMS da Companhia é o imposto destacado nas faturas de energia emitidas aos consumidores.
- (b) Parcelamentos concedidos pela Secretaria de Estado da Fazenda (SEFAZ) originário de débitos de Imposto sobre a Circulação de Mercadorias e Serviços – ICMS, o qual será pago em parcelas mensais corrigidas pelo Sistema Especial de Liquidação e Custódia – SELIC, acrescido de 1% de juros, sendo que o último pagamento está previsto para ser liquidado 30 de outubro de 2017.
- (c) Os valores demonstrados no circulante referem-se a débitos correntes de ISS e os valores do não circulante são originários de PIS e COFINS a Recolher que foram compensados com créditos de DIPJ 2004 e tiveram sua PERDCOMP não homologadas através dos Despachos n.º 932677225 e 932677217, os referidos Despachos encontram-se com recurso voluntário na forma art.73 do Decreto 7.574/2011.

## Centrais Elétricas do Pará S.A

Notas explicativas às informações trimestrais  
Períodos findos em 30 de setembro de 2015 e 2014  
(Em milhares de reais, exceto quando especificado)

### 18. Imposto de renda e contribuição social diferidos

A Companhia reconheceu imposto de renda e contribuição social diferidos sobre diferenças temporárias considerando as suas projeções de lucro tributável. Os créditos fiscais diferidos sobre prejuízos fiscais não possuem prazo de prescrição e os seus efeitos financeiros ocorrerão no momento da sua realização. O imposto de renda é calculado à alíquota de 25%, considerando o adicional de 10% e a contribuição social foi constituída à alíquota de 9%. Desta forma, os referidos créditos fiscais estão reconhecidos, considerando a expectativa de sua realização, sendo observado o limite de 30% para compensação anual com lucros tributáveis, conforme determinação do CPC 26.

#### 18.1. Composição dos créditos e débitos de imposto de renda e contribuição social diferidos

a) Composição dos impostos de renda e contribuição social diferidos:

	<u>30/09/2015</u>	<u>31/12/2014</u>
IRPJ e CSLL diferenças temporárias	(79.202)	133.271
IRPJ e CSLL sobre reserva de reavaliação	(90.495)	(107.413)
Provisão para realização	-	(25.858)
Total	<u>(169.697)</u>	<u>-</u>

b) A composição do IRPJ e CSLL sobre diferenças temporárias é apresentada a seguir:

	<u>30/09/2015</u>	<u>31/12/2014</u>
AVP- ajuste a valor presente	(155.184)	3.522
Contingências	63.828	62.666
Depreciação acelerada	(8.612)	(8.612)
PCLD	133.834	97.325
Provisão fundo de pensão	16.241	12.551
Swap	(73.372)	(6.528)
VNR	(64.727)	(8.511)
Outras	8.790	(19.142)
Total	<u>(79.202)</u>	<u>133.271</u>

## Centrais Elétricas do Pará S.A

Notas explicativas às informações trimestrais  
Períodos findos em 30 de setembro de 2015 e 2014  
(Em milhares de reais, exceto quando especificado)

### 18. Imposto de renda e contribuição social diferidos -- Continuação

#### 18.1. Composição dos créditos e débitos de imposto de renda e contribuição social diferidos--Continuação

A Companhia possui prejuízos fiscais e base negativa de CSLL não reconhecidos em seu ativo em 30 de setembro de 2015, por não atender as condições previstas no CPC 32 e na deliberação CVM nº 371/2002. Tais créditos de IRPJ e CSLL, no montante de R\$202.442 (R\$236.838 em 2014), não possuem prazo de prescrição.

A conciliação da despesa calculada pela aplicação das alíquotas fiscais e da despesa do Imposto de Renda Pessoa Jurídica (IRPJ) e da Contribuição Social Sobre Lucro Líquido (CSLL) debitada em resultado, nos períodos de 30 de setembro de 2015 e 2014, é demonstrada como segue:

	30/09/2015		30/09/2014	
	IRPJ	CSLL	IRPJ	CSLL
Lucro (prejuízo) contábil antes do imposto de renda (IRPJ) e da contribuição social (CSLL)	664.240	664.240	(48.096)	(48.096)
Alíquota fiscal	25%	9%	25%	9%
Pela alíquota fiscal	166.060	59.782	-	-
Adições :				
Provisão para contingências	46.932	16.896	46.189	16.628
Provisão para crédito de liquidação duvidosa	26.846	9.665	15.120	5.443
Ajuste a valor presente	26.104	9.397	-	-
Ajustes RTT (Lei 11.638/2008)	-	-	27.692	9.969
IRPJ/CSLL sobre reserva de reavaliação	12.439	4.478	11.968	4.309
Provisão fundo de pensão	11.942	4.299	6.383	2.298
Outras despesas não dedutíveis	20.450	7.362	14.769	5.317
Total	144.713	52.097	122.121	43.964
Exclusões:				
Provisão para contingências	(46.078)	(16.588)	(66.450)	(23.922)
Provisão fundo de pensão	(9.228)	(3.322)	(6.383)	(2.298)
Ajustes RTT (Lei 11.638/2008)	-	-	(26.577)	(9.568)
Swap	(153.317)	(55.194)	-	-
Ajuste a valor presente	(122.857)	(44.229)	-	-
Reversões de provisões	-	-	(26.552)	(9.558)
Outras	43.221	15.565	(14.696)	(5.291)
Total	(288.259)	(103.768)	(140.658)	(50.637)
IRPJ e CSLL	22.514	8.111	(18.537)	(6.673)
Compensação base negativa de CSLL	-	(2.433)	23.481	8.453
Provisão para realização	-	-	18.537	6.673
Incentivo prorrogação licença maternidade	(541)	-	-	-
IRPJ e CSLL no resultado do período	21.973	5.678	23.481	8.453
Alíquota efetiva (excluindo IRPJ/CSLL diferidos)	3, 31%	0,85%	-48,82%	-17,58%
Prejuízo fiscal e base negativa de CSLL constituídos	(18.769)	(6.751)	-	-
Ativo fiscal diferido	143.546	51.671	23.481	8.453
(+) IRPJ Subvenção governamental	(21.973)	-	-	-
IRPJ e CSLL no resultado do período	124.777	50.598	23.481	8.453
Alíquota efetiva com ativo fiscal diferido	18,78%	7,62%	-48,82%	-17,58%

## Centrais Elétricas do Pará S.A

Notas explicativas às informações trimestrais  
Períodos findos em 30 de setembro de 2015 e 2014  
(Em milhares de reais, exceto quando especificado)

### 18. Imposto de renda e contribuição social diferidos--Continuação

#### 18.1. Composição dos créditos e débitos de imposto de renda e contribuição social diferidos--Continuação

Em 19 de dezembro de 2013, a Superintendência do Desenvolvimento da Amazônia - SUDAM, que pertence ao Ministério de Integração Nacional, emitiu o Laudo Constitutivo nº 140/2013, que outorga à CELPA o benefício de redução do imposto de renda de 75%, calculado sobre o imposto de renda apurado na base do lucro da exploração, sob a justificativa de diversificação de empreendimento de infraestrutura, com prazo de vigência de 2013 até o ano de 2022. Em 2015 até 30 de setembro o valor do imposto de renda calculado sobre o lucro da exploração foi de R\$40.797.

### 19. Provisão para processos cíveis, fiscais, regulatórias e trabalhistas

A Companhia é parte (polo passivo) em ações judiciais e processos administrativos perante tribunais e órgãos governamentais, decorrentes do curso normal das suas operações, envolvendo questões fiscais, trabalhistas, aspectos cíveis e outros assuntos.

A Administração, com base em informações de seus assessores jurídicos, análise das demandas judiciais pendentes e, quanto às ações trabalhistas, com base na experiência anterior referente às quantias reivindicadas, constituiu provisão em montante considerado suficiente para cobrir as prováveis perdas estimadas com as ações em curso, conforme segue:

	30/09/2015			31/12/2014		
	Valor das causas	Depósitos judiciais	Provisão líquida	Valor das causas	Depósitos judiciais	Provisão líquida
Cíveis (a)	89.063	(103.025)	(13.962)	84.057	(94.880)	(10.823)
Regulatórias	1.863	-	1.863	8.336	-	8.336
Trabalhistas	96.802	(34.303)	62.499	91.918	(32.856)	59.062
	<b>187.728</b>	<b>(137.328)</b>	<b>50.400</b>	184.311	(127.736)	56.575
Circulante	96.722	(1.375)	95.347	-	(595)	(595)
Não circulante	91.006	(135.953)	(44.947)	184.311	(127.141)	57.170
Total	<b>187.728</b>	<b>(137.328)</b>	<b>50.400</b>	184.311	(127.736)	56.575

(a) Dos valores de depósitos judiciais cíveis, R\$61.979 se referem a fluxos de contratos de cédulas bancárias que estão sendo depositados no âmbito do processo de recuperação judicial. Estes créditos foram listados no plano de recuperação judicial e foram impugnados pelas instituições financeiras credoras. Os valores permanecerão depositados em juízo até que seja proferida pela justiça uma decisão final de mérito sobre a sujeição ou não dos créditos ao regime recuperacional.

#### Movimentação dos processos no período

	31/12/2014		30/09/2015		
	Saldo inicial	Adição a provisão	Reversão	Atualização	Saldo final
Cíveis	84.057	6.233	(7.164)	5.937	89.063
Regulatórias	8.336	-	(6.947)	474	1.863
Trabalhistas	91.918	2.416	(4.172)	6.640	96.802
Total	184.311	8.649	(18.283)	13.051	187.728

## Centrais Elétricas do Pará S.A

Notas explicativas às informações trimestrais  
Períodos findos em 30 de setembro de 2015 e 2014  
(Em milhares de reais, exceto quando especificado)

### 19. Provisão para processos cíveis, fiscais, regulatórias e trabalhistas-- Continuação

	31/12/2013		31/12/2014		Saldo final
	Saldo inicial	Adição a provisão	Reversão	Atualização	
Cíveis	59.726	23.683	(12.427)	13.075	84.057
Fiscais	80	-	(80)	-	-
Regulatórias (a)	127.389	3.203	(122.358)	102	8.336
Trabalhistas	78.603	4.757	(8.744)	17.302	91.918
Total	265.798	31.643	(143.609)	30.479	184.311

(a) Do valor das reversões, R\$39.540 foram parceladas no âmbito da Lei 12.996/2014 em agosto de 2014, R\$20.044 referem-se à redução ou ganhos nas penalidades aplicadas e R\$21.801 referente ajuste de processos e de cálculo da Selic, R\$2.067 decorrente pagamento de processo e R\$38.906 referentes aos Termos de Ajustamento de Conduta – TACs (conforme despacho nº 2.913, de 18 de setembro de 2012, que homologou o plano de transição da CELPA), uma vez que, os mesmos passaram a ser controlados por conta específica de obrigações especial.

#### Cíveis

A Companhia figura como parte ré em 8.572 processos cíveis, sendo que 6.385 tramitam em Juizados Especiais, os quais, em sua grande maioria, referem-se a pleitos de danos materiais e morais, assim como ressarcimento de valores pagos por consumidores.

Os processos cíveis mais significativos envolvem ações indenizatórias questionando falha no fornecimento, acidentes com a rede de distribuição, morte por descarga elétrica ou danos decorrentes da rescisão de contratos com fornecedores.

As demonstrações financeiras intermediárias findas em 30 de setembro de 2015 contemplam provisão de R\$89.063 (R\$84.057 em 31 de dezembro de 2014).

Além das perdas provisionadas, existem outras contingências cíveis cuja possibilidade de perda é avaliada pela Administração, com base na avaliação da gerência jurídica e seus assessores legais externos, como possível, no montante de R\$377.946 (R\$516.122 em 31 de dezembro de 2014) para as quais não foi constituída provisão. Os assuntos discutidos nos processos mais relevantes de diagnóstico possível na esfera cível são: taxa de iluminação pública, nos quais os consumidores questionam a constitucionalidade da cobrança da antiga taxa; falha no fornecimento de energia elétrica; e quebra de contrato, que são demandas nas quais antigos fornecedores da Companhia alegam desequilíbrio contratual e pleiteiam ressarcimento de danos decorrentes da execução dos contratos.

## **Centrais Elétricas do Pará S.A**

Notas explicativas às informações trimestrais  
Períodos findos em 30 de setembro de 2015 e 2014  
(Em milhares de reais, exceto quando especificado)

### **19. Provisão para processos cíveis, fiscais, regulatórias e trabalhistas--** Continuação

#### **Fiscais**

A Companhia figura como parte ré em 90 processos fiscais os quais versam sobre repasse de PIS, COFINS, ICMS, taxa de uso de ocupação do solo, dentre outros assuntos relativos a lançamentos e autuações fiscais.

Existem contingências fiscais cuja possibilidade de perda é avaliada pela Administração, com base na avaliação da Gerência Jurídica e seus assessores legais externos, como possível, no montante de R\$16.182 (R\$16.180 em 31 de dezembro de 2014) para as quais não foi constituída provisão. O assunto mais relevante é execução fiscal de ICMS - Imposto sobre Circulação de Mercadoria e Serviço que representa R\$16.164 do valor possível.

#### **Regulatórias**

Atualmente, a Companhia possui 1 processo de infração em tramitação na ANEEL que totaliza R\$1.863. Em julho de 2014, 13 processos que correspondiam a R\$39.000 em multas foram convertidos em TAC (termo de ajustamento de conduta), conforme aprovado no plano de transição da Companhia e pelos extratos publicados no Diário Oficial em 17 de julho de 2014, e seus valores serão revertidos em investimentos, reconhecidos como obrigações especiais, na melhoria do serviço prestado.

#### **Trabalhistas**

Atualmente, o passivo trabalhista é composto por 1.698 reclamações ajuizadas por ex-empregados da Companhia, com pedidos que variam entre verbas rescisórias, horas extras, periculosidade, equiparação e/ou reenquadramento salarial, doença ocupacional/reintegração, entre outros, assim como por ações movidas por ex-empregados de empresas terceirizadas (responsabilidade subsidiária), que pleiteiam, em sua maioria, verbas rescisórias.

Dos processos trabalhistas existentes, constam duas ações coletivas ajuizadas pelo Ministério Público do Trabalho e 13 (treze) ações coletivas movidas pelos Sindicatos representantes das categorias dos empregados.

Existem outras duas ações relevantes propostas pelo Sindicato dos Trabalhadores nas Indústrias Urbanas do Estado do Pará e pelo Sindicato dos Eletricitários do Estado do Pará as quais postulam a incidência dos adicionais de periculosidade, horas extras, sobreaviso e noturno sobre a remuneração. O Tribunal Regional do Trabalho da 8ª Região, em sede de Recurso Ordinário, excluiu o pagamento do adicional de sobreaviso sobre a periculosidade. O Tribunal Superior do Trabalho confirmou o Acórdão Regional, em todo o seu teor. Atualmente, os processos foram liquidados e se encontram em fase de execução. Os processos estão provisionados em R\$6.575 e R\$47.353.

## **Centrais Elétricas do Pará S.A**

Notas explicativas às informações trimestrais  
Períodos findos em 30 de setembro de 2015 e 2014  
(Em milhares de reais, exceto quando especificado)

### **19. Provisão para processos cíveis, fiscais, regulatórias e trabalhistas -- Continuação**

As demonstrações financeiras intermediárias findas em 30 de setembro de 2015 contemplam provisão de R\$96.802 (R\$91.918 em 31 de dezembro de 2014).

Além das perdas provisionadas, existem outras contingências trabalhistas cuja possibilidade de perda é avaliada pela Administração, com base na avaliação da gerência jurídica e seus assessores legais externos, como possível, no montante de R\$63.186 (R\$38.382 em 31 de dezembro de 2014) para as quais não foi constituída provisão. As ações relevantes com diagnóstico possível versam sobre ação civil pública requerendo o pagamento de adicional de periculosidade aos colaboradores e reclamações trabalhistas individuais requerendo o pagamento de verbas rescisórias envolvendo empresas terceirizadas prestadoras de serviços, respondendo a Celpa apenas subsidiariamente nesses pleitos.

A Companhia está sujeita às leis de preservação ambiental e aos respectivos regulamentos nas esferas Federal, Estadual e Municipal. A Companhia considera que a exposição aos riscos ambientais, baseada na avaliação dos dados disponíveis, no atendimento às leis e aos regulamentos aplicáveis, não apresenta impacto relevante em suas demonstrações financeiras ou no resultado de suas operações.

Os processos nos quais a Companhia é parte, bem como os depósitos judiciais a eles associados, são classificados em curto e longo prazo, de acordo com o prazo estimado de exigibilidade financeira. Nestes termos, a gerência jurídica classifica os processos de acordo com o foro de tramitação e a fase processual em que se encontram. Logo, se a expectativa de deslinde da ação judicial for de 12 (doze) meses ou menos, assim considerados os processos que tramitam nos juizados especiais e todos os demais que já se encontram em fase de liquidação ou execução, o processo será classificado como de “curto prazo”. Já se a expectativa de desenrolar da causa for maior que 12 (doze) meses, o processo será classificado como de “longo prazo”.

Em decisão tomada no dia 04 de agosto de 2015, o Tribunal Superior do Trabalho (TST) mudou o entendimento e determinou que os créditos trabalhistas passem a ser corrigidos pelo Índice de Preços ao Consumidor Amplo Especial (IPCA-E) e não mais pela Taxa Referencial Diária (TRD). A decisão foi tomada com base no julgamento feito pelo Supremo Tribunal Federal (STF), que reconheceu como inconstitucional o uso da Taxa Referencial Diária (TRD), como índice de correção monetária, por não recompor integralmente o valor da moeda, não sendo apto então a repor o patrimônio lesado.

Em 14 de outubro de 2015 o Supremo Tribunal Federal (STF), deferiu liminar que suspendeu os efeitos da decisão proferida pelo Tribunal Superior do Trabalho (TST), diante dessa decisão a Companhia avaliou em R\$13.401 o possível impacto caso essa Liminar seja revogada.

