



Resultados 1T15

Copel registra lucro líquido de R\$ 470,0 milhões no 1T15

Teleconferência de
Resultados 1T15
15.05.2015 - 15h00
(horário de Brasília)
Telefone para acesso
(11) 3127-4971
(11) 3728-5971
Código: COPEL

O lucro líquido totalizou R\$ 470,0 milhões no 1T15, montante 19,4% inferior aos R\$ 583,1 milhões apurados no 1T14, enquanto o LAJIDA atingiu R\$ 834,9 milhões, redução de 2,8% em relação ao mesmo período de 2014. Esse resultado é reflexo do aumento dos custos com compra de energia proveniente dos leilões (CCEARs) e de Itaipu, parcialmente compensado pelo crescimento nas receitas de fornecimento e suprimento de energia elétrica e pelo reconhecimento de R\$ 560,9 milhões referente ao saldo dos ativos e passivos financeiros setoriais.

	1T15 (1)	4T14 (2)	1T14 (3)	Var.% (1/3)
Receita Operacional Líquida (R\$ milhões)	4.237	4.462	3.051	38,9
Resultado Operacional (R\$ milhões)	717	362	816	(12,1)
Lucro Líquido (R\$ milhões)	470	271	583	(19,4)
LPA (Lucro Líquido por ação) - R\$	1,72	0,99	2,13	(19,4)
LAJIDA (R\$ milhões)	835	519	859	(2,8)
Rentabilidade do Patrimônio Líquido (anualizada) ¹	14,5%	8,6%	19,3%	(25,0)
Fornecimento de Energia Elétrica (GWh)	7.288	7.273	7.231	0,8
Programa de Investimentos ² (R\$ milhões)	428	389	456	(6,2)
Margem LAJIDA	19,7%	11,6%	28,1%	(30,0)
Margem Operacional	16,9%	8,1%	26,7%	(36,7)
Margem Líquida	11,1%	6,1%	19,1%	(42,0)

¹ Calculado considerando o Patrimônio Líquido inicial do exercício.

² Inclui aportes, adiantamentos para futuros investimentos e aumentos de capital.

Valores sujeitos a arredondamentos.

Tarifas Médias (R\$/MWh)	mar/15	dez/14	set/14	jun/14	mar/14	dez/13
Tarifa Média de Compra - Copel Dis	202,95	192,42	185,94	174,40	157,43	132,65
Tarifa Média de Fornecimento - Copel Dis	367,54	281,28	282,48	225,56	226,12	225,33
Tarifa Média de Suprimento - Copel GeT	147,23	154,92	116,06	150,56	147,72	125,18

Indicadores Econômico-Financeiros	mar/15	dez/14	set/14	jun/14	mar/14	dez/13
Patrimônio Líquido (R\$ mil)	14.131.518	13.682.780	13.753.348	13.520.093	13.502.862	12.928.752
Dívida Líquida (R\$ mil)	5.081.599	4.722.942	3.169.611	3.102.659	2.816.772	2.280.339
Valor Patrimonial por Ação (R\$)	51,64	50,00	50,26	49,41	49,34	47,24
Endividamento do PL	46,4%	44,2%	41,1%	42,2%	33,6%	35,1%
Liquidez Corrente	1,3	1,3	1,4	1,7	1,5	1,4