## Centrais Elétricas do Pará S.A

Notas explicativas às informações trimestrais  
Períodos findos em 30 de setembro de 2015 e 2014  
(Em milhares de reais, exceto quando especificado)

### 20. Partes relacionadas

Os principais saldos de ativos e passivos em 30 de setembro de 2015, assim como as transações que influenciaram o resultado do período, relativas a operações com partes relacionadas decorrem de transações da Companhia com sua controladora, acionistas e suas partes relacionadas, profissionais-chaves da Administração (presidente e diretores) e outras partes relacionadas, conforme Deliberação CVM nº 560, de 11 de março de 2008, que aprovou o CPC 05 - Divulgações sobre Partes Relacionadas estão demonstradas a seguir:

Empresa	Natureza da operação	Vencimento	30/09/2015		31/12/2014	30/09/2014
			Passivo	Receita/ despesa	Passivo	Receita/ despesa
Equatorial Energia (controladora)	Cessão de créditos (a)	31/08/2026	198.613	(16.524)	466.006	(30.951)
	Mútuo (b)	02/05/2016	102.523	6.692	102.089	(5.487)
	AFAC (c)		-	-	306.000	-
			<b>301.136</b>	-	874.095	-
Circulante			<b>2.523</b>	-	225.019	-
Não circulante			<b>298.613</b>	-	649.076	-

- (a) Valores provenientes da aquisição direta ou indireta dos créditos constantes no Plano de Recuperação Judicial da CELPA. Em 16 de junho de 2015, a Equatorial integralizou o montante de R\$291.216 do crédito cedido pelo BNDES. Em 30 de junho de 2015, conforme dispositivos do Pronunciamento Técnico CPC 12 – Ajuste a Valor Presente, a Companhia reconheceu o AVP de R\$6.144 utilizando como taxa de desconto, taxa que refletia o risco e prazos das captações disponíveis no mercado à Companhia (Saldo em 30 de setembro 2015, R\$6.023).
- (b) Refere-se a contrato de mútuo celebrado em 23 de abril de 2014, com o prazo total de 24 meses e vencimento final em 02 de maio de 2016, cuja finalidade foi a recomposição de caixa.
- (c) Aporte para Futuro Aumento de Capital: refere-se a saldo de aportes realizados pelo Controlador derivado da obrigação assumida no Plano de Recuperação Judicial e no Plano de Transição da ANEEL, de aportar recursos novos no montante de R\$700.000 até dezembro de 2014. Obrigação plenamente cumprida em 04 de abril de 2014 e totalmente integralizado no segundo trimestre de 2015.

## Centrais Elétricas do Pará S.A

Notas explicativas às informações trimestrais  
Períodos findos em 30 de setembro de 2015 e 2014  
(Em milhares de reais, exceto quando especificado)

### 20. Partes relacionadas--Continuação

#### Remuneração de pessoal - chave da Administração

A remuneração anual global dos membros do Conselho de Administração e Diretoria foi fixada em até R\$12.500, conforme Assembleia Geral Ordinária, realizada em 16 de abril de 2015.

Proporção de cada elemento na remuneração total, referente ao período findo em 30 de setembro de 2015:

<b>Conselho de Administração</b>	
Remuneração fixa:	100%
<b>Diretoria</b>	
Remuneração fixa:	100%
Remuneração variável:	0%

#### Remuneração do Conselho de Administração e Diretoria paga pela Companhia no período:

<b>30/09/2015</b>	<b>Conselho de Administração</b>	<b>Diretoria estatutária</b>	<b>Total</b>
<b>Números de membros</b>	<b>8</b>	<b>8</b>	<b>16</b>
<b>Remuneração fixa anual</b>	<b>279</b>	<b>2.252</b>	<b>2.531</b>
Salário ou pró-labore	279	2.045	2.324
Benefícios diretos e indiretos	-	207	207
<b>Benefícios pós-emprego</b>	<b>-</b>	<b>81</b>	<b>81</b>
<b>Valor total da remuneração por órgão</b>	<b>279</b>	<b>2.333</b>	<b>2.612</b>

## Centrais Elétricas do Pará S.A

Notas explicativas às informações trimestrais  
Períodos findos em 30 de setembro de 2015 e 2014  
(Em milhares de reais, exceto quando especificado)

### 20. Partes relacionadas--Continuação

#### Garantias de partes relacionadas

A Companhia tem sua controladora, Equatorial Energia S.A, como sua avalista ou fiadora em 100% do montante do passivo para os contratos de financiamentos abaixo listados:

INSTITUIÇÃO	VALOR DO FINANCIAMENTO	% DO AVAL	INÍCIO	TÉRMINO	VALOR LIBERADO	30/09/2015
Banco Interamericano de Desenvolvimento (RJ)	121.095	100	01/09/2012	31/08/2026	121.095	264.677
Banco IBM (Capital de Giro)	11.700	100	22/01/2014	24/07/2017	11.700	7.214
Banco IBM (Capital de Giro)	10.000	100	19/09/2014	19/03/2018	10.000	7.977
Banco Guanabara - (Capital de Giro CCB )	8.114	100	20/10/2014	22/10/2018	8.114	6.283
Banco IBM (Capital de Giro)	20.900	100	30/12/2014	30/06/2018	22.900	20.135
BNDES ( Financiamento )	498.073	100	26/12/2014	15/05/2024	407.150	394.690
Banco Itaú (Capital de Giro CCBI)- US\$69MM	200.000	100	25/02/2015	24/02/2017	200.000	276.644
Banco CitiBank (Capital de Giro CCBI) - US\$ 112MM	293.613	100	02/02/2015	02/02/2018	293.613	448.561
Banco Santander	40.000	100	02/03/2015	25/02/2016	40.000	55.570
Banco IBM (Capital de Giro)	22.900	100	03/07/2015	03/01/2019	22.900	22.509
Banco Santander	85.000	100	12/08/2015	08/08/2016	85.000	96.876
Austral Seguradora (Garantia Judicial 0021347-94.2009.4.01.3400 - AI ANEEL nº 001/2007)	11.386	100	01/05/2014	01/05/2016	N/A	N/A
Austral Seguradora (Garantia Judicial 50941-85.2011.4.01.3400 - AI ANEEL nº 008/2008)	15.710	100	01/05/2014	01/05/2016	N/A	N/A
Austral Seguradora (Garantia Judicial 12901-3432011.4.01.3400 - AI ANEEL nº 009/2008)	4.709	100	13/06/2015	13/12/2015	N/A	N/A
Austral Seguradora (Garantia de Leilão 006/2013 - 48500.002921/2013-25)	122	100	01/10/2014	01/04/2016	N/A	N/A
Austral Seguradora (Garantia de Leilão 10/2013 A-5)	361	100	02/10/2014	02/04/2016	N/A	N/A
Austral Seguradora (Garantia de Leilão 004/2015)	5	100	13/08/2015	02/05/2016	N/A	N/A
Austral Seguradora (Seguro Judicial - Segurado Terra industrial)	1.825	100	13/12/2013	13/12/2015	N/A	N/A
Austral Seguradora (Seguro Judicial - Segurado Município de Marabá)	486	100	01/01/2014	01/01/2016	N/A	N/A
Austral Seguradora (Seguro Judicial - Segurado PETROS)	36.808	100	10/03/2014	10/03/2017	N/A	N/A
Austral Seguradora (Seguro Judicial - Segurado PINE)	36.467	100	09/09/2015	09/09/2016	N/A	N/A
Austral Seguradora (Seguro Judicial - Segurado STIUPA)	25.175	100	10/11/2014	09/11/2019	N/A	N/A
Austral Seguradora (Garantia de Compra de Energia - Leilão 006/2014 - 20º LEE)	461	100	18/11/2014	18/11/2015	N/A	N/A
Austral Seguradora (Seguro Judicial-Processo nº.001.2012.908.134-3 - 3ª Vara de Execução Fiscal de Belém/PA )	4.418	100	13/01/2015	13/01/2020	N/A	N/A
Austral Seguradora (Seguro Judicial-Processo nº.001.2012.923.686-3 - 3ª Vara de Execução Fiscal de Belém/PA )	79	100	13/01/2015	13/01/2020	N/A	N/A
Austral Seguradora (Seguro Judicial - Processo nº. 1575-70.2012.5.08.0003)	677	100	02/02/2015	29/01/2017	N/A	N/A
Austral Seguradora (Seguro Judicial - Processo nº. 0000071-15.2015.5.08.0006 6ª Vara do Trabalho de Belém)	21.614	100	10/03/2015	10/03/2016	N/A	N/A
Austral Seguradora (Garantia de Compra de Energia - Leilão nº. 02/2015 (3º LFA))	283	100	15/04/2015	31/12/2015	N/A	N/A
Austral Seguradora (Seguro Judicial - Processo nº. 0009689-93.2014.8.14.0040 Exceção Fiscal de Parauapebas)	18	100	15/05/2015	15/05/2020	N/A	N/A
Austral Seguradora (Seguro Judicial - Processo nº. 0000587-05.2015.08.0016 - 17ª Vara do Trabalho Belém/PA )	2.474	100	21/05/2015	21/05/2017	N/A	N/A
Austral Seguradora (Seguro Judicial - Processo nº. 0001007-41.2014.08.0017 - 17ª Vara do Trabalho Belém/PA )	1.028	100	02/06/2015	02/06/2017	N/A	N/A
Austral Seguradora (Seguro Judicial - Processo nº. 0000578-90.1997.814.0301 - Civil)	1.315	100	09/07/2015	09/07/2018	N/A	N/A
Austral Seguradora (Garantia Judicial - AI nº.032809-A - ICMBio )	66	100	10/08/2015	10/05/2018	N/A	N/A
Austral Seguradora (Seguro Judicial - Processo nº. 0000811-6932012.5.08.0008 - 8ª Vara do Trabalho )	410	100	27/08/2015	27/08/2017	N/A	N/A
Austral Seguradora (Seguro Judicial - Processo nº. 0026707-91.2011.8.14.0301 - 11ª Vara Cível)	571	100	15/09/2015	15/09/2017	N/A	N/A
<b>Total</b>	<b>1.477.863</b>				<b>1.222.472</b>	<b>1.601.136</b>

## Centrais Elétricas do Pará S.A

Notas explicativas às informações trimestrais  
Períodos findos em 30 de setembro de 2015 e 2014  
(Em milhares de reais, exceto quando especificado)

### 21. Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética

	30/09/2015		31/12/2014	
	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante
Fundo nacional desenv.científico tecnológico -FNDCT	1.277	-	947	-
Ministério de Minas e Energia – MME	636	-	199	-
Pesquisa e desenvolvimento - P&D	21.001	31.112	16.780	28.392
Programa de eficiência energética - PEE	35.301	64.081	37.091	58.477
<b>Total</b>	<b>58.215</b>	<b>95.193</b>	<b>55.017</b>	<b>86.869</b>

### 22. Valores a pagar da recuperação judicial

	30/09/2015		
	Circulante	Não circulante	Total
Credores operacionais (a)	77.375	146.855	224.230
Encargos setoriais (b)	27.255	34.013	61.268
Intragrupos (c)	-	68.418	68.418
Credores financeiros	-	1.187.971	1.187.971
( - ) Ajuste a valor presente (d)	(8.693)	(463.424)	(472.117)
<b>Total</b>	<b>95.937</b>	<b>973.833</b>	<b>1.069.770</b>

	31/12/2014		
	Circulante	Não circulante	Total
Credores operacionais (a)	76.381	203.196	279.577
Encargos setoriais (b)	24.881	49.556	74.437
Intragrupos (c)	-	65.549	65.549
( - ) Ajuste a valor presente (d)	(21.631)	(62.071)	(83.702)
<b>Total</b>	<b>79.631</b>	<b>256.230</b>	<b>335.861</b>

Vencimento	30/09/2015		31/12/2014	
	Valor	%	Valor	%
Circulante	95.937	9,0%	79.631	23,7%
2016	32.978	3,1%	58.421	17,4%
2017	112.293	10,5%	108.330	32,3%
2018	-	0,0%	23.930	7,2%
2019	6.464	0,6%	318	0,1%
Após 2019	822.098	76,8%	65.231	19,4%
<b>Total</b>	<b>973.833</b>	<b>91,0%</b>	<b>256.230</b>	<b>76,3%</b>
Custo de captação (não circulante)	-	0,0%	-	0,0%
<b>Não circulante</b>	<b>973.833</b>	<b>91,0%</b>	<b>256.230</b>	<b>76,3%</b>
<b>Total</b>	<b>1.069.770</b>	<b>100%</b>	<b>335.861</b>	<b>100%</b>

## Centrais Elétricas do Pará S.A

Notas explicativas às informações trimestrais  
Períodos findos em 30 de setembro de 2015 e 2014  
(Em milhares de reais, exceto quando especificado)

### 22. Valores a pagar da recuperação judicial-- Continuação

	Saldo em 31/12/2014	Reclassificação		Juros, encargos e variação		Amortização	Ajuste a valor presente (d)	Saldo em 30/09/2015
		RJ	Ingressos	cambial				
Credores operacionais (a)	195.875	-	2.967	-	(58.316)	40.506	181.032	
Encargos setoriais (b)	74.437	-	-	6.283	(19.451)	(1.094)	60.175	
Intragrupo (c)	65.549	-	-	2.869	-	(28.737)	39.681	
Credores financeiros	-	1.045.767	-	142.205	-	(399.090)	788.882	
<b>Total</b>	<b>335.861</b>	<b>1.045.767</b>	<b>2.967</b>	<b>151.357</b>	<b>(77.767)</b>	<b>(388.415)</b>	<b>1.069.770</b>	

	Saldo em 31/12/2013	Reclassificação		Juros, encargos e variação		Amortização	Ajuste a valor presente	Saldo em 30/09/2014
		RJ	Ingressos	cambial				
Credores operacionais (a)	266.465	-	8.101	-	(81.274)	2.583	195.875	
Encargos setoriais (b)	89.513	-	-	8.583	(23.659)	-	74.437	
Intragrupo (c)	61.896	-	-	3.653	-	-	65.549	
<b>Total</b>	<b>417.874</b>	<b>-</b>	<b>8.101</b>	<b>12.236</b>	<b>(104.933)</b>	<b>2.583</b>	<b>335.861</b>	

- (a) Valores devidos aos credores ligados à operação da Companhia, tais como prestadores de serviços, fornecedores de materiais, locatários, entre outros que foram homologados no âmbito do Plano de Recuperação Judicial da CELPA.
- (b) Refere-se aos encargos RGR, CCC, Taxa de fiscalização, CDE, Proinfra e MME parcelados no âmbito da recuperação judicial
- (c) Refere-se aos créditos detidos por empresas integrantes do antigo grupo controlador que se encontram parcelados no âmbito da recuperação judicial.
- (d) Com a recuperação judicial, houve uma mudança nos termos de contratos de empréstimos e financiamentos contraídos antes da determinação da mesma. Durante esta fase, algumas instituições financeiras pleiteavam a exclusão da recuperação judicial por entender que seus créditos eram extra concursais. O encerramento do processo de recuperação, ocorrido em 01 de dezembro de 2014, atestou o cumprimento do plano pela CIA., sobretudo no que diz respeito aos aportes de recursos, pagamento aos credores conforme, consignado e principalmente considerou imaterial o montante controverso de sujeição ou não de créditos ao plano de recuperação judicial. Tanto que, em Assembléia Geral de Credores, a maioria dos presentes, tanto em quantidade, quanto em valor, aprovaram a saída da empresa do período de supervisão judicial e logo em seguida os agentes relacionados ao processo (administrador judicial, perito contador, Ministério Público e ANEEL), manifestaram formalmente nos autos opinando pelo encerramento da recuperação, culminando com a sentença de encerramento da recuperação judicial. Desta forma, após análises feita pela CIA, as quais foram concluídas no trimestre findo em 30 de junho de 2015, passou-se a considerar como remota a possibilidade de exclusão dos créditos dos critérios da recuperação judicial, sendo possível mantê-los, com probabilidade mais que possível até o seu vencimento definido em recuperação judicial. Sendo assim, em 2015, a companhia realizou o ajuste a valor presente, no valor de R\$395.292, sendo R\$404.983 de empréstimos e financiamentos, (R\$26.206) de credores operacionais, R\$15.300 de intragrupos e R\$1.215 de encargos setoriais. Entendeu-se que houve mudança nos termos da dívida e certeza mais que possível de sua manutenção até o vencimento, fato gerador para os registros a valor presente de acordo com o CPC -12.

## Centrais Elétricas do Pará S.A

Notas explicativas às informações trimestrais  
Períodos findos em 30 de setembro de 2015 e 2014  
(Em milhares de reais, exceto quando especificado)

### 23. Outras contas a pagar

	30/09/2015		31/12/2014	
	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante
Adiantamento de consumidores(a)	33.171	-	35.266	-
ANEEL - autos de infração (b)	12.503	31.245	7.762	35.668
Convênios de arrecadação	1.963	-	2.079	-
Questionamentos tributários - CCC (c)	-	197.864	-	158.237
Encargos tarifários	1.232	-	1.228	-
Entidades seguradoras	203	-	202	-
Multas regulatórias (d)	43.944	-	43.944	-
Taxa de iluminação pública	17.725	-	11.567	-
Taxas regulamentares	33.205	-	668	-
Outras contas a pagar (e)	46.350	24.382	61.009	3.097
<b>Total</b>	<b>190.296</b>	<b>253.491</b>	<b>163.725</b>	<b>197.002</b>

- (a) Refere-se a adiantamentos recebidos de consumidores com a finalidade de assegurar os investimentos necessários ao atendimento, pela Companhia, ao consumidor.
- (b) Refere-se a saldos de Parcelamentos de Multas Regulatórias inscritas em Dívida Ativa parceladas em agosto de 2012 e Multas Regulatórias não inscritas em Dívida Ativa na modalidade espontânea Lei 12.996/2014 em agosto de 2014. O valor das parcelas será acrescido de juros de 1% mais à variação da taxa SELIC - Sistema Especial de Liquidação e Custódia.
- (c) Refere-se a questionamentos tributários a restituir ao Fundo CCC conforme Resolução Normativa Nº 427/11.
- (d) Refere-se a um passivo de penalidade por transgressão dos indicadores de continuidade, em discussão no âmbito administrativo do Processo 0048/2012-GTE e no plano de recuperação judicial.
- (e) Dos valores de outras contas a pagar, R\$46.350, temos como principal composição R\$8.018 referente à provisão de honorários do Administrador e do Contador da Recuperação Judicial e R\$38.332 referente ao provisionamento para pagamento de custos operacionais a diversos prestadores de serviços.

## Centrais Elétricas do Pará S.A

Notas explicativas às informações trimestrais  
Períodos findos em 30 de setembro de 2015 e 2014  
(Em milhares de reais, exceto quando especificado)

### 24. Patrimônio líquido

#### 24.1. Capital social

O capital social da Companhia em 30 de setembro de 2015 é de R\$1.521.740 (R\$924.524 em 31 de dezembro de 2014), representado por 2.209.074.007 ações escriturais, sem valor nominal, sendo: 2.204.620.569 ações ordinárias e 4.453.438 ações preferenciais, divididas em 2.166.816 preferenciais Classe "A"; 1.085.373 preferenciais Classe "B"; e 1.201.249 preferenciais Classe "C", cuja composição por classe de ações e principais acionistas é a seguinte:

Acionistas	Ordinárias		Número de ações						Total	
		%	A		Preferenciais		C			%
				%	B	%				
Equatorial Energia	2.131.276.838	96,67%	346.012	15,97%	2	0,00%	115.903	9,65%	2.131.738.755	96,50%
Eletrobrás	20.664.721	0,94%	121.339	5,60%	1.074.634	99,01%	-	0,00%	21.860.694	0,99%
Outros (minoritários)	52.679.010	2,39%	1.699.465	78,43%	10.737	0,99%	1.085.346	90,35%	55.474.558	2,51%
<b>Total</b>	<b>2.204.620.569</b>	<b>100,00%</b>	<b>2.166.816</b>	<b>100,00%</b>	<b>1.085.373</b>	<b>100,00%</b>	<b>1.201.249</b>	<b>100,00%</b>	<b>2.209.074.007</b>	<b>100,00%</b>

Conforme Reunião do Conselho de Administração da Companhia de 16 de junho de 2015, foi aprovado aumento no capital social da Companhia de R\$597.216 mediante: (i) capitalização de créditos referentes aos Adiantamentos para Futuro Aumento de Capital – AFACs, que somam R\$306.000, e; (ii) aos créditos detidos pela Equatorial Energia S.A. em face da Companhia, no valor total atualizado de R\$291.216, oriundos de Cessão Particular de Crédito entre BNDES Participações S.A. – BNDESPAR e Equatorial Energia S.A.

#### 24.2. Reserva de reavaliação

	30/09/2015	31/12/2014
Reserva de reavaliação	178.561	211.401

#### Movimentação da reserva de reavaliação

	31/12/2014	Quota de reavaliação	Adição	Baixa	30/09/2015
Reserva de reavaliação	320.304	(24.730)	-	(25.027)	270.547
Encargo tributário	(108.903)	-	16.917	-	(91.986)
<b>Total</b>	<b>211.401</b>	<b>(24.730)</b>	<b>16.917</b>	<b>(25.027)</b>	<b>178.561</b>

## Centrais Elétricas do Pará S.A

Notas explicativas às informações trimestrais  
Períodos findos em 30 de setembro de 2015 e 2014  
(Em milhares de reais, exceto quando especificado)

### 25. Receita operacional

Em 30 de setembro de 2015 e 2014, a composição do fornecimento de energia elétrica pelas classes de consumidores é a seguinte:

	30/09/2015			30/09/2014		
	Nº de consumidores (*)	MWh (*)	R\$	Nº de consumidores (*)	MWh (*)	R\$
Residencial	1.958.909	2.472.045	1.589.533	1.841.948	2.445.535	1.194.376
Industrial	4.018	977.378	484.473	4.038	989.717	360.995
Comercial	165.916	1.291.485	889.520	159.280	1.265.849	662.423
Rural	125.157	149.065	73.943	117.909	149.967	56.065
Poder público	18.509	356.161	230.608	17.993	347.230	174.040
Iluminação pública	470	329.460	137.149	438	284.970	89.069
Serviço público	1.888	184.342	77.020	1.857	184.859	56.897
Consumo próprio	293	24.578	-	274	24.539	-
Receita pela disponibilidade - uso da rede	-	-	18.715	-	-	17.739
Fornec.não faturado reposição tarifaria	-	-	49.036	-	-	42.483
Baixa renda	-	-	105.258	-	-	89.231
Transf. p/ obrigações especiais – ultrapassada demanda / excedente de reativos	-	-	(25.782)	-	-	-
Suprimento CCEE	-	-	159.570	-	-	51.264
Receita de construção	-	-	476.457	-	-	614.035
Valores a receber de parcela A e outros itens financeiros	-	-	254.153	-	-	-
PIS e COFINS sobre a parcela A	-	-	(36.766)	-	-	-
Outras	-	-	23.124	-	-	13.029
<b>Total</b>	<b>2.275.160</b>	<b>5.784.514</b>	<b>4.506.011</b>	<b>2.143.737</b>	<b>5.692.666</b>	<b>3.421.646</b>

(\*) Informação não revisada pelos auditores independentes

A partir do segundo semestre de 2014 com o advento do OCPC08, - Reconhecimento de Determinados Ativos ou Passivos nos relatórios Contábil-Financeiros de Propósito Geral das Distribuidoras de Energia Elétrica, a Companhia passou a registrar esses direitos e obrigações de acordo com o período de competência e de maneira prospectiva, conforme descrito na nota 7.

## Centrais Elétricas do Pará S.A

Notas explicativas às informações trimestrais  
Períodos findos em 30 de setembro de 2015 e 2014  
(Em milhares de reais, exceto quando especificado)

### 25. Receita operacional--Continuação

#### Receita operacional líquida

A conciliação da receita bruta para a receita líquida é como segue:

	<u>30/09/2015</u>	<u>30/09/2014</u>
Receita bruta operacional		
Fornecimento de energia elétrica	<b>3.828.145</b>	2.655.743
Receita operacional	<b>3.530.024</b>	2.612.499
Remuneração financeira WACC (a)	<b>80.734</b>	43.244
Valores a receber de parcela A e outros itens financeiros (b)	<b>254.153</b>	-
PIS e CONFINS sobre parcela A	<b>(36.766)</b>	-
Receita pela disponibilidade - uso da rede	<b>18.715</b>	17.739
Suprimento de energia elétrica (c)	<b>159.570</b>	51.264
Receita de construção (d)	<b>476.457</b>	614.035
Outras receitas	<b>23.124</b>	82.865
Total da receita bruta operacional	<b>4.506.011</b>	3.421.646
ICMS sobre a venda de energia elétrica	<b>(814.846)</b>	(570.651)
PIS e COFINS	<b>(366.610)</b>	(252.468)
ISS	<b>(566)</b>	(2.067)
Pesquisa e desenvolvimento P & D	<b>(4.243)</b>	(3.600)
Programa de eficiência energética - EPE	<b>(2.121)</b>	(1.800)
Conta de desenvolvimento energético – CDE (e)	<b>(157.471)</b>	(5.403)
Estudo de eficiência energética – PEE	<b>(10.607)</b>	(8.999)
Fundo nacional de desenvolvimento científico e tecnológico - FNDCT	<b>(4.243)</b>	(3.600)
Deduções à receita operacional	<b>(1.360.707)</b>	(848.588)
Receita operacional líquida	<b>3.145.304</b>	2.573.058

- (a) O aumento da remuneração financeira WACC é referente ao processo de revisão tarifária, realizado em Agosto/2015. Conforme nota técnica 240/2012 e 198/2015-SGT/ANEEL, a base de remuneração líquida sofreu um aumento de 104% no período.
- (b) Por meio do Despacho nº 4.621, de 25 de novembro de 2014, a ANEEL aprovou modelo de aditivo aos Contratos de Concessão do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica, cujo objetivo é garantir que os saldos remanescentes de ativos ou passivos regulatórios relativos a valores financeiros a serem apurados com base nos regulamentos preestabelecidos pela ANEEL, incluídos aqueles constituídos após a última alteração tarifária comporão o valor da indenização a ser recebida pelo concessionário em eventual término da concessão, por qualquer motivo. Como consequência, foi emitido pelo CPC a Orientação Técnica - OCPC08 ("OCPC08") que teve por objetivo tratar dos requisitos básicos de reconhecimento, mensuração e evidenciação destes ativos ou passivos financeiros que passam a ter a característica de direito (ou obrigação) incondicional de receber (ou entregar) caixa ou outro instrumento financeiro a uma contraparte claramente identificada.
- (c) O valor corresponde a receita na operação de curto prazo no mercado *spot*, onde em agosto de 2015, ocorreu a devolução do pagamento da liminar de Jirau, cujos os valores foram registrados na liquidação de julho de 2015, onde a contrapartida esta linha despesas de curto prazo.

## Centrais Elétricas do Pará S.A

Notas explicativas às informações trimestrais  
Períodos findos em 30 de setembro de 2015 e 2014  
(Em milhares de reais, exceto quando especificado)

### 25. Receita operacional--Continuação

#### Receita operacional líquida --Continuação

- (d) A ICPC 01 estabelece que a concessionária de energia elétrica deve registrar e mensurar a receita dos serviços que presta de acordo com os Pronunciamentos Técnicos CPC 17 - Contratos de Construção (serviços de construção ou melhoria) e CPC 30 - Receitas (serviços de operação - fornecimento de energia elétrica), mesmo quando regidos por um único contrato de concessão. A Companhia contabiliza receitas e custos relativos a serviços de construção ou melhoria da infraestrutura utilizada na prestação dos serviços de distribuição de energia elétrica. A margem de construção adotada é estabelecida como sendo igual a zero, considerando que: (i) a atividade fim da Companhia é a distribuição de energia elétrica; (ii) toda receita de construção está relacionada com a construção de infraestrutura para o alcance da sua atividade fim, ou seja, a distribuição de energia elétrica; e (iii) a Companhia terceiriza a construção da infraestrutura com partes não relacionada. Mensalmente, a totalidade das adições efetuadas ao ativo intangível em curso é transferida para o resultado, como custo de construção, após dedução dos recursos provenientes do ingresso de obrigações especiais.
- (e) A partir do ano de 2015, a cobertura tarifária referente ao encargo da conta de desenvolvimento energético- CDE incorpora, além da quota anual da CDE – USO (período 2015/2016 - R\$91.893), os seguintes valores:
- Quota anual CDE – ENERGIA (CONTA – ACR) de R\$185.805, paga por todos as concessionárias de distribuição que atendem consumidores finais cativos no Sistema Interligado Nacional - SIN, mediante encargo tarifário incluído nas tarifas energia elétrica, essa quota é destinada à quitação das operações de crédito contratadas pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE na gestão da Conta no Ambiente de Contratação Regulada – CONTA-ACR, em atendimento ao Decreto nº 8.222, de 1º de abril de 2014, e nos termos na Resolução Normativa nº 612, de 16 de abril de 2014.
  - Quota anual CDE – ENERGIA (DEC 7.895) de R\$105.332, paga por todos as concessionárias de distribuição que atendem consumidores finais cativos no Sistema Interligado Nacional - SIN, mediante encargo tarifário incluído nas tarifas energia elétrica, essa quota é destinada à devolução dos recursos recebidos pelas concessionárias de distribuição, no período de janeiro de 2013 a fevereiro de 2014, para a cobertura de parcela dos custos com a exposição involuntária no mercado de curto prazo, o risco hidrológico das usinas contratadas em regime de Cotas, e o despacho de termoelétricas por razão de segurança energética, em atendimento aos Decretos 7.895/2013 e Decreto 8.203/2014.

## Centrais Elétricas do Pará S.A

Notas explicativas às informações trimestrais  
Períodos findos em 30 de setembro de 2015 e 2014  
(Em milhares de reais, exceto quando especificado)

### 26. Custos do serviço e despesas operacionais

Os custos e as despesas operacionais têm a seguinte composição por natureza de gasto:

Custos/despesas operacionais	30/09/2015			Total
	Custo do serviço de energia elétrica	Despesas com vendas	Despesas administrativas	
Pessoal	(56.134)	(17.903)	(24.088)	(98.125)
Material	(2.498)	(1.302)	(828)	(4.628)
Serviço de terceiros	(102.827)	(91.156)	(42.155)	(236.138)
Taxa de fiscalização de serviço de energia elétrica	(3.571)	-	-	(3.571)
Energia elétrica comprada para revenda	(1.717.151)	-	-	(1.717.151)
Encargo uso do sistema de transmissão e distribuição	(87.096)	-	-	(87.096)
Custo de construção	(476.457)	-	-	(476.457)
Depreciação amortização	(87.318)	-	-	(87.318)
Arrendamentos e aluguéis	(15.656)	(453)	(3.063)	(19.172)
Subvenção - CCC	10.995	-	-	10.995
Recuperação de despesas	-	21.704	-	21.704
Outros	13.496	(19.692)	(17.744)	(23.940)
<b>Total</b>	<b>(2.524.217)</b>	<b>(108.802)</b>	<b>(87.878)</b>	<b>(2.720.897)</b>

Custos/despesas operacionais	30/09/2014			Total
	Custo do serviço de energia elétrica	Despesas com vendas	Despesas administrativas	
Pessoal	(64.068)	(18.364)	(27.433)	(109.865)
Material	(11.724)	(1.256)	(886)	(13.866)
Serviço de terceiros	(113.490)	(89.543)	(37.797)	(240.830)
Taxa de fiscalização de serviço de energia elétrica	(3.821)	-	-	(3.821)
Energia elétrica comprada para revenda	(1.924.504)	-	-	(1.924.504)
Encargo uso do sistema de transmissão e distribuição	(68.069)	-	-	(68.069)
Custo de construção	(614.035)	-	-	(614.035)
Depreciação amortização	(127.905)	-	-	(127.905)
Arrendamentos e aluguéis	(8.412)	-	(2.458)	(10.870)
Subvenção - CCC	20.641	-	-	20.641
Recuperação de despesas	698.324	13.539	26	711.889
Outros	127	(11.572)	(15.398)	(26.843)
<b>Total</b>	<b>(2.216.936)</b>	<b>(107.196)</b>	<b>(83.946)</b>	<b>(2.408.078)</b>

## Centrais Elétricas do Pará S.A

Notas explicativas às informações trimestrais  
Períodos findos em 30 de setembro de 2015 e 2014  
(Em milhares de reais, exceto quando especificado)

### 27. Energia elétrica comprada para revenda

	MWh (*)		R\$	
	30/09/2015	30/09/2014	30/09/2015	30/09/2014
Contratos cotas de garantias	<b>2.298.020</b>	2.093.781	<b>(72.393)</b>	(65.120)
Contratos Eletronuclear	<b>215.365</b>	214.497	<b>(47.278)</b>	(42.225)
Encargo de energia de reserva	-	-	<b>(12.675)</b>	(1.818)
Energia bilateral	<b>163.436</b>	154.766	<b>(34.176)</b>	(32.133)
Energia de curto prazo – CCEE (a)	<b>1.005.903</b>	1.001.630	<b>(701.303)</b>	(903.906)
Energia de leilão	<b>4.583.671</b>	4.656.015	<b>(1.002.619)</b>	(934.892)
Programa incentivo fontes alternativas energia - PROINFA	<b>134.091</b>	122.061	<b>(33.443)</b>	(32.318)
(-) Parcela a compensar crédito PIS/COFINS não cumulativo (b)	-	-	<b>186.736</b>	87.908
(-) Recuperação custo de energia	-	-	-	698.324
Total	<b>8.400.486</b>	8.242.750	<b>(1.717.151)</b>	(1.226.180)

(\*) Informações não examinadas pelos auditores independentes

No período de 2015 as despesas de compra de energia no curto prazo tiveram aumento decorrente aos seguintes fatores:

- a) No terceiro trimestre de 2015 as despesas de compra de energia no curto prazo tiveram influências dos seguintes fatores:
  - (i) redução no custo médio é explicada pelo menor custo do PLD, preço utilizado para liquidação de energia comprada no mercado *spot*, cujo o valor médio neste trimestre de 2015 ficou em R\$263 por MWh; (ii) A exposição involuntária da empresa pelo atraso de entrada em operações das Usinas que compõem o 12º leilão de energia nova e 2º leilão de fonte alternativa e cancelamentos de contratos relacionados ao grupo Bertin, referente ao 6º e 7º leilão de energia nova.
- b) O valor refere-se a crédito de PIS e COFINS não cumulativo, na forma das Leis 10.637 de 2002 e 10.833 de 2003, originário de aquisição de energia elétrica para revenda.

## Centrais Elétricas do Pará S.A

Notas explicativas às informações trimestrais  
Períodos findos em 30 de setembro de 2015 e 2014  
(Em milhares de reais, exceto quando especificado)

### 28. Resultado financeiro

	30/09/2015	30/09/2014
Receitas financeiras:		
Acréscimo moratório de venda de energia (a)	100.493	68.188
Ajuste de valor presente RJ	394.439	(2.660)
Atualização do ativo financeiro da concessão	71.309	17.649
Ajuste do VNR do ativo financeiro (b)	94.031	-
Atualização CDE (c)	24.752	-
Atualização subrogação CCC (d)	41.941	-
Descontos obtidos	6.242	4.756
Juros ativos	4.851	4.377
Juros ativos CVA (e)	37.944	-
PIS/COFINS sobre receita	(3.731)	-
Operação de derivativos (g)	613.269	58.785
Outras receitas	956	54.931
Rendas financeiras	36.189	25.437
Variações monetárias	120.948	70.796
Total das receitas financeiras	1.543.633	302.259
Despesas financeiras:		
Ajuste a valor presente parcelamentos	(7.426)	(4.814)
Atualização de contingências	(13.051)	-
Encargos com parte relacionada	(40.428)	(4.549)
Encargos de dívidas	(133.497)	(133.359)
Juros, multas e atualizações s/operações com energia	(4.296)	-
Juros passivos	(17.280)	(28.481)
Juros passivos CVA (e)	(16.855)	-
Multa moratória e compensatória	-	(4.345)
Multas por violação de metas/transg. de faixa	(3)	(41.410)
Multas regulatórias	-	(2.072)
Operação de derivativos (g)	(420.120)	(51.876)
Outras despesas	(28.197)	(48.735)
Variações cambiais (f)	(438.278)	(112.698)
Total das despesas financeiras	(1.119.431)	(432.339)
Resultado financeiro	424.202	(130.080)

- a) A variação apresentada decorre substancialmente do crescimento do contas a receber de parcelamento, que comparado com o mesmo período do ano anterior apresenta um crescimento de 43,7%, bem como o aumento dos pagamentos efetuados com atraso com a apresentação do reaviso de cobrança.
- b) Refere-se a ajuste dos ativos financeiros referente ao VNR em razão da homologação da revisão tarifária da CELPA, conforme despacho nº 2.441 de 29 de julho de 2015.
- c) Refere-se a atualização pelo IPC-A das parcelas recebidas com atraso da conta de desenvolvimento energético devido- CDE.

## Centrais Elétricas do Pará S.A

Notas explicativas às informações trimestrais  
Períodos findos em 30 de setembro de 2015 e 2014  
(Em milhares de reais, exceto quando especificado)

### 28. Resultado financeiro --- Continuação

- d) Refere-se a atualização pelo IGP-M dos recursos aprovados de subrogação CCC conforme previsto na Resolução Normativa N° 427, de 22 de fevereiro de 2011, calculados a partir de julho de 2011, data da primeira habilitação e atualização pelo IPC-A das parcelas recebidas com atraso sendo R\$33.145 e R\$8.796 respectivamente.
- e) A Portaria Interministerial dos Ministros de Estado da Fazenda e de Minas e Energia n° 25, de 24 de janeiro de 2002, estabeleceu a conta de compensação de variação de valores de Itens da "Parcela A" - CVA, com o propósito de registrar as variações de custos, negativas ou positivas, ocorridas no período entre reajustes tarifários anuais, relativos aos itens previstos nos contratos de concessão de distribuição de energia elétrica, de forma a permitir maior neutralidade no repasse destas variações para as tarifas. Estas variações são apuradas por meio da diferença entre os gastos efetivamente incorridos e os gastos estimados no momento da constituição da tarifa nos reajustes tarifários anuais. Os valores considerados na CVA são atualizados monetariamente com base na taxa SELIC.
- f) O principal efeito da conta se refere a variação cambial no montante de R\$325.580, derivado da alta dólar de 50% no ano de 2015, saindo de R\$2,66 em 31 de dezembro de 2014 para R\$3,97 em 30 de setembro de 2015, contra uma alta de apenas 5% no ano de 2014.
- g) Refere-se principalmente à contratação de novas operações de swap em 2015, acrescentando o valor nominal em R\$163.000 e a variação cambial sobre essas operações de swap (Itaú, Citibank e Santander). Até o 3º trimestre de 2014 o dólar acumulou uma alta de 5% contra uma alta de 50% no 3º trimestre de 2015.