CPLE3 | R\$ 23,50
CPLE6 | R\$ 33,65

ELP | US\$ 10,48
XCOP | € 9,59

Valor de Mercado | R\$ 7,7 bi
* Cotações em 31.03.2015

ÍNDICE

1. Principais Eventos no Período	3
2. Desempenho Econômico-Financeiro	7
2.1 Receita Operacional	7
2.2 Custos e Despesas Operacionais	8
2.3 Resultado de Equivalência Patrimonial	10
2.4 LAJIDA	10
2.5 Resultado Financeiro	10
2.6 Lucro Líquido Consolidado	11
2.7 Demonstração do Resultado Consolidado - DRE	12
3. Balanço Patrimonial Consolidado	13
3.1 Ativo	13
3.2 Passivo	16
4. Desempenho das Principais Empresas	19
4.1 Copel Geração e Transmissão	19
4.2 Copel Distribuição	20
4.3 Copel Telecomunicações	21
4.4 UEG Araucária	21
5. Programa de Investimentos	22
6. Mercado de Energia e Tarifas	23
6.1 Mercado Cativo – Copel Distribuição	23
6.2 Mercado Fio (TUSD)	24
6.3 Fornecimento de Energia Elétrica	24
6.4 Total de Energia Vendida	24
6.5 Fluxos de Energia	26
6.6 Tarifas	28
7. Mercado de Capitais	29
7.1 Capital Social	29
7.2 Desempenho das Ações	30
7.3 Dividendos e JCP	31
8. Performance Operacional	32
8.1 Geração	32
8.2 Transmissão	37
8.3 Distribuição	38
8.4 Telecomunicações	40
8.5 Participações	41
8.6 Novos Projetos	43
9. Outras Informações	46
9.1 Recursos Humanos	46
9.2 Principais Indicadores Físicos	47
9.3 Teleconferência sobre Resultados do 1T15	48
Anexos I – Fluxo de Caixa Consolidado	49
Anexos II – Demonstrações Financeiras - Subsidiárias Integrais	50
Anexos III – Demonstrações Financeiras por Empresa	53

1. Principais Eventos no Período

Resultado de Ativos e Passivos financeiros Setoriais Líquidos

No 1T15 a Copel Distribuição reconheceu uma receita de R\$ 560,9 milhões referente ao saldo líquido dos ativos e passivos financeiros setoriais do período. De acordo com a Deliberação CVM nº 732/14, que aprovou a Orientação Técnica OCPC 08, o reconhecimento de determinados ativos ou passivos financeiros setoriais tornou-se obrigatório a partir do exercício de 2014, em decorrência da assinatura do Quarto Termo Aditivo ao Contrato de Concessão da Copel Distribuição, o qual contempla a inclusão da garantia de que, no caso de extinção da concessão por qualquer motivo, os valores residuais de itens da Parcela A e outros componentes financeiros não recuperados ou devolvidos via tarifa serão incorporados no cálculo da indenização ou descontados dos valores da indenização de ativos não amortizados. Mais detalhes no [item 4.2](#).

Receita na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE

A Copel registrou receita de R\$ 994,1 milhões na CCEE no 1T15, montante 32,4% superior ao registrado no mesmo período de 2014, resultado do despacho da UTE Araucária, que passou a ser operada pela UEGA (empresa controlada pela Copel) a partir de 1º de fevereiro de 2014, e da estratégia de alocação de energia da Copel Geração e Transmissão no mercado de curto prazo.

Laudo de Avaliação dos Ativos de Transmissão – RBSE e RPC

Em 31 de março de 2015, a Copel Geração e Transmissão apresentou à Aneel o laudo de avaliação dos ativos de transmissão de energia elétrica existentes em 31 de maio de 2000 (Rede Básica Sistema Existente – RBSE e Demais Instalações de Transmissão - RPC) referentes ao contrato de concessão 060/2001.

O valor da base de indenização apurado é de R\$ 882,3 milhões com data base em 31 de dezembro de 2012, enquanto que o valor contábil desses ativos, conforme nossas Demonstrações Financeiras Padronizadas, era de R\$ 160,2 milhões na mesma data. O laudo de avaliação foi elaborado pela American Appraisal Serviços de Avaliação Ltda., em conformidade com a Resolução Normativa Aneel nº 589/2013 que define os critérios para o cálculo do Valor Novo de Reposição (VNR) das instalações de transmissão para fins de indenização, prevista na Lei nº 12.783/13. A Companhia aguarda a validação das informações com consequente aferição do valor indenizável, por parte da Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira da Aneel.

Os efeitos econômico-financeiros e o reconhecimento dos respectivos impactos contábeis nas Demonstrações Financeiras estão condicionados à homologação do resultado final do laudo de avaliação por parte do órgão regulador, e à definição, por parte do Ministério de Minas e Energia, da forma e do prazo de recebimento da indenização.