### 29. Resultado por ação

Conforme requerido pelo CPC 41 e IAS 33 (*Earnings per Share*), a tabela a seguir reconcilia o prejuízo do período com os montantes usados para calcular o lucro/ (prejuízo) por ação básico e diluído.

	30/09/2015				Total
	Ações ordinárias	Ações preferenciais nominativas A	Ações preferenciais nominativas B	Ações preferenciais nominativas C	
Numerador					
Lucro líquido (prejuízo) do período	487.879	480	240	266	488.865
Denominador					
Média ponderada por classe de ações	2.204.621	2.167	1.085	1.201	2.209.073
Lucro (prejuízo) diluído por ação	0,22130	0,22150	0,22120	0,22148	0,22130
	30/09/2014				
	Ações ordinárias	Ações preferenciais nominativas A	Ações preferenciais nominativas B	Ações preferenciais nominativas C	Total
Numerador					
Lucro líquido (prejuízo) do período	(16.124)	(18)	(9)	(10)	(16.162)
Denominador					
Média ponderada por classe de ações	1.902.996	2.167	1.085	1.201	1.907.449
Lucro (prejuízo) diluído por ação	(0,00847)	(0,00847)	(0,00847)	(0,00847)	(0,00847)

## Centrais Elétricas do Pará S.A

Notas explicativas às informações trimestrais  
Períodos findos em 30 de setembro de 2015 e 2014  
(Em milhares de reais, exceto quando especificado)

### 30. Entidade de previdência privada

A Companhia é patrocinadora em conjunto com seus empregados em atividade, ex-empregados e respectivos beneficiários, de planos de benefícios de aposentadoria e pensão com o objetivo de complementar e suplementar os benefícios pagos pelo sistema oficial da previdência social, cuja administração é feita por meio da FASCEMAR – Fundação de Previdência Complementar, entidade fechada de previdência complementar, multipatrocinada, constituída como fundação, sem fins lucrativos, com autonomia administrativa e financeira.

A Companhia possui passivo atuarial não coberto que tem origem em acordo firmado entre a Companhia e os ex-empregados e pensionistas. Nos termos do acordo, deliberado pela Resolução nº 10, de 4 de agosto de 1989, pela Administração da Companhia e passando a vigorar a partir de 11 de junho de 1996, que conferiu direitos e benefícios previdenciários ao grupo de pessoas acima referido. A Companhia mantém provisionado integralmente o valor apurado deste passivo atuarial na rubrica “Plano de aposentadoria e pensão”.

A CELPA, na qualidade de patrocinadora, recolhe, mensalmente, para 3 (três) planos (BD II, OP e R), uma contribuição normal paritária ao total das contribuições recolhidas pelos participantes que pertençam ao seu quadro de pessoal. Na apuração do período de nove meses findo em 30 de setembro de 2015, esse valor corresponde a R\$2.372 (R\$4.775 em 31 de dezembro de 2014).

Através da Portaria Nº 247, de 07 de maio de 2015, e Portaria Nº 254, de 11 de maio de 2015, publicadas no Diário Oficial da União em 08 e 12 de maio de 2015, respectivamente, a Superintendência Nacional de Previdência Complementar - PREVIC aprovou:

- A cisão do Plano de Benefícios R, CNPB nº 2006.0066-65, referente à patrocinadora CELPA - Centrais Elétricas do Pará S.A. e a implantação do Plano de Benefícios CELPA R, a ser administrado pela FASCEMAR - Fundação de Previdência Complementar;
- Inscrição no Cadastro Nacional de Planos de Benefícios - CNPB, o Plano de Benefícios CELPA R, sob o nº 2015.0007-47;
- A aplicação do Regulamento do Plano de Benefícios CELPA R, a ser administrado pela FASCEMAR – Fundação de Previdência Complementar;
- O Convênio de Adesão celebrado entre a FASCEMAR - Fundação de Previdência Complementar e a CELPA - Centrais Elétricas do Pará S.A., na condição de patrocinadora do Plano de Benefícios CELPA R;

## Centrais Elétricas do Pará S.A

Notas explicativas às informações trimestrais  
Períodos findos em 30 de setembro de 2015 e 2014  
(Em milhares de reais, exceto quando especificado)

### 30. Entidade de previdência privada--Continuação

- O "Termo de Cisão do Plano de Benefícios "R", cumulada com transferência de gerenciamento do Plano cindido ("Plano CELPA R"), entre entidades fechadas de previdência complementar", firmado entre a Redeprev - Fundação Rede de Previdência, a CELPA - Centrais Elétricas do Pará S.A. e a FASCEMAR Fundação de Previdência Complementar.
- A cisão do Plano de Benefícios CELPA OP, CNPB nº 2000.0004-11, referente à patrocinadora CELPA – Centrais Elétricas do Pará S.A. e a transferência de gerenciamento do Plano de Benefícios CELPA OP para a FASCEMAR - Fundação de Previdência Complementar.
- As alterações propostas no Regulamento do Plano de Benefícios CELPA OP, CNPB nº 2000.0004-11, a ser administrado pela FASCEMAR - Fundação de Previdência Complementar.
- O Convênio de Adesão celebrado entre a FASCEMAR - Fundação de Previdência Complementar e a CELPA - Centrais Elétricas do Pará S.A., na condição de patrocinadora do Plano de Benefícios CELPA OP.
- O "Termo de Cisão e transferência de gerenciamento do Plano de Benefícios CELPA OP entre Entidades Fechadas de Previdência Complementar", firmado entre a Redeprev - Fundação Rede de Previdência, a CELPA - Centrais Elétricas do Pará S.A. e a FASCEMAR - Fundação de Previdência Complementar.

Coube à FASCEMAR e a REDEPREV providências conjuntas, que garantissem que a efetiva transferência ocorresse no prazo de 120 dias contados a partir da data de publicação das Portarias de aprovação no Diário Oficial da União acima mencionado.

Em 03 de julho de 2015, a FASCEMAR encaminhou à REDEPREV Carta de Aptidão prevista nos Termos de Cisão e Transferências de Gerenciamento dando continuidade ao processo de transferência de gerenciamento dos Planos de Benefícios Celpa OP e Celpa R para a FASCEMAR. Desta forma, desde o dia 3 de agosto de 2015 as operações e as obrigações dos Planos de Benefícios Celpa OP e Celpa R estão sob a responsabilidade da FASCEMAR.

#### **Déficit Técnico do Plano CELPA R**

O Plano CELPA R, ainda na gestão REDEPREV, apresentou por 3 (anos) consecutivos um déficit técnico, em cumprimento à legislação vigente, foi elaborado pelo Escritório Técnico de Assessoria Atuarial Ltda. um "Plano de Equacionamento de Déficit Técnico", o qual foi aprovado pela Superintendência Nacional de Previdência Complementar – PREVIC.

O valor do déficit técnico a ser equacionado totaliza o montante de R\$1.957, apurado na data base de 31 de janeiro de 2014.

## Centrais Elétricas do Pará S.A

Notas explicativas às informações trimestrais  
Períodos findos em 30 de setembro de 2015 e 2014  
(Em milhares de reais, exceto quando especificado)

### 30. Entidade de previdência privada--Continuação

Para cobertura do déficit técnico a Patrocinadora efetuará uma Contribuição Extraordinária mensal, equivalente a 0,73% sobre a folha de pagamento de salários dos seus colaboradores, que no mês de janeiro de 2014, correspondia a R\$37.

As contribuições Extraordinárias serão repassadas pela Patrocinadora à Fundação, pelo prazo de 60 (sessenta) meses, ocorrendo a primeira a partir de janeiro de 2016 e a última em dezembro de 2020.

Anualmente, será realizada uma reavaliação atuarial do Plano Celpa R de Equacionamento de Déficit Técnico, objetivando os ajustes necessários no valor da Contribuição Extraordinária mensal, visando garantir a solvência e equilíbrio do Plano.

Encontra-se em fase de assinaturas o “Termo de Equacionamento de Déficit”, a ser firmado entre CELPA e FASCEMAR, em cumprimento ao Plano de Equacionamento de Déficit Técnico, aprovado pela PREVIC e, contemplando as condições acima elencadas.

Os planos de benefícios previdenciários patrocinados pela Companhia estão descritos a seguir:

#### **Plano de benefícios CELPA BD-I**

Instituído em 30 de julho de 1982, encontra-se em extinção desde 1º de janeiro de 1998, data em que foi bloqueada a adesão de novos participantes. São assegurados os seguintes benefícios suplementares:

- Aposentadoria por tempo de serviço/velhice;
- Aposentadoria por invalidez;
- Auxílio-doença;
- Pensão por morte; e
- Pecúlio por morte.

O plano está estruturado na forma de Benefício Definido e é custeado pelos Participantes, pelos Assistidos e pela Patrocinadora.

## **Centrais Elétricas do Pará S.A**

Notas explicativas às informações trimestrais  
Períodos findos em 30 de setembro de 2015 e 2014  
(Em milhares de reais, exceto quando especificado)

### **30. Entidade de previdência privada--Continuação**

#### **Plano de Benefícios Celpa BD-II**

Instituído em 1º de janeiro de 1998, encontra-se em extinção desde 1º de abril de 2000, quando foi bloqueada a adesão de novos participantes. Assegura os seguintes benefícios suplementares:

- Aposentadoria por tempo de serviço/velhice;
- Aposentadoria por invalidez;
- Auxílio-doença;
- Pensão por morte; e
- Pecúlio por morte.

O plano está estruturado na forma de Benefício Definido e é custeado pelos Participantes, pelos Assistidos e pela Patrocinadora.

#### **Plano de Benefícios Celpa OP**

Instituído em 1º de abril de 2000 e assegura o benefício de Renda Mensal Financeira ou Renda Mensal Vitalícia, após o prazo de diferimento.

O Plano CELPA OP é contributivo, na modalidade CV (contribuição variável), onde o benefício futuro depende do valor das contribuições realizadas pelo participante.

O Plano opera de forma indissociável do Plano de Benefícios CELPA "R", aonde estão os chamados benefícios de risco (Doença; Invalidez e Pensão por Morte).

O custeio do plano é de responsabilidade dos participantes e das patrocinadoras. As contribuições realizadas são alocadas em fundos, visando o pagamento dos benefícios no futuro.

A contribuição mensal é definida pelo participante. É possível também fazer contribuições esporádicas a qualquer momento, como forma de melhorar a renda futura.

O participante pode optar pelo benefício de Renda Mensal Financeira ou Renda Mensal Vitalícia.

## **Centrais Elétricas do Pará S.A**

Notas explicativas às informações trimestrais  
Períodos findos em 30 de setembro de 2015 e 2014  
(Em milhares de reais, exceto quando especificado)

### **30. Entidade de previdência privada--Continuação**

#### **Plano de Benefícios Celpa OP** -- Continuação

Os benefícios oferecidos pelo Plano OP são:

- Renda Mensal Vitalícia, com reversão aos beneficiários
- Renda Mensal Financeira, com reversão aos beneficiários
- Pecúlio por Invalidez ou Morte

#### **Plano de Benefícios CELPA R**

Obteve autorização e aprovação para a aplicação do seu Regulamento através da Portaria Nº 880, de 12 de janeiro de 2007, emitida pelo Departamento de Análise Técnica da Secretaria de Previdência Complementar do MPS. O referido plano é resultante da fusão dos extintos Planos de Benefícios CELPA-R, CEMAT-R e ELÉTRICAS-R, cujos Regulamentos foram condensados em um único Regulamento, sem solução de continuidade. Assegura benefícios de risco estruturados na modalidade de Benefício Definido a seguir:

- Auxílio-Doença
- Aposentadoria por Invalidez
- Pensão por Morte
- Pecúlio por Morte
- Abono Anual

Os benefícios são custeados exclusivamente pela CELPA.

## Centrais Elétricas do Pará S.A

Notas explicativas às informações trimestrais  
Períodos findos em 30 de setembro de 2015 e 2014  
(Em milhares de reais, exceto quando especificado)

### 30. Entidade de previdência privada--Continuação

#### Plano de assistência médica

Dentre os vários benefícios aos empregados, a Companhia é instituidora de planos de saúde e odontológicos, os quais são descritos a seguir:

#### Central Nacional Unimed - CNU

Instituído em 01 de Maio de 2006, através do Contrato n. 402, tem por objeto a cobertura de serviços de assistência médica ambulatorial e hospitalar com obstetrícia, com Abrangência Nacional, cobertura de todos os Procedimentos constantes no Rol de Procedimentos da Agência Nacional de Saúde Suplementar – ANS, na modalidade de pré-pagamento com co-participação apenas a partir sexta consulta por ano e beneficiário, com contribuição do empregado no custeio do Plano. Permite como Beneficiários os Empregados e Diretores que são vinculados à pessoa jurídica. Além deles, é possível a inclusão tão somente de dependentes legais, quais sejam Cônjuge/Companheiro(a), Filho(a), Enteado(a), Menor Sob-Guarda e Menor Tutelado (a) solteiro (a) com até 24 anos de idade ou, se inválido(a) sem limite de idade. As mensalidades são estabelecidas por tipo de Acomodação contratada, que são Enfermaria, Apartamento e Diferenciado, sendo os valores calculados por média ponderada, com base no valor por faixa etária do beneficiário registrados na ANS.

## Centrais Elétricas do Pará S.A

Notas explicativas às informações trimestrais  
Períodos findos em 30 de setembro de 2015 e 2014  
(Em milhares de reais, exceto quando especificado)

### 31. Instrumentos financeiros

#### a) Considerações gerais

Em atendimento à Deliberação CVM 604, de 19 de novembro de 2009, que aprovou os Pronunciamentos Técnicos CPC 38, 39 e 40, a Companhia efetuou análise dos seus instrumentos financeiros, a saber: caixa e equivalentes de caixa, investimentos de curto prazo, contas a receber de clientes, ativos financeiros da concessão, fornecedores, empréstimos e financiamentos, debêntures e derivativos, procedendo às devidas adequações em sua contabilização, quando necessário.

A Administração desses instrumentos é efetuada por meio de estratégias operacionais e controles internos visando assegurar liquidez, rentabilidade e segurança. A política de controle consiste em acompanhamento permanente das condições contratadas versus condições vigentes no mercado.

A Administração faz uso dos instrumentos financeiros visando remunerar ao máximo suas disponibilidades de caixa, manter a liquidez de seus ativos, proteger-se de variações de taxas de juros ou câmbio.

#### b) Política de utilização de derivativos

A CELPA utiliza operações com derivativos, apenas para conferir proteção às oscilações de indexadores macroeconômicos e conferir proteção às oscilações de cotações de moedas estrangeiras.

## Centrais Elétricas do Pará S.A

Notas explicativas às informações trimestrais  
Períodos findos em 30 de setembro de 2015 e 2014  
(Em milhares de reais, exceto quando especificado)

### 31. Instrumentos financeiros--Continuação

#### c) Valor justos dos ativos financeiros

Em atendimento à Instrução CVM nº 475, os saldos contábeis e os valores de mercado dos instrumentos financeiros incluídos no balanço patrimonial em 30 de Setembro de 2015 e 31 de dezembro de 2014 estão identificados a seguir:

	30/09/2015		31/12/2014	
	Contábil	Valor justo	Contábil	Valor justo
<b>Ativos financeiros</b>				
Caixa e equivalentes de caixa	112.329	112.329	54.210	54.210
Investimentos de curto prazo	455.617	455.617	506.473	506.473
Contas a receber de clientes	1.235.078	1.235.078	923.330	923.330
Depósitos judiciais	137.328	137.328	127.736	127.736
Ativo financeiro da concessão	1.350.703	1.350.703	909.817	909.817
Sub-rogação da CCC - valores aplicados	68.765	68.765	113.255	113.255
Instrumentos financeiros derivativos	215.801	215.801	64.785	64.785
<b>Passivos financeiros</b>				
Fornecedores	581.789	581.789	828.442	828.442
Empréstimos e financiamentos	1.510.807	1.510.807	2.250.184	2.250.184
Partes relacionadas	301.136	301.136	568.095	568.095

Investimentos de curto prazo - são classificados como de valor justo através do resultado. A hierarquia de valor justo dos investimentos de curto prazo é 1.

Contas a receber de clientes - decorrem diretamente das operações da Companhia, são classificados como recebíveis, e estão registrados pelos seus valores originais, sujeitos a provisão para perdas e ajuste a valor presente, quando aplicável. Nível 2 na hierarquia de valor justo.

## Centrais Elétricas do Pará S.A

Notas explicativas às informações trimestrais  
Períodos findos em 30 de setembro de 2015 e 2014  
(Em milhares de reais, exceto quando especificado)

### 31. Instrumentos financeiros--Continuação

#### c) Valor justos dos ativos financeiros--Continuação

Ativo financeiro de concessão - são classificados como empréstimos e recebíveis, e estão registrados pelos seus valores originais, sujeitos a provisão para perdas e ajuste a valor presente quando aplicável. Nível 2 na hierarquia de valor justo.

Fornecedores - decorrem diretamente da operação da Companhia e são classificados como passivos financeiros não mensurados ao valor justo. Nível 2 na hierarquia de valor justo.

Empréstimos e financiamentos - tem o propósito de gerar recursos para financiar os programas de investimento da Companhia e eventualmente gerenciar necessidades de curto prazo. São classificados como passivos financeiros não mensurados ao valor justo e estão contabilizados pelos seus valores amortizados. Nível 2 na hierarquia de valor justo.

Derivativos - são classificados como instrumentos derivativos e tem como objetivo a proteção às oscilações de taxa de juros e moeda estrangeira. Para as operações de *swaps*, a determinação do valor de mercado foi realizada utilizando as informações de mercado disponíveis. Nível 2 na hierarquia de valor justo.

#### d) Caixa e equivalentes de caixa

Os equivalentes de caixa da Companhia são instrumentos financeiros de alta liquidez e o valor de mercado reflete o valor registrado no balanço patrimonial. São compostos por numerários disponíveis e investimentos financeiros.

A Companhia mantém os equivalentes de caixa com a intenção de atender a seus compromissos de caixa de curto prazo.

Os investimentos financeiros classificados como equivalentes de caixa são de curto prazo e de alta liquidez. São também conversíveis em um montante conhecido de caixa e são indexados ao CDI, que é considerada uma taxa livre de risco.

## Centrais Elétricas do Pará S.A

Notas explicativas às informações trimestrais  
Períodos findos em 30 de setembro de 2015 e 2014  
(Em milhares de reais, exceto quando especificado)

### 31. Instrumentos financeiros--Continuação

#### e) Fatores de risco - Instrução CVM nº 475

Risco de crédito - os saldos elevados, bem como as idades dos recebíveis provenientes de contas a receber de clientes constituem um risco para a liquidez e para a estrutura de capital da Companhia, a Administração acompanha as situações em aberto e para mitigar o risco de inadimplência. A Companhia utiliza todas as ferramentas de cobrança permitidas pelo órgão regulador, tais como corte por inadimplência, negativação de débitos e negociação das posições em aberto. Para mitigar o risco das instituições financeiras depositárias de recursos ou de investimentos financeiros, a Companhia seleciona apenas instituições com baixo risco, avaliadas por agências de *rating*. A Companhia preserva seus ativos de concessão de acordo com a legislação vigente e monitora as possíveis definições nas regras de reversão da concessão.

Risco de liquidez - evidencia a capacidade da Companhia em liquidar as obrigações assumidas. Para determinar a capacidade financeira da Companhia em cumprir adequadamente os compromissos assumidos, os fluxos de vencimentos dos recursos captados e de outras obrigações fazem parte das divulgações. Informações com maior detalhamento sobre os empréstimos captados pela Companhia são apresentadas na nota nº 16.

A gestão dos investimentos financeiros tem foco em instrumentos de curto prazo, de modo a promover máxima liquidez e fazer frente aos desembolsos.

Riscos de mercado - estão associados a flutuações nas taxas de juros e indexadores de dívidas ou taxas de câmbio, compreendendo ainda os limitadores de endividamento definidos em contratos, cujo descumprimento pode implicar em vencimento antecipado, que em virtude da Recuperação Judicial, serão renegociados.

Risco cambial - é oriundo da possibilidade da Companhia vir a incorrer em perdas por conta das flutuações no câmbio. Atualmente a exposição ao câmbio é de 53,5%, de sua dívida. A CELPA monitora continuamente as taxas de câmbio e de juros de mercado com o objetivo de avaliar a eventual necessidade da contratação de derivativos para se proteger contra o risco de volatilidade dessas taxas.

A sensibilidade da dívida foi demonstrada em cinco cenários, em conformidade com a Instrução nº 475 da CVM. Um cenário com taxas reais verificadas em 30 de setembro de 2015 (Cenário Provável); mais dois cenários com apreciação de 25% (Cenário II) e 50% (Cenário III) da cotação da moeda estrangeira considerada.

Incluímos ainda mais dois cenários com o efeito inverso ao determinado na instrução para demonstrar os efeitos com a depreciação de 25% (Cenário IV) e 50% (Cenário V).

## Centrais Elétricas do Pará S.A

Notas explicativas às informações trimestrais  
Períodos findos em 30 de setembro de 2015 e 2014  
(Em milhares de reais, exceto quando especificado)

### 31. Instrumentos financeiros--Continuação

#### e) Fatores de risco - Instrução CVM nº 475--Continuação

Risco do Fluxo de Caixa ou Valor Justo associado à Variação Cambial						R\$ Mil
Operação	Risco	Cenário provável	Cenário II +25%	Cenário III +50%	Cenário IV -25%	Cenário V - 50%
<b>Passivos financeiros</b>						
Empréstimos e financiamentos	USD	(388.261)	(693.667)	(1.353.013)	(436.794)	222.552
Referência para passivos financeiros		Taxa em 30/09/2015	+25%	+50%	-25%	- 50%
Dolar USD/R\$		3,97	4,97	5,96	2,98	1,99

De acordo com o CPC 40, apresentamos abaixo os valores dos instrumentos derivativos da Companhia, vigentes em 30 de setembro de 2015 e 31 de dezembro de 2014, que podem ser assim resumidos:

Operações passivas			Valor justo	
Objetivo de <i>hedge</i> de risco de mercado	Indexadores	Vencimento	30/09/2015	31/12/2014
SWAP ITAÚ – 200,0MM – nov-13				
Ponta ativa	US\$	25/11/2015	-	31.991
Ponta passiva	CDI	25/11/2015	-	(3.684)
TOTAL			-	28.307
SWAP CITIBANK – 175MM – nov-13				
Ponta ativa	US\$	25/11/2015	-	29.285
Ponta passiva	CDI	25/11/2015	-	(3.816)
TOTAL			-	25.469
SWAP CITIBANK – 80MM – jun-14				
Ponta ativa	US\$	23/04/2015	-	16.684
Ponta passiva	CDI	23/04/2015	-	(5.675)
TOTAL			-	11.009
SWAP ITAÚ – 200,0MM – fev-15				
Ponta ativa	US\$	24/02/2017	70.928	-
Ponta passiva	CDI	24/02/2017	(6.954)	-
TOTAL			63.974	-
SWAP CITIBANK – 293MM – fev-15				
Ponta ativa	US\$	02/02/2018	144.907	-
Ponta passiva	CDI	02/02/2018	(14.004)	-
TOTAL			130.903	-
SWAP SANTANDER–40MM				
Ponta ativa	US\$	28/02/2016	16.159	-
Ponta passiva	CDI	28/02/2016	(3.593)	-
TOTAL			12.566	-
SWAP SANTANDER–85MM				
Ponta ativa	US\$	08/08/2016	11.601	-
Ponta passiva	CDI	08/08/2016	(3.243)	-
TOTAL			8.358	-
Total geral			215.801	64.785

## Centrais Elétricas do Pará S.A

Notas explicativas às informações trimestrais  
Períodos findos em 30 de setembro de 2015 e 2014  
(Em milhares de reais, exceto quando especificado)

### 31. Instrumentos financeiros--Continuação

#### e) Fatores de risco - Instrução CVM nº 475--Continuação

Risco de vencimento antecipado - A Companhia possui contratos de empréstimos, financiamentos que, em geral, requerem o cumprimento de determinadas cláusulas contratuais. O descumprimento dessas cláusulas pode implicar em vencimento antecipado das dívidas. A Administração acompanha suas posições, bem como projeta seu endividamento futuro para atuar preventivamente aos limites de endividamento. Em consideração aos contratos sujeitos à Recuperação Judicial, a novação dos créditos incitou a suspensão de cláusulas contratuais de vencimento antecipado e de *covenants* financeiros e não financeiros, salvo quando acordado entre as partes.

Risco do fluxo de caixa ou valor justo associado à taxa de juros - As variações das taxas de juros da economia afetam tanto os ativos quanto os passivos financeiros da Companhia. Abaixo demonstramos os impactos dessas variações na rentabilidade dos investimentos financeiros e no endividamento em moeda nacional da Companhia.

A sensibilidade dos ativos e passivos da Companhia foi demonstrada em cinco cenários.

Apresentamos em conformidade com a Instrução nº 475 da CVM, um cenário com taxas reais verificadas em 30 de setembro de 2015 (Cenário Provável) mais dois cenários com apreciação de 25% (Cenário II) e 50% (Cenário III) dos indexadores.

Incluímos, ainda, mais dois cenários com o efeito inverso ao determinado na instrução para demonstrar os efeitos com a depreciação de 25% (Cenário IV) e 50% (Cenário V) desses indexadores.

Risco do Fluxo de Caixa ou Valor Justo associado à Taxa de Juros							R\$ Mil
Operação	Risco	Cenário provável	Cenário II + 25%	Cenário III + 50%	Cenário IV - 25%	Cenário V - 50%	
<b>Ativos financeiros</b>							
Aplicações financeiras	CDI	15.801	19.751	23.701	11.851	7.901	
<b>Passivos financeiros</b>							
Empréstimos e Financiamentos	CDI	(80.163)	(127.502)	(174.841)	(32.823)	14.516	
	TJLP	(46)	(53)	(60)	(40)	(33)	
	IGPM	(11.580)	(15.621)	(19.662)	(7.539)	(3.497)	
Referência para ativos e passivos financeiros		Taxa em 30/09/2015	25%	50%	-25%	-50%	
CDI (% acumulado ano)		12,72	15,90	19,08	9,54	6,36	
TJLP (% acumulado ano)		7,00	8,75	10,50	5,25	3,50	
IGP-M (% acumulado ano)		8,35	10,44	12,53	6,26	4,18	
IPCA (% acumulado ano)		9,46	11,86	14,24	7,12	4,75	

## Centrais Elétricas do Pará S.A

Notas explicativas às informações trimestrais  
Períodos findos em 30 de setembro de 2015 e 2014  
(Em milhares de reais, exceto quando especificado)

### 31. Instrumentos financeiros--Continuação

#### e) Fatores de risco - Instrução CVM nº 475--Continuação

O Impacto da Sensibilidade no Resultado e no Patrimônio Líquido da Companhia é demonstrado abaixo:

<b>Impacto da Sensibilidade no Resultado e no Patrimônio Líquido</b>		
<b>Cenários</b>	<b>Resultado do período (lucro / prejuízo)</b>	<b>Patrimônio líquido</b>
Cenário provável	-	-
Cenário II	(337.382)	(251.761)
Cenário III	(980.554)	(742.179)
Cenário IV	(17.292)	(26.893)
Cenário V	625.881	769.035

Risco de escassez de energia - O Sistema Elétrico Brasileiro é abastecido predominantemente pela geração hidrelétrica. Um período prolongado de escassez de chuva, durante a estação úmida, reduzirá o volume de água nos reservatórios dessas usinas, trazendo como consequência o aumento no custo na aquisição de energia no mercado de curto prazo e na elevação dos valores de Encargos de Sistema em decorrência do despacho das usinas termelétricas. Numa situação extrema poderá ser adotado um programa de racionamento, que implicaria em redução de receita. No entanto, considerando os níveis atuais dos reservatórios e as últimas simulações efetuadas, o Operador Nacional de Sistema Elétrico - ONS não prevê para os próximos anos um novo programa de racionamento.

Risco da revisão e do reajuste das tarifas de fornecimento - Os Processos de Revisão e Reajuste Tarifários são garantidos por contrato e empregam metodologias previamente definidas. Alterações na metodologia vigente devem ser amplamente discutidas e contarão com contribuições da Companhia, concessionárias e demais agentes do setor. Em caso de evento imprevisível que venha a afetar o equilíbrio econômico-financeiro da concessão, poderá a CELPA justificar e requerer ao regulador a abertura de uma Revisão Tarifária Extraordinária, ficando a realização desta a critério do regulador. A própria ANEEL também poderá proceder com Revisões Extraordinárias caso haja criação, alteração ou exclusão de encargos e/ou tributos, para repasse dos mesmos às tarifas.

## Centrais Elétricas do Pará S.A

Notas explicativas às informações trimestrais  
Períodos findos em 30 de setembro de 2015 e 2014  
(Em milhares de reais, exceto quando especificado)

### 31. Instrumentos financeiros--Continuação

#### f) Gestão do capital

A Companhia administra o seu capital de modo a maximizar o retorno dos investidores por meio da otimização do nível de endividamento e do patrimônio, buscando uma estrutura de capital eficiente e mantendo índices de endividamento e cobertura de dívida em níveis que venham a otimizar o retorno de capital aos seus investidores e garanta a liquidez da Companhia.

A Administração da Companhia estabelece e acompanha as diretrizes de endividamento e liquidez, assim como as condições de custo e prazos dos financiamentos contratados. O gerenciamento do capital está baseado no acompanhamento de três indicadores financeiros, estabelecendo os limites máximos que não comprometem as operações da Companhia:

- Dívida Líquida / *EBITDA*
- Dívida Líquida / (Dívida Líquida + Patrimônio Líquido)
- Dívida de Curto Prazo / Dívida Total

#### g) Gestão de risco decorrente de instrumentos financeiros

A CELPA possui *swap* com os bancos Itaú, Citibank e Santander referentes às operações em moeda estrangeira, com seus respectivos vencimentos em 24 de fevereiro de 2017, em 02 de fevereiro de 2018 e 08 de agosto de 2016. Em setembro de 2015 os saldos devedores dos contratos na operação em moeda estrangeira do Itaú, Citibank e Santander são respectivamente 276.664, 448.561 e 152.446.

### 32. Compromissos

Os compromissos relacionados a contratos de longo prazo com a compra de energia são os seguintes:

Energia	Vigência	2013	2014	2015	2016	2017	2018	Após 2018
contratada	2011a 2042	1.197.971	1.689.866	1.905.156	2.243.208	2.511.160	2.367.189	59.038.166

Os valores relativos aos contratos de compra de energia, cuja vigência variam de 6 a 30 anos, representam o volume total contratado pelo preço atualizado de acordo com a cláusula do CCEAR, e foram homologados pela ANEEL.

## Centrais Elétricas do Pará S.A

Notas explicativas às informações trimestrais  
Períodos findos em 30 de setembro de 2015 e 2014  
(Em milhares de reais, exceto quando especificado)

### 33. Seguros

A Companhia mantém apólices de seguros, por montantes considerados suficientes, para cobrir prejuízos causados por eventuais sinistros em seu patrimônio, bem como por reparações em que seja civilmente responsável por danos involuntários, materiais e/ou corporais causados a terceiros decorrentes de suas operações, considerando a natureza de sua atividade. Os seguros da Companhia são contratados conforme os preceitos de gerenciamento de riscos e seguros geralmente empregados por empresas de distribuição de energia elétrica.

As premissas de risco adotadas, dada a sua natureza, não fazem parte do escopo de uma revisão das informações financeiras intermediárias, conseqüentemente, não foram analisadas pelos nossos auditores independentes.

A especificação por modalidade de risco e data de vigência dos principais seguros, de acordo com as apólices de seguros contratadas pela Companhia estão demonstrados a seguir:

<b>Ramo do seguro</b>	<b>Vencimento das apólices</b>	<b>Importância segurada</b>
Responsabilidade civil geral - operações	30/12/2015	7.000
Riscos operacionais	30/12/2015	354.214
Automóvel (a)	31/12/2015	-
Seguro garantia judicial (b)	-	128.433
Seguro garantia de leilão (c)	-	1.233

(a) 36 veículos próprios segurados, conforme apólices.

(b) Apólices vencendo de dez/2013 a mai/2020.

(c) Apólices vencendo de out/2015 a mai/2016.

## **Conselho de Administração**

Ana Marta Horta Veloso

Armando de Souza Nascimento

Augusto Miranda da Paz Júnior

Carlos Augusto Leone Piani

Eduardo Haiama

Firmino Ferreira Sampaio Neto

José Jorge de Vasconcelos Lima

## **Conselho Fiscal Efetivos**

Paulo Roberto Franceschi

Sérgio Passos Ribeiro

Vanderlei Dominguez da Rosa

## **Diretoria Executiva**

Raimundo Nonato Alencar de Castro  
Diretor Presidente

Eduardo Haiama  
Diretor de Relações com Investidores

Augusto Dantas Borges  
Diretor

Carla Ferreira Medrado  
Diretora

Daniel Campos Negreiros  
Diretor

Leonardo da Silva Lucas Tavares de Lima  
Diretor

Mauro Chaves de Almeida  
Diretor

Tinn Freire Amado  
Diretor

**Izabel Corina de Oliveira Carvalho**  
**Gerente de Controladoria**  
**Contador**  
**CRC PA 5.989/0-8**

Belém, 03 de novembro de 2015 - As Centras Elétricas do Pará S/A (CELPA), concessionária do serviço de distribuição de energia elétrica em todo o estado do Pará, anuncia hoje os seus resultados do terceiro trimestre (3T15) e primeiros nove meses de 2015 (9M15). As informações não financeiras da CELPA, as relacionadas ao Programa Luz Para Todos (PLPT) assim como as referentes às expectativas da administração quanto ao desempenho futuro da Companhia, não foram revisadas pelos auditores independentes.

## VOLUME DE ENERGIA DISTRIBUÍDA PELA CELPA CRESCE 3,8% NO TRIMESTRE. EBITDA REGULATÓRIO RECORRENTE ATINGE R\$ 168 MILHÕES.

### 1. DESTAQUES FINANCEIROS E OPERACIONAIS

- ▶ O volume de energia distribuída pela CELPA cresceu 3,8% neste trimestre, atingindo 2.166 GWh. A energia faturada no mercado cativo apresentou crescimento de 4,8%.
- ▶ A Receita Operacional Líquida (ROL) cresceu 6,6% no 3T15, atingindo R\$1.140 milhões, em virtude do reconhecimento de ativos e passivos regulatórios no trimestre, o que não ocorria no 3T14.
- ▶ O EBITDA Regulatório Reportado atingiu R\$200 milhões, já o EBITDA Regulatório Ajustado do 3T15 atingiu R\$ 168 milhões, crescimento de 39,4% em relação ao valor apresentado no 3T14.
- ▶ O Resultado Líquido Regulatório Ajustado no 3T15 foi de R\$3 milhões negativos, versus lucro de R\$57 milhões no 3T14.
- ▶ Os Investimentos da CELPA (excluindo investimentos diretos relacionados ao Programa Luz para Todos - PLPT) somaram R\$102 milhões no 3T15, queda de 28,2% em relação aos investimentos realizados no 3T14.
- ▶ No 3T15, os índices de DEC e FEC da CELPA (acumulados dos últimos 12 meses) foram de 41,9 horas e 24,7 vezes, melhoras de 16,6% e 18,7%, respectivamente, quando comparados aos índices observados ao final do 3T14.
- ▶ As perdas totais de energia dos últimos 12 meses encerrados no 3T15 representaram 31,3% da energia requerida, uma queda de 0,5 p.p. em relação aos 31,8% verificados no 2T15.