Revisão Tarifária Extraordinária

Em 27 de fevereiro de 2015, a Aneel deliberou sobre a Revisão Tarifária Extraordinária das distribuidoras de energia elétrica. O reajuste tarifário médio da Copel Distribuição aprovado pela Aneel foi de 36,79% a partir de 02 de março de 2015. Desse total, 22,14% está relacionado à quota de Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, e 14,65% ao reposicionamento dos custos com aquisição de energia. A Revisão Tarifária Extraordinária se deu em decorrência de uma série de eventos que impactaram de maneira significativa os custos das concessionárias de energia, os quais não foram previstos no reajuste tarifário de 2014, com destaque para o aumento da quota de CDE, dos custos com compra de energia em função do reajuste da tarifa de Itaipu, e dos elevados preços praticados nos últimos leilões.

Bandeiras Tarifárias

Em 1º de janeiro de 2015 entrou em vigor o sistema de bandeiras tarifárias, conforme estabelecido pela Resolução Normativa Aneel nº 547 de 16 de abril de 2013, alterada pela Resolução Normativa Aneel nº 626 de 30 de setembro de 2014. De acordo com o modelo, as bandeiras com as cores verde, amarela e vermelha indicam as condições de geração de energia no país. Os valores das tarifas das bandeiras serão homologadas pela Aneel, a cada ano civil, considerada a previsão das variações relativas aos custos de geração por fonte termelétrica e à exposição ao PLD que afetem os agentes de distribuição de energia elétrica conectados ao Sistema Interligado Nacional - SIN.

Em 27 de fevereiro de 2015, a Aneel aprovou o aprimoramento do sistema com a aplicação de bandeira única para todo o país (exceto para os estados do Amazonas, Amapá e Roraima) e os novos valores para cada bandeira, afim de refletir o custo real das condições de geração. O quadro a seguir demonstra as principais alterações implementadas a partir de 02 de março de 2015.

Bandeira	Janeiro e Fevereiro/2015		A partir de Março/2015	
	Variação	Tarifa (R\$/MWh)	Variação	Tarifa (R\$/MWh)
	$CMO^1 + ESS^2 < R\$ 200,00 / MWh$	-	$CVU^3 < R\$ 200,00 / MWh$	-
	$R\$ 200 / MWh \leq CMO + ESS$	15,00	$R\$ 200,00 / MWh < CVU < R\$ 388,48 / MWh^4$	25,00
	$CMO + ESS \geq R\$ 350,00 / MWh$	30,00	$CVU \geq R\$ 388,48 / MWh^4$	55,00

¹ CMO: Custo Marginal de Operação. É a variação do custo operativo necessário para atender um MWh adicional de demanda, utilizando os recursos existentes.

² ESS: Encargo de Serviço de Sistema.

³ CVU: Custo Variável Unitário.

⁴ Valor teto do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD).

Nos três primeiros meses de 2015, o setor elétrico brasileiro operou com bandeira vermelha. Ao final de março de 2015 a Companhia registrou R\$ 213,2 milhões referente à receita das Bandeiras Tarifárias. Porém, a Aneel, através das notas técnicas nºs 38/2015, 59/2015 e 118/2015, reconheceu R\$ 171,1 milhões relativos ao



1T15, sendo (a) R\$ 25,9 milhões referente a janeiro, (b) R\$ 61,3 milhões a fevereiro, e (c) R\$ 83,9 milhões a março.

Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias - CCRBT

Através do Decreto nº 8.401 de 04 de fevereiro de 2015, o governo federal instituiu à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE a criação e a gestão da Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias - CCRBT, na qual as distribuidoras recolhem os recursos provenientes das bandeiras tarifárias. Os valores mensais dos repasses financeiros da CCRBT são apurados a partir do resultado líquido entre as receitas provenientes da aplicação das bandeiras e os custos de compra de energia por fonte termelétrica e da exposição no mercado de curto prazo não cobertos pela tarifa vigente no período.