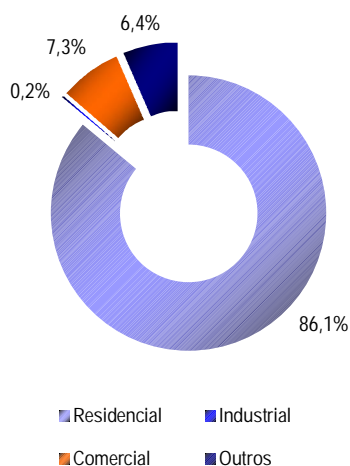
DADOS ECONÔMICO-FINANCEIROS (R\$MM)	3T14	2T15	3T15	Var.	9M14	9M15	Var.
Receita Operacional Líquida (ROL)	1.069	1.021	1.140	6,6%	2.573	3.145	22,2%
EBITDA	286	109	200	-30,0%	241	431	79,2%
Margem EBITDA (%ROL)	26,7%	10,6%	17,5%	-9,1 p.p.	9,4%	13,7%	4,3 p.p.
EBITDA (últ. 12 meses)	263	923	837	218,5%	263	837	218,5%
EBITDA Regulatório	253	108	200	-21,0%	503	431	-14,3%
EBITDA Regulatório (últ. 12 meses)	549	516	463	-15,7%	549	463	-15,7%
Resultado Operacional	179	597	31	-82,8%	(48)	664	N/A
Margem Operacional (%ROL)	16,7%	58,5%	2,7%	-14 p.p.	-1,9%	21,1%	N/A
Lucro Líquido (Prejuízo)	211	451	2	-99,1%	(16)	489	N/A
Margem Líquida (%ROL)	19,7%	44,2%	0,2%	-19,5 p.p.	-0,6%	15,5%	16,1 p.p.
Lucro Líquido (Prejuízo) por Ação (R\$)	0,1	0,24	0,0	-99,1%	(0,01)	0,20	N/A
Investimentos CELPA (Ex. PLPT)	141	85	102	-28,2%	391	382	-2,4%
Investimentos Diretos PLPT	76	45	53	-29,9%	150	145	-3,3%
Dívida Líquida	967	1.096	1.168	20,9%	967	1.168	20,9%
Dívida Líquida / EBITDA (últ. 12 meses)	1,8 x	2,1 x	2,5 x	0,7 x	1,8 x	2,5 x	0,7 x

DADOS OPERACIONAIS	3T14	2T15	3T15	Var.	9M14	9M15	Var.
Energia Vendida (MWh sem cons. próprio)	1.991.669	1.792.667	2.087.948	4,8%	5.668.126	5.759.936	1,6%
Nº de Colaboradores	1.797	1.737	1.738	-3,3%	1.797	1.738	-3,3%

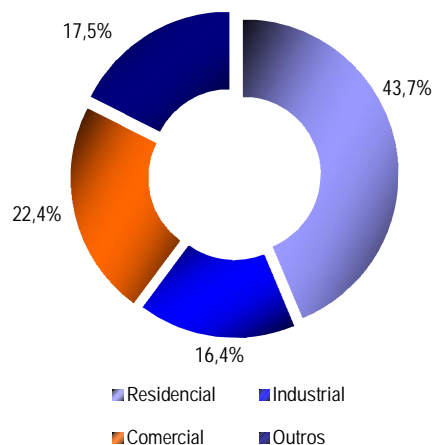
## 2. MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA NO PARA

### 2.1. VENDA DE ENERGIA ELÉTRICA

Base de Clientes (% por Classe) – 3T15



Energia Vendida (% por Classe) – 3T15



No 3T15, as vendas de energia para o mercado cativo cresceram 4,8% em relação ao mesmo trimestre do ano anterior, atingindo 2.088 GWh. Tal crescimento pode ser explicado principalmente pela volta da redução de perdas de energia da Companhia, na medida em que parte do volume de energia consumido passa a ser faturado e também é recuperado do passado e pelo aumento no número de clientes atendidos pela Companhia.

CLASSE DE CONSUMO(MWh)	3T14	2T15	3T15	Var.	9M14	9M15	Var.
Residencial	867.152	755.640	912.658	5,2%	2.445.535	2.472.045	1,1%
Industrial	346.503	307.271	342.180	-1,2%	989.717	977.378	-1,2%
Comercial	445.746	403.843	466.708	4,7%	1.265.849	1.291.485	2,0%
Outros	332.268	325.913	366.402	10,3%	967.025	1.019.028	5,4%
<b>TOTAL (Cativo)*</b>	<b>1.991.669</b>	<b>1.792.667</b>	<b>2.087.948</b>	<b>4,8%</b>	<b>5.668.126</b>	<b>5.759.936</b>	<b>1,6%</b>
Consumidores Livres	95.700	82.250	78.342	-18,1%	278.677	248.629	-10,8%
<b>TOTAL (Cativo + Livres)</b>	<b>2.087.369</b>	<b>1.874.918</b>	<b>2.166.291</b>	<b>3,8%</b>	<b>5.946.803</b>	<b>6.008.565</b>	<b>1,0%</b>

(\*) Não inclui consumo próprio

No 3T15, a carga da CELPA apresentou crescimento de 0,9% em relação ao mesmo trimestre do ano anterior, enquanto a carga nacional e da região Norte variaram -0,2% e 2,5%, respectivamente.

GWh	3T14	2T15	3T15	Var.	9M14	9M15	Var.
Carga Brasil (*)	129.432	127.789	129.196	-0,2%	403.441	399.299	-1,0%
Carga Norte (*)	11.335	11.186	11.623	2,5%	33.705	33.708	0,0%
Carga CELPA (*)	3.045	2.910	3.073	0,9%	8.685	8.786	1,2%

(\*) Dados referente ao Sistema Interligado Nacional Fonte: ONS e CELPA

## 2.2. BALANÇO ENERGÉTICO

O volume de energia requerida pelo sistema da CELPA alcançou 3.073 GWh no 3T15, apresentando crescimento de 0,9% em relação ao mesmo período do ano anterior. O volume de energia vendida no trimestre cresceu 4,8% em relação ao 3T14.

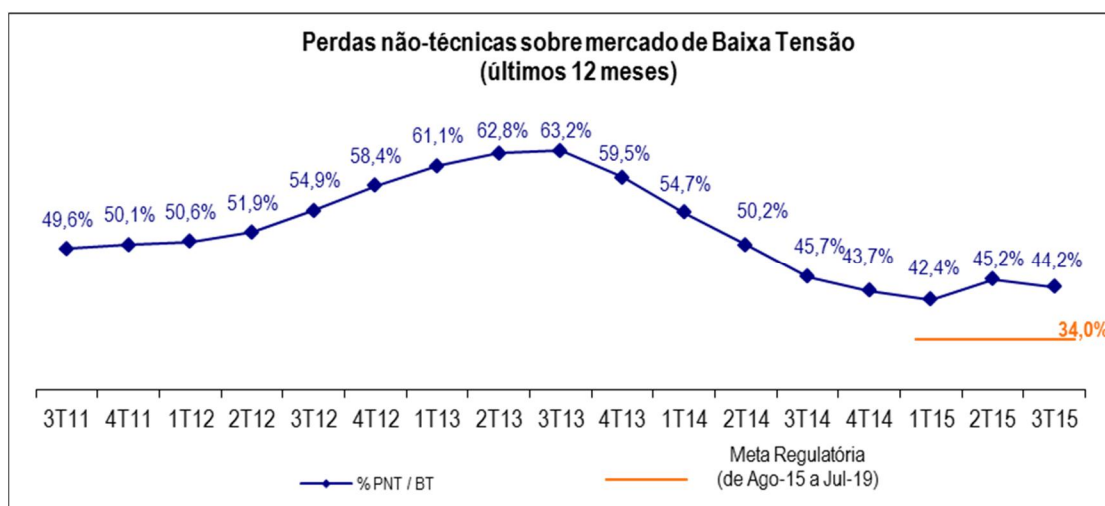
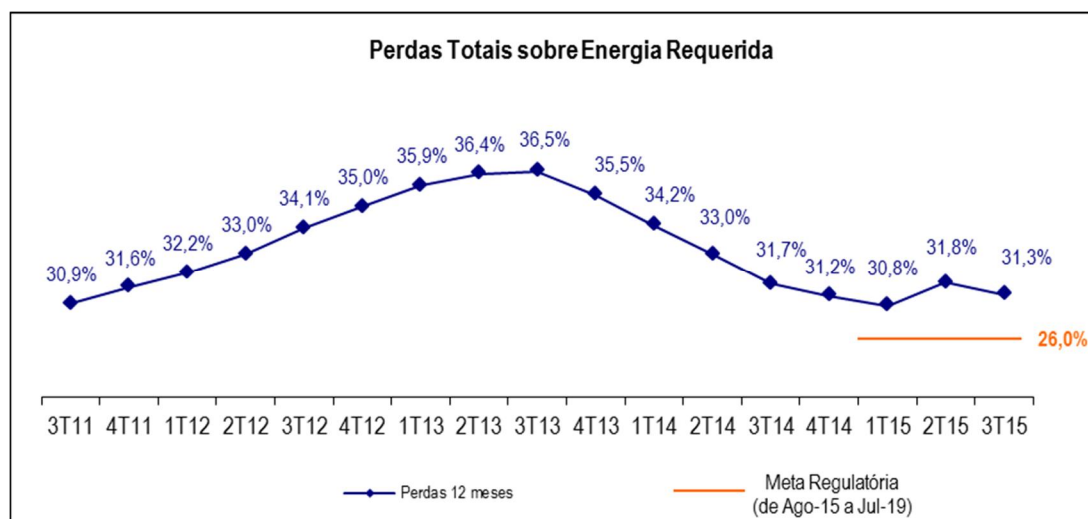
Bal. Energético (MWh)	3T14	2T15	3T15	Var.	9M14	9M15	Var.
Energia Vendida (Cativo + Cons. Próprio)	2.000.297	1.800.613	2.096.206	4,8%	5.692.665	5.784.514	1,6%
Mercado Livre	95.700	82.250	78.342	-18,1%	278.677	248.629	-10,8%
Perdas Totais	948.602	1.026.807	898.437	-5,3%	2.713.875	2.753.240	1,5%
Energia Requerida	3.044.599	2.909.670	3.072.985	0,9%	8.685.217	8.786.382	1,2%
Geração Própria	121.301	102.636	109.497	-9,7%	341.416	325.733	-4,6%
Compra de Energia	2.923.298	2.807.034	2.963.489	1,4%	8.343.801	8.460.649	1,4%

(\*) Inclui venda às classes, consumo próprio e merc. livre.

## 2.3. PERDAS NA DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA

As perdas totais dos últimos 12 meses encerrados no 3T15 representaram 31,3% da energia requerida, ao passo que as perdas não-técnicas sobre o mercado de Baixa Tensão atingiram 44,2%.

Após o aumento no percentual de perdas apresentado no último trimestre, sua trajetória volta a cair como resultado da retomada plena das ações de combate. Entendemos ser natural certa oscilação nessa trajetória de redução e por isso revisamos constantemente nosso Plano de Combate para otimizar as ações de maior eficácia. Acreditamos que, após a reformulação dos processos e das ações de combate implementados, será possível mantermos uma trajetória de redução deste patamar nos próximos trimestres.



## 2.4. QUALIDADE DO SERVIÇO (DEC E FEC)

O nível da qualidade e da eficiência do sistema de distribuição é medido pelos índices de DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora, que mede a duração média das interrupções, em horas por cliente por período) e FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora, que mede a frequência das interrupções, em número de interrupções por cliente por período).

Ao final do 3T15, o DEC acumulado dos últimos 12 meses alcançou 41,9 horas, que comparado às 50,2 horas do final do 3T14, representou redução de 16,6%. O indicador FEC (acumulado dos últimos 12 meses) do final do trimestre, foi de 24,7 vezes, representando redução de 18,7% em relação ao índice do fechamento do 3T14.



## 2.5. CUSTO MÉDIO DE COMPRA DE ENERGIA

No 3T15, o custo médio de compra de energia líquido de PIS/COFINS (excluindo custos de transporte e contabilizações de CVA) foi de R\$176 por MWh, representando queda de 27,2% em relação ao 3T14. A redução no custo médio é explicada pelo menor custo do PLD, preço utilizado para liquidação de energia comprada no mercado spot. Vale ressaltar que os custos de compra de energia são repassados à tarifa de venda de energia, uma vez que fazem parte da Parcela A (custos não gerenciáveis).

CUSTO MÉDIO DE AQUISIÇÃO DE ENERGIA*	3T14	2T15	3T15	Var.	9M14	9M15	Var.
Compra de Energia - Contratos (R\$MM)	439	384	350	-20,2%	1.103	1.124	1,8%
MWh Contratado	1.911.115	1.719.353	1.728.240	-9,6%	5.105.556	5.096.562	-0,2%
Compra de Energia - Spot (R\$MM)	238	212	139	-41,5%	830	558	-32,8%
MWh - Spot	231.321	369.045	291.025	25,8%	1.038.016	1.005.903	-3,1%
Cotas de Garantia Física (R\$ MM)	22	22	31	45,6%	65	76	17,1%
MWh - Cotas	740.318	699.337	934.029	26,2%	2.093.761	2.298.020	9,8%
<b>Custo Médio de Compra de Energia (R\$ / MWh)</b>	<b>242</b>	<b>222</b>	<b>176</b>	<b>-27,2%</b>	<b>243</b>	<b>209</b>	<b>-13,8%</b>

## 2.6. ENERGIA CONTRATADA

No encerramento do 3T15, a posição de energia contratada da CELPA para o período de 2015 a 2020 apresentava a distribuição demonstrada na tabela a seguir. Os montantes abaixo incluem a energia contratada nos leilões de energia nova A-0, realizado em abril de 2014, A-1, realizado em dezembro de 2013 e 2014, A-3 e A-5, realizados em setembro de 2008, assim como a energia contratada no Leilão da Usina de Jirau (contrato de 30 anos, iniciando no ano 2013).

CONTRATOS (MWh)	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Fonte Hídrica	4.135.590	4.152.449	4.302.147	4.745.718	4.935.082	4.237.349
Fonte Térmica	1.972.238	2.151.848	2.259.039	2.459.261	4.258.548	3.992.193
Cotas de Garantia Física	3.275.859	3.952.873	3.161.721	3.161.721	3.161.721	3.161.721
Outras Fontes	968.187	1.037.866	1.038.839	1.713.547	2.354.969	2.362.585
<b>TOTAL - MWh</b>	<b>10.351.874</b>	<b>11.295.037</b>	<b>10.761.747</b>	<b>12.080.248</b>	<b>14.710.320</b>	<b>13.753.848</b>

## 3. DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

### 3.1. RECEITA OPERACIONAL

No 3T15, a Receita Bruta de venda de energia cresceu 30,8%, influenciada principalmente: (i) pelo reajuste tarifário autorizado pela ANEEL de 34,96% (efeito médio percebido pelo consumidor) e aplicado pela Companhia a partir de 07 de agosto de 2014, (ii) início da aplicação das bandeiras tarifárias, e; (iii) Revisão Tarifária Extraordinária, aplicada a partir de mar/15. Já a Receita Líquida atingiu R\$1.140 milhões (R\$988 milhões, desconsiderando a Receita de Construção), apresentou crescimento de 6,6% em relação ao mesmo trimestre do ano anterior.

Com a convergência das regras contábeis brasileiras com os padrões internacionais (IFRS), a partir de 2010 passou a ser reconhecida na Receita Bruta a Receita de Construção, com impacto na ROL, porém sem impacto no EBITDA ou Lucro Líquido pois o mesmo valor é deduzido em linha específica dentro dos Custos Não-Gerenciáveis. Neste trimestre foram reconhecidos R\$152 milhões, ao passo que no 3T14 foram reconhecidos R\$308 milhões. Lembramos que, deste o 4T14, devido à assinatura do aditivo ao Contrato de Concessão da Companhia, ativos e passivos regulatórios líquidos passaram a ser reconhecidos nos resultados societários da Companhia.

ANÁLISE DA RECEITA	3T14	2T15	3T15	Var.	9M14	9M15	Var.
Volume de Vendas (MWh)*	1.991.669	1.792.667	2.087.948	4,8%	5.668.126	5.759.936	1,6%
No. de Clientes**	2.143.463	2.240.759	2.274.867	6,1%	2.143.463	2.274.867	6,1%
KWh por Cliente (no período)	929	800	918	-1,2%	2.644	2.532	-4,3%
Receita Bruta de Fornecimento	963	1.125	1.260	30,8%	2.594	3.482	34,2%
Residencial	471	504	587	24,7%	1.194	1.590	33,1%
Industrial	145	158	169	16,9%	361	484	34,2%
Comercial	260	290	317	22,1%	662	890	34,3%
Outras Classes	145	172	187	29,2%	376	519	37,9%
(-)Ultrapassagem de demanda / reativo excedente	(57)	(8)	(9)	84,2%	(70)	(26)	-63,1%
Suprimento (R\$ MM)	15	1	150	870,0%	51	160	211,3%
Outras Receitas (R\$ MM)	112	62	70	-37,3%	232	196	-15,5%
Subvenção Baixa Renda	52	47	56	8,7%	132	154	17,1%
Uso da Rede	6	6	6	-1,5%	18	19	5,5%
Outras Receitas Operacionais	54	10	8	-85,7%	83	23	-72,0%
Valores a receber de parcela A e outros itens financeiro	-	129	53	N/A	-	254	N/A
Receita de Construção	308	145	152	-50,6%	614	476	-22,4%
Deduções à Receita (R\$ MM)	(330)	(433)	(537)	-62,7%	(849)	(1.361)	60,3%
Receita Operacional Líquida (R\$ MM)	1.069	1.021	1.140	6,6%	2.573	3.145	22,2%

\* Exclui Consumo Próprio e Consumidores Livre

\*\* Exclui unidades consumido ras próprias e Livres

### 3.2. CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS

No 3T15, o total de custos e despesas gerenciáveis e não gerenciáveis, excluindo depreciação e amortização, foi de R\$970 milhões (R\$ 818 milhões, desconsiderando os Custos de Construção), 22% maior se comparado ao 3T14. Grande parte desse crescimento pode ser explicada pelo aumento dos custos associados à compra de energia.

A partir deste ano, as despesas com compensações por descumprimento dos indicadores individuais de qualidade passaram a ser reconhecidas dentro da rubrica Outros, quando anteriormente eram lançadas como Despesas Financeiras. No 3T15, este valor representou R\$ 1,3 milhão, sendo que no 3T14, foram reconhecidos R\$7 milhões dentro de Despesas Financeiras.

Em Outras Receitas/Despesas Operacionais, neste trimestre houve R\$ 21 milhões de despesa referente à Baixa de Ativos Imobilizados.

R\$ MM	3T14	2T15	3T15	Var.	9M14	9M15	Var.
Pessoal	39	34	32	-17,2%	116	105	-9,4%
<i>Programa de participações no resultado - PPR</i>	5	5	5	14,3%	14	16	14,3%
Material	3	2	2	-51,2%	14	5	-66,8%
Serviço de Terceiros	82	81	77	-5,8%	241	236	-1,9%
Outros	10	25	17	63,6%	28	25	-10,9%
<i>Compensações Indicadores de Qualidade</i>	-	11	1	N/A	-	38	N/A
PMSO	134	143	128	-4,9%	399	371	-7,0%
<i>% Receita Líquida (s/ Rec Construção)</i>	17,6%	16,3%	12,9%	-4,7 p.p.	20,3%	13,9%	-6,4 p.p.
Provisões	14	23	27	98,9%	46	73	59,2%
PDD e Perdas	15	24	29	93,0%	50	76	52,4%
<i>% Receita Bruta (s/ Receita de Construção)</i>	1,4%	1,9%	1,9%	0,5 p.p.	1,5%	1,7%	0,2 p.p.
Provisões para Contingências	(2)	(1)	(2)	-46,0%	(3,8)	(2,7)	29,4%
Outras Receitas/Despesas Operacionais	12	42	30	148,0%	25	95	282,6%
CUSTOS E DESPESAS GERENCIÁVEIS	160	208	184	15,3%	469	539	14,8%
<i>% Receita Líquida (s/ Receita e sem custo de Construção)</i>	21,0%	23,7%	18,6%	-2,3 p.p.	24,0%	20,2%	-3,7 p.p.
Energia Comprada e Transporte	309	575	603	95,4%	1.226	1.717	40,0%
Encargos Uso Rede e Conexão	30	31	31	4,3%	68	87	28,0%
Custo de Construção	308	144	152	-50,6%	614	476	-22,4%
Subvenção CCC	(80)	(70)	(72)	10,1%	(216)	(219)	-1,4%
Materia prima p/ produção de energia elétrica	69	65	72	3,3%	195	208	6,5%
CUSTOS E DESPESAS NÃO-GERENCIÁVEIS	635	746	786	23,6%	1.888	2.270	20,2%
<i>% Receita Líquida (s/ Receita e s/Custo de Construção)</i>	43,0%	68,7%	64,1%	21 p.p.	65,0%	67,2%	2,1 p.p.
TOTAL	795	954	970	22,0%	2.357	2.809	19,2%

### 3.3. EBITDA

No 3T15, o EBITDA Societário apresentado foi de R\$200 milhões, valor que já é impactado pela contabilização de ativos e passivos regulatórios líquidos (o que passou a ocorrer apenas a partir do 4T14) e pela mudança do reconhecimento das despesas com compensações pagas aos consumidores por descumprimento dos indicadores individuais de qualidade, que foi transferido da Despesa Financeira para a rubrica Outros dentro do PMSO, acima da linha de EBITDA.

Neste trimestre, ajustamos: (i) o estorno de algumas despesas com compra de energia que estavam sem a CVA correspondente (R\$ 7 milhões); (ii) no 3T14, foi registrada uma CVA referente ao ressarcimento pelo custo a maior de compra de energia junto a Eletronuclear, que vem sendo amortizada desde então, com impacto negativo de R\$ 4 milhões no trimestre; (iii) R\$ 16 milhões em Componentes Financeiros reconhecidos na Revisão Tarifária que não haviam sido reconhecidos em exercícios anteriores, e (iv) R\$ 13 milhões por descasamento de PIS/COFINS.

Nos demais trimestres de 2014, fizemos o ajuste pró-forma de modo a considerarmos o EBITDA já impactado por essa transferência das compensações de qualidade. Considerando este ajuste, apresentamos crescimento de 39,4% de EBITDA ajustado no 3T15 comparado ao 3T14.

EBITDA (R\$ milhões)	3T14	2T15	3T15	Var.	9M14	9M15	Var.
Resultado do Serviço	219	30	123	-43,8%	82	278	239,2%
Depreciação e Amortização	54	48	48	-11,0%	134	97	-27,9%
Outras Receitas/Despesas Operacionais	12	42	30	148,0%	25	95	282,6%
Compensações Indicadores de Qualidade	(7)	(11)	(1)	N/A	(41)	(38)	N/A
<b>EBITDA Societário</b>	<b>279</b>	<b>108</b>	<b>200</b>	<b>-28,3%</b>	<b>200</b>	<b>431</b>	<b>115,9%</b>
Formação de Ativos Regulatórios	(53)	-	-	N/A	248	-	N/A
Atualização Monetária de Ativos/Passivos Regulatórios	(6)	-	-	N/A	(12)	-	N/A
Despacho Aneel 4991/11	27	-	-	N/A	27	-	N/A
<b>EBITDA Regulatório</b>	<b>246</b>	<b>108</b>	<b>200</b>	<b>-18,9%</b>	<b>462</b>	<b>431</b>	<b>-6,8%</b>
Ajuste Compra de Energia	17	-	-	N/A	(24)	-	N/A
Sistemas Isolados	-	-	-	N/A	(11)	-	N/A
Ajustes 3T14	(143)	-	-	N/A	(143)	-	N/A
Redução Compensações (Plano de Transição)	-	-	-	N/A	-	(58)	N/A
Diferença Eletronuclear	-	4	4	N/A	-	12	N/A
Liminares sem CVA correspondente	-	(9)	(7)	N/A	-	(1)	N/A
Efeito Revisão	-	-	(16)	N/A	-	(16)	N/A
Efeito PIS/COFINS	-	-	(13)	N/A	-	(13)	N/A
<b>EBITDA Regulatório Ajustado</b>	<b>120</b>	<b>103</b>	<b>168</b>	<b>39,4%</b>	<b>284</b>	<b>355</b>	<b>24,8%</b>

### 3.4. RESULTADO FINANCEIRO

No 3T15, a Companhia apresentou resultado financeiro líquido negativo em R\$91 milhões, versus um resultado negativo em R\$41 milhões no 3T14.

Neste trimestre, em virtude da desvalorização do Real, houve o impacto contábil bruto de R\$ 264 milhões de variação cambial sobre o endividamento da Companhia, impactando a conta de Variação Cambial no Resultado Financeiro. Como contrapartida, foram reconhecidos R\$ 142 milhões em Receita com Operações de Swap e R\$ 13 milhões de valorização do depósito Caução, resultando em efeito líquido de uma despesa de R\$ 108 milhões. Destacamos que, como as regras contábeis que tratam do assunto exigem que o swap seja contabilizado a valor de mercado (despesa de R\$ 35 milhões no 3T15), por mais que a proteção seja perfeita do ponto de vista de caixa, podem ocorrer oscilações nos resultados, como houve neste trimestre.

R\$ MM	3T14	2T15	3T15	Var.	9M14	9M15	Var.
Rendas financeiras	10	9	16	57,7%	25	36	42,3%
Juros ativos	(0)	1	2	N/A	4	5	10,8%
Juros ativos CVA	-	11	15	N/A	-	38	N/A
PIS/COFINS sobre receita financeira	-	-	(4)	N/A	-	(4)	N/A
Acréscimo moratório de venda de energia	42	32	36	-12,8%	68	100	47,4%
Descontos da lei 12.996/2014	-	-	-	N/A	-	-	N/A
Descontos obtidos	0	4	0	323,3%	5	6	31,3%
Variações monetárias	11	85	13	24,4%	71	121	70,8%
Atualização do ativo financeiro da concessão	-	46	-	N/A	-	46	N/A
Ajuste do VNR do ativo financeiro	-	94	-	N/A	-	94	N/A
Atualização CDE	-	25	-	N/A	-	25	N/A
Atualização Subrogação	-	42	-	N/A	-	42	N/A
Ajuste de valor presente RJ	(4)	401	(7)	-92,9%	(3)	394	N/A
Operação de swap	55	(78)	563	926,0%	59	613	943,2%
Outras receitas	41	(20)	26	-36,6%	73	26	-64,1%
<b>Receita Financeira Total</b>	<b>154</b>	<b>653</b>	<b>661</b>	<b>328,2%</b>	<b>302</b>	<b>1.544</b>	<b>410,7%</b>
Variações monetárias e cambiais	(78)	(62)	(201)	-158,1%	(113)	(438)	288,9%
Encargos com parte relacionada	(3)	(15)	(11)	-247,8%	(5)	(40)	788,8%
Atualização de contingências	-	(4)	(4)	N/A	-	(13)	N/A
Encargos de dívidas	(70)	(21)	(91)	-29,8%	(133)	(133)	0,1%
Juros, multas e atualizações s/operações com	(0)	(1)	(1)	-45238,7%	-	(4)	N/A
Multas por violação de metas/transg. de faixa	(7)	0	(0)	100,0%	(41)	(0)	-100,0%
Multas Regulatórias	(1)	(6)	-	N/A	(2)	(7)	235,3%
Multas moratórias e compensatórias	-	-	-	N/A	(4)	-	N/A
Ajuste a valor presente parcelamentos	(3)	(3)	(3)	-10,0%	(5)	(7)	54,3%
Operações de swap	(10)	52	(420)	-3917,2%	(52)	(420)	709,8%
Juros passivos	(5)	(6)	(5)	15,9%	(28)	(17)	-39,3%
Juros passivos CVA	-	(5)	(7)	N/A	-	(17)	N/A
Outras despesas	(16)	(4)	(9)	43,3%	(49)	(28)	-42,2%
<b>Despesa Financeira Total</b>	<b>(195)</b>	<b>(75)</b>	<b>(752)</b>	<b>-285,9%</b>	<b>(432)</b>	<b>(1.119)</b>	<b>158,9%</b>
<b>RESULTADO FINANCEIRO</b>	<b>(41)</b>	<b>578</b>	<b>(91)</b>	<b>-124,8%</b>	<b>(130)</b>	<b>424</b>	<b>N/A</b>

## 3.5. RESULTADO LÍQUIDO

No 3T15, a CELPA apresentou lucro societário de R\$ 2 milhões, versus R\$ 211 milhões no mesmo trimestre do ano anterior. Neste trimestre, os ajustes que impactam o resultado líquido são os mesmos que já foram comentados no EBITDA mais R\$19 milhões em baixa de ativos.

Com estes ajustes, o resultado do trimestre é negativo em R\$3 milhões, comparado a um lucro ajustado de R\$ 57 milhões do mesmo trimestre do ano anterior.

LUCRO/PREJUÍZO LÍQUIDO (R\$ milhões)	3T14	2T15	3T15	Var.	9M14	9M15	Var.
LUCRO/PREJUÍZO LÍQUIDO	211	451	2	-99,1%	(16)	489	N/A
Ativos e Passivos Regulatórios	(12)	-	-	N/A	283	-	N/A
Resultado não Operacional + Resultado financeiro	15	(2)	(4)	N/A	7	(8)	N/A
Depreciação e Amortização	7	5	7	1,1%	27	18	-33,5%
Ajuste Compra de Energia + Sistema Isolado	14	-	-	N/A	14	-	N/A
Ajustes 3T14	(179)	-	-	N/A	(179)	-	N/A
Ajustes 1T15	-	-	-	N/A	-	(118)	N/A
Diferença Eletronuclear	-	3	3	N/A	-	7	N/A
Liminares sem CVA correspondente	-	(8)	(6)	N/A	-	(0)	N/A
Baixa de Ativos	-	44	19	N/A	-	63	N/A
Ajuste a Valor Presente (Dívida)	-	(407)	-	N/A	-	(407)	N/A
Atualização Ativo Financeiro	-	(94)	-	N/A	-	(94)	N/A
Atualização Encargos (CDE e CCC)	-	(67)	-	N/A	-	(67)	N/A
IRPJ / CSLL Diferido	-	137	-	N/A	-	137	N/A
Efeito Revisão	-	-	(13)	N/A	-	(13)	N/A
Efeito PIS/COFINS	-	-	(11)	N/A	-	(11)	N/A
LUCRO/PREJUÍZO LÍQUIDO Ajustado	57	63	(3)	N/A	136	(6)	N/A

## 4. ATIVOS E PASSIVOS REGULATÓRIOS

Com a adaptação das regras contábeis brasileiras ao IFRS, os ativos e passivos regulatórios do setor deixaram de ser registrados nos balanços da Companhia até o 3T14. Entretanto, a partir do 4T14 estes valores voltaram a ser integralmente reconhecidos pelo IFRS devido à assinatura de termo aditivo ao contrato de concessão das distribuidoras, assim como continuam sendo considerados pela ANEEL quando do cálculo dos Componentes Financeiros a cada Reajuste Anual ou Revisão Periódica.

Abaixo, abrimos os componentes dos Ativos e Passivos Regulatórios por trimestre na CELPA.

<b>ATIVOS REGULATÓRIOS</b>	<b>3T14</b>	<b>4T14</b>	<b>1T15</b>	<b>2T15</b>	<b>3T15</b>
<b>Constituição CVAs</b>	<b>150.534</b>	<b>185.323</b>	<b>190.453</b>	<b>204.148</b>	<b>122.334</b>
<i>CDE</i>	718	892	2.195	17.013	42.472
<i>Proinfra</i>	36	37	422	946	135
<i>Rede Básica</i>	5.804	7.748	9.807	11.838	-
<i>Compra</i>	143.976	176.646	178.029	174.351	79.727
<b>Amortização CVAs</b>	<b>173.192</b>	<b>126.201</b>	<b>82.755</b>	<b>38.197</b>	<b>331.600</b>
<i>CDE</i>	813	591	387	177	46.193
<i>Proinfra</i>	1.252	911	596	272	801
<i>ESS</i>	-	-	-	-	3.236
<i>Rede Básica</i>	6.425	4.678	3.062	1.406	10.759
<i>Compra</i>	164.702	120.021	78.710	36.342	270.611
<b>Sobrecontratação</b>	<b>79.896</b>	<b>171.122</b>	<b>61.203</b>	<b>77.625</b>	-
<b>Outros Ativos Regulatórios</b>	<b>54.456</b>	<b>57.326</b>	<b>14.214</b>	<b>79.450</b>	<b>29.115</b>
<i>Outros</i>	35.400	46.437	7.005	58.660	9.734
<i>Garantia CCEAR</i>	591	602	632	651	637
<i>Exposição Financeira</i>	4.087	-	-	17.269	12.986
<i>Diferencial Eletronuclear</i>	14.378	10.287	6.577	2.870	5.759
<b>Saldo Final</b>	<b>458.078</b>	<b>539.972</b>	<b>348.625</b>	<b>399.420</b>	<b>483.049</b>
-	-	-	-	-	-
<b>PASSIVOS REGULATÓRIOS</b>	<b>3T14</b>	<b>4T14</b>	<b>1T15</b>	<b>2T15</b>	<b>3T15</b>
<b>Constituição CVAs</b>	<b>(39.381)</b>	<b>(103.420)</b>	<b>(136.621)</b>	<b>(178.035)</b>	-
<i>ESS</i>	(39.381)	(103.420)	(136.621)	(178.035)	-
<b>Amortização CVAs</b>	<b>(17.684)</b>	<b>(12.879)</b>	<b>(8.436)</b>	<b>(3.879)</b>	<b>(218.481)</b>
<i>Rede Básica</i>	-	-	-	-	(20)
<i>Compra de Energia</i>	-	-	-	-	(7.791)
<i>CDE</i>	(213)	(159)	(109)	(58)	(66.193)
<i>ESS</i>	(17.061)	(12.414)	(8.117)	(3.710)	(144.477)
<i>Proinfra</i>	(410)	(306)	(210)	(111)	-
<b>Neutralidade Parc. A</b>	<b>(10.771)</b>	<b>(7.706)</b>	<b>(4.927)</b>	<b>(2.150)</b>	<b>(3.104)</b>
<b>Outros Ativos Regulatórios - Outros</b>	<b>(19.185)</b>	<b>(18.497)</b>	<b>15.518</b>	<b>(45.267)</b>	<b>(151.558)</b>
<i>Outros</i>	(11.970)	(13.335)	(34.730)	(43.827)	(96.777)
<i>Exposição Financeira</i>	(7.215)	(5.162)	(3.300)	(1.440)	-
<i>Sobrecontratação</i>	-	-	53.548	-	(54.781)
<b>Saldo Final</b>	<b>(87.021)</b>	<b>(142.502)</b>	<b>(134.466)</b>	<b>(229.331)</b>	<b>(373.143)</b>
-	-	-	-	-	-
<b>Ativos / Passivos Reg. Líquidos</b>	<b>3T14</b>	<b>4T14</b>	<b>1T15</b>	<b>2T15</b>	<b>3T15</b>
Ativos Regulatórios	458.078	539.972	348.625	399.420	483.049
Passivos Regulatórios	(87.021)	(142.502)	(134.466)	(229.331)	(373.143)
<b>Ativo Regulatório Líquido</b>	<b>371.057</b>	<b>397.470</b>	<b>214.159</b>	<b>170.089</b>	<b>109.906</b>

## 5. ENDIVIDAMENTO

No 3T15, o endividamento total consolidado da Companhia, incluindo os encargos, atingiu R\$ 2.300 milhões, 22,3% superior ao endividamento registrado ao final do 2T15, de R\$ 1.880 milhões.

### 5.1. PERFIL DA DÍVIDA

#### Situação da Dívida Bruta

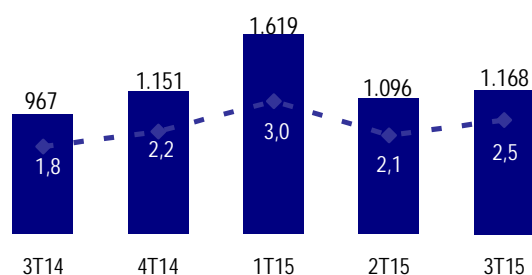
Vencimento	setembro-15	%	Indexador	Custo Médio (a.a.)	Prazo Final Médio	Prazo Médio (em anos)	Part. (%)
Curto Prazo	551	23,9%	Pré Fixado (US\$)	2,7%	nov/16	1,2	18,7%
Longo Prazo	1.749	76,1%	Libor Trimestral	5,7%	fev/18	2,4	19,5%
2016	62	2,7%	Moeda Estrangeira	4,6%		4,2	53,1%
2017	407	17,7%	TJLP	9,8%	mar/21	5,5	7,9%
2018	115	5,0%	CDI	13,8%	jul/18	2,9	2,8%
2019	60	2,6%	Pré fixado (R\$)	5,9%	jul/26	11,0	17,9%
Após 2019	1.105	48,1%	RGR / FINISA	6,6%	nov/24	9,2	4,1%
<b>TOTAL</b>	<b>2.300</b>	<b>100,0%</b>	IGP-M	9,4%	set/34	19,3	9,1%
			TR - BNDES	14,1%	mai/21	5,7	5,1%
			Moeda Nacional	8,6%		10,5	46,9%
			<b>TOTAL</b>	<b>6,5%</b>		<b>7,2</b>	<b>100,0%</b>

Entendemos que o perfil de vencimentos da CELPA é confortável, apresentando um perfil de longo prazo. O custo médio da dívida atualmente está em 6,5%, equivalente a 52% do CDI dos últimos 12 meses.

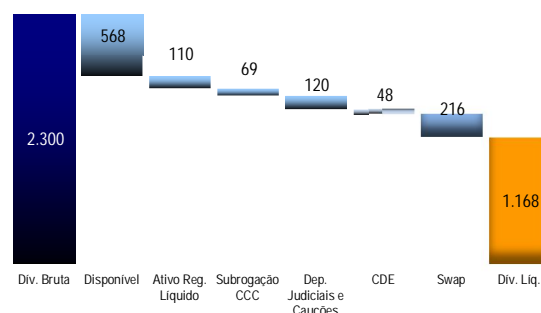
A dívida líquida, considerando as disponibilidades, os ativos regulatórios líquidos, a sub-rogação de CCC, CDE a receber, depósitos judiciais e cauções e o saldo líquido de swap para hedge da dívida em moeda estrangeira, atingiu o montante de R\$ 1.168 milhões no 3T15, equivalente a 2,5 vezes o EBITDA regulatório dos últimos 12 meses.

Após a reclassificação das dívidas da Recuperação Judicial (R\$ 703 milhões) no trimestre passado para a rubrica Recuperação Judicial no passivo não circulante (até o trimestre anterior estava reconhecido em Empréstimos e Financiamentos), continuamos considerando este valor como parte da dívida bruta para efeito de cálculo do endividamento líquido e indicadores de alavancagem.

Dívida Líquida (R\$MM) e Dívida Líquida/ EBITDA Regulatório (Últ.12 meses)



Conciliação da Dívida Líquida (R\$MM)



## 6. INVESTIMENTOS

### 6.1. INVESTIMENTOS DA CELPA

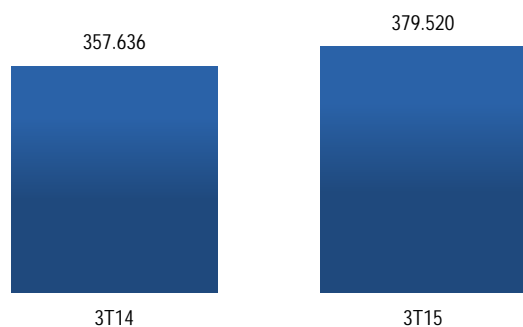
	3T14	2T15	3T15	Var.	9M14	9M15	Var.
Manutenção da Rede	21	20	18	-12,6%	54	71	31,4%
Expansão e Melhoria da Rede	67	60	57	-13,9%	192	260	35,5%
Equipamentos e Sistemas	8	12	4	-53,7%	38	4	-88,3%
Universalização	21	8	0	-99,5%	25	(17)	N/A
Proj Espec - (Subrogação CCC)	23	0	13	-42,4%	63	36	-42,2%
Outros Investimentos	2	(15)	9	366,9%	21	27	30,2%
<b>Total</b>	<b>141</b>	<b>85</b>	<b>102</b>	<b>-28,2%</b>	<b>391</b>	<b>382</b>	<b>-2,4%</b>

Os investimentos da CELPA, excluindo os investimentos diretos relacionados ao PLPT, totalizaram R\$102 milhões no 3T15, representando redução de 28,2% em relação ao 3T14.

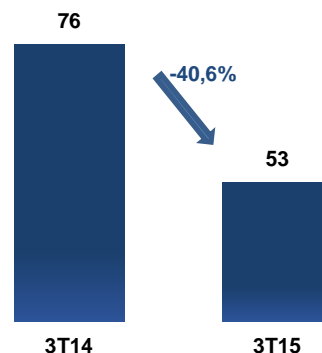
### 6.2. INVESTIMENTOS NO PROGRAMA LUZ PARA TODOS (PLPT)

Ao final do 3T15, foi alcançada a marca de 379 mil clientes ligados à rede de distribuição de energia elétrica da CELPA através do PLPT, gerando um benefício direto a praticamente 1,9 milhão de habitantes no Estado do Pará. O PLPT já está presente em todos os 144 municípios paraenses, contribuindo para o desenvolvimento de áreas isoladas dos aglomerados urbanos e para a geração de renda nestas localidades. Ao longo do 3T15, o investimento direto no PLPT, que inclui gastos com materiais, fretes e serviços de terceiros, foi de R\$53 milhões.

Número de Clientes Ligados à Rede



Investimentos Diretos PLPT (R\$MM): Trimestral



## SERVIÇOS PRESTADOS PELO AUDITOR INDEPENDENTE

A Companhia não contratou da Ernst & Young, seu auditor externo, outros serviços além da auditoria independente e outros serviços relacionados por exigência da ANEEL. A política de contratação adotada pela Companhia atende aos princípios que preservam a independência do auditor, de acordo com as normas vigentes, que principalmente determinam que o auditor não deve auditar o seu próprio trabalho, nem exercer funções gerenciais no seu cliente ou promover os seus interesses.

As informações não financeiras da CELPA e as relacionadas ao Programa Luz para Todos (PLPT), assim como as referentes às expectativas da administração quanto ao desempenho futuro da Companhia, não foram revisadas pelos auditores independentes.

## RELAÇÕES COM INVESTIDORES

Eduardo Haiama  
Diretor de Relações com Investidores

Thomas Newlands  
Relações com Investidores

Renato Parentoni  
Relações com Investidores

Telefones: +0 XX (21) 3206-6635 / 6607

E-mail: [ri@CELPA.com.br](mailto:ri@CELPA.com.br)

Website: [www.CELPA.com.br](http://www.CELPA.com.br)

## AVISOS

As declarações sobre eventos futuros estão sujeitas a riscos e incertezas. Tais declarações têm como base crenças e suposições de nossa Administração e informações a que a Companhia atualmente tem acesso. Declarações sobre eventos futuros incluem informações sobre nossas intenções, crenças ou expectativas atuais, assim como aquelas dos membros do Conselho de Administração e Diretores da Companhia.

As ressalvas com relação às declarações e informações acerca do futuro também incluem informações sobre resultados operacionais possíveis ou presumidos, bem como declarações que são precedidas, seguidas ou que incluem as palavras "acredita", "poderá", "irá", "continua", "espera", "prevê", "pretende", "estima" ou expressões semelhantes.

As declarações e informações sobre o futuro não são garantias de desempenho. Elas envolvem riscos, incertezas e suposições porque se referem a eventos futuros, dependendo, portanto, de circunstâncias que poderão ocorrer ou não. Os resultados futuros e a criação de valor para os acionistas poderão diferir de maneira significativa daqueles expressos ou sugeridos pelas declarações com relação ao futuro. Muitos dos fatores que irão determinar estes resultados e valores estão além da capacidade de controle ou previsão da Companhia.

Considerações acerca dos critérios contábeis:

As informações estão apresentadas de acordo com os critérios da legislação societária brasileira, que estão em conformidade com as Normas Internacionais de Relatórios Financeiros (IFRS), a partir das informações financeiras revisadas.

## ANEXO 1 – DEMONSTRAÇÃO DE RESULTADO DO EXERCÍCIO

DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO (R\$ mil)	3T14	2T15	3T15	Var.	9M14	9M15	Var.
<b>RECEITA OPERACIONAL</b>	1.398.661	1.453.418	1.676.587	19,9%	3.421.645	4.506.011	31,7%
Fornecimento de Energia Elétrica	1.014.960	1.292.431	1.360.113	34,0%	2.655.743	3.828.145	44,1%
Uso da Rede	6.320	5.996	6.222	-1,5%	17.739	18.715	5,5%
Suprimento de Energia Elétrica	15.439	1.091	149.758	870,0%	51.264	159.570	211,3%
Receita de Construção	307.999	144.714	152.047	-50,6%	614.035	476.457	-22,4%
Outras Receitas	53.943	9.186	8.447	-84,3%	82.865	23.124	-72,1%
<b>DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL</b>	(329.727)	(432.818)	(536.594)	-62,7%	(848.588)	(1.360.708)	-60,3%
<b>RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA</b>	1.068.933	1.020.599	1.139.993	6,6%	2.573.058	3.145.303	22,2%
<b>CUSTO DO SERVIÇO DE ENERGIA ELÉTRICA</b>	(646.547)	(750.402)	(786.279)	-21,6%	(1.908.285)	(2.280.704)	-19,5%
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(308.748)	(574.632)	(603.146)	-95,4%	(1.226.180)	(1.717.151)	-40,0%
Encargo Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição	(29.800)	(31.309)	(31.087)	-4,3%	(68.069)	(87.096)	-28,0%
Custo de Construção	(307.999)	(144.461)	(152.047)	50,6%	(614.035)	(476.457)	22,4%
<b>CUSTO/DESPESA OPERACIONAL</b>	(136.565)	(161.512)	(153.768)	-12,6%	(424.079)	(433.197)	-2,1%
Pessoal	(38.659)	(34.061)	(31.995)	17,2%	(115.924)	(105.068)	9,4%
Material	(3.417)	(2.236)	(1.668)	51,2%	(13.867)	(4.610)	66,8%
Serviço de Terceiros	(81.762)	(80.800)	(77.027)	5,8%	(240.830)	(236.148)	1,9%
Outros	(10.318)	(25.438)	(16.885)	-63,6%	(27.968)	(24.920)	10,9%
PMSO	(134.156)	(142.536)	(127.576)	4,9%	(398.589)	(370.746)	7,0%
Subvenção CCC	80.346	69.551	72.251	-10,1%	215.975	218.970	1,4%
Materia prima p/ produção de energia elétrica	(69.226)	(65.098)	(71.533)	-3,3%	(195.334)	(207.994)	-6,5%
Provisões	(13.530)	(23.428)	(26.910)	-98,9%	(46.132)	(73.427)	-59,2%
<b>EBITDA</b>	285.820	108.686	199.946	-30,0%	240.694	431.402	79,2%
Outras Receitas/Despesas Operacionais	(11.919)	(41.843)	(29.563)	-148,0%	(24.762)	(94.745)	-282,6%
Depreciação e Amortização	(54.449)	(47.953)	(48.452)	11,0%	(133.947)	(96.620)	27,9%
<b>RESULTADO DO SERVIÇO</b>	219.453	18.890	121.931	-44,4%	81.984	240.037	192,8%
<b>RESULTADO FINANCEIRO</b>	(40.537)	578.043	(91.126)	-124,8%	(130.080)	424.201	-426,1%
Receitas Financeiras	186.678	691.955	671.479	259,7%	378.347	1.644.354	334,6%
Despesas Financeiras	(227.215)	(113.912)	(762.605)	-235,6%	(508.427)	(1.220.153)	-140,0%
<b>RESULTADO ANTES DO IMPOSTO DE RENDA</b>	178.916	596.933	30.805	-82,8%	(48.096)	664.238	-1481,1%
Diferido	31.934	(145.554)	(28.979)	N/A	31.934	(175.374)	N/A
<b>RESULTADO DO EXERCÍCIO</b>	210.850	451.379	1.826	-99,1%	(16.162)	488.864	N/A

## ANEXO 2 – DRE REGULATÓRIO X SOCIETÁRIO

DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO (R\$ mil)	3T14		3T14	3T15		3T15
	Regulatório	Ajustes	Societário	Regulatório	Ajustes	Societário
RECEITA OPERACIONAL	1.074.065	(324.596)	1.398.661	1.402.331	274.256	1.676.587
Fornecimento de Energia Elétrica	985.297	(35.983)	1.021.280	1.244.126	122.209	1.366.336
Suprimento de Energia Elétrica	34.825	19.386	15.439	149.758	-	149.758
Receita de Construção	-	(307.999)	307.999	-	152.047	152.047
Outras Receitas	53.943	-	53.943	8.447	-	8.447
DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL	(329.900)	(173)	(329.727)	(536.594)	-	(536.594)
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	744.165	(324.768)	1.068.933	865.738	274.256	1.139.993
CUSTO DO SERVIÇO DE ENERGIA ELÉTRICA	(343.227)	292.200	(635.427)	(511.305)	(274.256)	(785.561)
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(326.537)	(17.789)	(308.748)	(603.146)	-	(603.146)
Encargo Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição	(27.810)	1.991	(29.800)	(748)	(30.339)	(31.087)
Custos de Construção	-	307.999	(307.999)	-	(152.047)	(152.047)
Recuperação de despesa (CDE)	-	-	-	91.870	(91.870)	-
Outras Despesas Não-Gerenciáveis	11.120	-	11.120	718	-	718
CUSTO/DESPESA OPERACIONAL	(147.685)	-	(147.685)	(154.486)	-	(154.486)
Pessoal	(38.659)	-	(38.659)	(31.995)	-	(31.995)
Material	(3.417)	-	(3.417)	(1.668)	-	(1.668)
Serviço de Terceiros	(81.762)	-	(81.762)	(77.027)	-	(77.027)
Provisões	(13.530)	-	(13.530)	(26.910)	-	(26.910)
Outros	(10.318)	-	(10.318)	(16.885)	-	(16.885)
EBITDA	253.253	(32.568)	285.820	199.946	(0)	199.946
Outras Receitas/Despesas Operacionais	(5.593)	6.326	(11.919)	(31.061)	(1.498)	(29.563)
Depreciação e Amortização	(47.557)	6.892	(54.449)	(40.968)	7.484	(48.452)
RESULTADO DO SERVIÇO	200.103	(19.350)	219.453	127.917	(5.985)	121.931
RESULTADO FINANCEIRO	(31.647)	8.890	(40.537)	(93.262)	2.137	(91.126)
Receitas Financeiras	192.320	5.641	186.678	669.342	2.137	671.479
Despesas Financeiras	(223.967)	3.249	(227.215)	(762.605)	-	(762.605)
RESULTADO ANTES DO IMPOSTO DE RENDA	168.456	(10.460)	178.916	34.654	(3.849)	30.805
Contribuição Social	-	-	-	4.195	-	4.195
Imposto de Renda	-	-	-	16.466	-	16.466
Impostos Diferidos	31.934	-	31.934	(16.466)	-	(16.466)
Incentivos Fiscais	-	-	-	(33.174)	-	(33.174)
RESULTADO DO EXERCÍCIO	200.390	(10.460)	210.850	5.675	3.849	1.826

ANEXO 3 – BALANÇO PATRIMONIAL

ATIVO (R\$ Mil)	3T14	4T14	1T15	2T15	3T15
<b>CIRCULANTE</b>	<b>1.686.002</b>	<b>2.106.537</b>	<b>1.804.985</b>	<b>1.873.451</b>	<b>2.304.635</b>
Caixa e equivalentes de caixa	139.001	54.210	156.295	10.313	112.329
Investimentos de curto prazo	184.320	506.473	154.080	314.220	455.617
Contas a receber de clientes	752.104	807.309	884.856	960.834	1.066.717
Valores a receber de parcela A e outros itens financeiros	-	204.441	109.068	49.480	98.011
Estoques	22.149	16.703	18.667	13.065	9.879
Impostos e contribuições a recuperar	69.063	70.200	72.274	72.637	74.680
Impostos sobre o lucro a recuperar	24.939	26.964	20.701	28.495	33.740
Aquisição de combustível - conta CCC	199.979	236.701	230.545	219.383	195.253
Depósitos Judiciais	595	595	523	721	1.375
Serviços pedidos	73.810	65.426	72.688	92.253	111.639
Instrumentos financeiros derivativos	22.033	64.553	-	-	78.839
Recuperação de custo de energia e encargos	154.102	-	35.062	64.486	22.512
Outros Créditos a Receber	43.907	52.962	50.226	47.564	44.044
<b>NÃO CIRCULANTE</b>	<b>3.606.787</b>	<b>3.937.855</b>	<b>4.207.143</b>	<b>4.297.077</b>	<b>4.283.077</b>
<b>REALIZÁVEL A LONGO PRAZO</b>	<b>1.323.962</b>	<b>1.647.332</b>	<b>1.911.331</b>	<b>2.022.952</b>	<b>2.030.868</b>
Contas a receber de clientes - LP	89.787	116.021	132.279	149.071	168.361
Valores a receber de parcela A e outros itens financeiros	-	229.796	105.092	100.625	-
Impostos e contribuições a recuperar LP	63.199	-	-	-	-
Impostos sobre o lucro a recuperar	35.240	36.238	37.379	37.882	38.776
Instrumentos financeiros derivativos NC	6.445	232	112.772	116.043	136.962
Impostos e contribuições a recuperar	-	60.985	61.626	57.089	56.679
Depósitos judiciais NC	104.248	127.141	131.930	137.761	135.953
Ativo financeiro da concessão	776.721	909.817	1.184.280	1.293.633	1.350.703
Sub-rogação da CCC	178.568	113.255	82.544	69.244	68.765
Outros créditos a receber - LP	69.754	53.847	63.429	61.604	74.669
<b>PERMANENTE</b>	<b>2.282.825</b>	<b>2.290.523</b>	<b>2.295.812</b>	<b>2.274.125</b>	<b>2.252.209</b>
Investimentos	6.996	6.885	6.842	6.800	6.774
Intangível	2.275.829	2.283.638	2.288.970	2.267.325	2.245.435
<b>TOTAL DO ATIVO</b>	<b>5.292.789</b>	<b>6.044.392</b>	<b>6.012.128</b>	<b>6.170.528</b>	<b>6.587.712</b>

PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO (R\$ Mil)	3T14	4T14	1T15	2T15	3T15
<b>CIRCULANTE</b>	<b>1.878.996</b>	<b>2.281.761</b>	<b>1.625.819</b>	<b>1.735.829</b>	<b>1.819.529</b>
Fornecedores	720.330	828.442	675.689	667.212	581.789
Folha de pagamento e provisão de férias	35.243	43.960	32.749	31.293	39.460
Empréstimos e Financiamentos	613.524	713.576	158.950	218.428	550.541
Derivativos	-	-	40.635	62.807	-
Impostos e contribuições a recolher	182.905	172.391	134.601	155.232	204.046
Partes relacionadas	26.971	225.019	255.584	286.886	2.523
Provisão para processos cíveis, fiscais e trabalhistas	-	-	-	-	96.722
Pesquisa & Desenvolvimento e eficiência energética	69.561	55.017	58.989	52.153	58.215
Recuperação judicial	86.978	79.631	77.745	97.539	95.937
Outras contas a pagar	143.484	163.725	190.877	164.279	190.296
<b>NÃO CIRCULANTE</b>	<b>2.729.878</b>	<b>3.034.194</b>	<b>3.621.960</b>	<b>2.622.007</b>	<b>2.953.665</b>
Empréstimos e financiamentos - LP	1.250.891	1.536.608	2.150.823	958.459	960.266
Impostos e contribuições a recolher - LP	228.065	76.330	69.772	64.222	57.364
Imposto de renda e contribuição social diferidos	-	-	-	136.522	169.697
Provisão para contingências	184.755	184.311	189.042	186.503	91.006
Valores a receber de parcela A e outros itens financeiros	-	-	-	-	6.434
Pesquisa & Desenvolvimento e eficiência energética LP	64.840	86.869	89.322	92.032	95.193
Partes relacionadas - LP	522.097	343.076	323.975	6.777	298.613
Adiantamento para futuro aumento de capital	-	306.000	306.000	-	-
Plano de aposentadoria e pensão	25.533	47.768	47.768	47.768	47.768
Recuperação judicial - LP	270.388	256.230	236.498	907.983	973.833
Outras contas a pagar - LP	183.309	197.002	208.760	221.741	253.491
<b>PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>	<b>377.915</b>	<b>728.437</b>	<b>764.349</b>	<b>1.812.692</b>	<b>1.814.518</b>
Capital Social	924.524	924.524	924.524	1.521.740	1.521.740
Reserva de reavaliação	221.108	211.401	190.314	184.643	178.561
Outros resultados abrangentes	(4.291)	(15.148)	(15.148)	(15.148)	(15.148)
Lucros/Prejuízos Acumulados	(763.426)	(392.340)	(335.341)	121.457	129.365
Patrimônio líquido antes dos recursos p/futuro aumento de capital	377.915	728.437	764.349	1.812.692	1.814.518
Recursos destinados p/aumento de capital	306.000	-	-	-	-
<b>TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>	<b>5.292.789</b>	<b>6.044.392</b>	<b>6.012.128</b>	<b>6.170.528</b>	<b>6.587.712</b>