A Copel Distribuição repassou R\$ 29,2 milhões à CCRBT no 1T15, sendo (a) R\$ 1,2 milhões referente à janeiro, (b) R\$ 14,7 milhões à fevereiro, e (c) R\$ 13,3 milhões à março.

Os custos não cobertos pelos repasses da Conta Centralizadora serão recuperados pelas concessionárias de distribuição no processo tarifário subsequente.

Dividendos

Foi aprovada na 60ª Assembleia Geral Ordinária (AGO), realizada em 23 de abril de 2015, a distribuição de dividendos totais no valor de R\$ 622,5 milhões referente ao exercício de 2014 – equivalente a um payout de 50% - dos quais R\$ 380,8 milhões (R\$ 350,8 milhões em dividendos e R\$ 30,0 milhões em JCP) foram declarados e pagos em 21 de novembro de 2014, restando o montante de R\$ 241,7 milhões a serem pagos até 22 de junho de 2015, na forma de dividendos.

UHE Colíder

Em decorrência de atos do poder público e de casos fortuitos e de força maior ocorridos ao longo da implantação da Usina Hidrelétrica Colíder, a Copel Geração e Transmissão está pleiteando junto à Aneel o reconhecimento de excludente de responsabilidade, no total de 644 dias, referente ao atraso da entrada em operação da usina, previsto inicialmente para 30 de dezembro de 2014.

A Copel GeT está honrando com os CCEARs da UHE Colíder, que totalizam 125 MW médios, utilizando a energia disponível de outras usinas de seu portfólio. Para tanto, a Companhia deixa de vender energia no Mercado de Curto Prazo, ao PLD, para vender ao preço dos CCEARs (R\$ 140,10/MWh em 31 de março de 2015).

No 1T15, a frustração de receita em decorrência do atraso da usina totalizou R\$ 73,0 milhões, caracterizado pela diferença entre o preço de venda de energia negociada nos CCEARs da usina e o PLD, constituída na forma de provisão para créditos de liquidação duvidosa. A Companhia aguarda a definição quanto ao pleito de revisão do cronograma de início da operação comercial desta usina junto à Aneel para a possível reversão desta provisão.



CVU UTE Araucária

Por operar sem contrato de disponibilidade, o Custo Variável Unitário – CVU da UTE Araucária é calculado e estabelecido pela Aneel de modo a recompor, além do custo do combustível, os custos operacionais e a remuneração do ativo.

Por meio do Despacho nº 210, de 28 de janeiro de 2015, a Aneel aprovou o CVU para o período entre fevereiro de 2015 e janeiro de 2016, sendo R\$ 765,86/MWh no período de fevereiro a maio de 2015, e R\$ 595,11/MWh entre junho de 2015 e janeiro de 2016. Mais detalhes no [item 4.4](#).

Entrada em operação – Linha de Transmissão Foz do Chopim-Salto Osório

Em 29 de março de 2015 entrou em operação a Linha de Transmissão Foz do Chopim – Salto Osório, no sudoeste do Paraná. Com investimento total de R\$ 10,0 milhões (incluindo a adequação das subestações), o empreendimento é composto por 10 km de linha de transmissão em 230 kV e adiciona R\$ 1,1 milhão na Receita Anual Permitida (RAP) da Copel GeT. Mais detalhes no [item 8.2](#).

Entrada em operação comercial – Parques Eólicos

Entraram em operação comercial os parques eólicos Santa Maria e Santa Helena, cada um com capacidade instalada de 29,7 MW e garantia física de 15,7 MW médios . Os empreendimentos pertencem ao Complexo Eólico Brisa Potiguar, localizado no Rio Grande do Norte. Com isso a Copel passa a ter 153,4 MW de capacidade instalada em empreendimentos eólicos em operação, além dos 456,2 MW em construção. Mais detalhes no [item 8.1](#).

2. Desempenho Econômico-Financeiro

2.1 Receita Operacional

No 1T15, a receita operacional atingiu R\$ 4.237,1 milhões, montante 38,9% superior aos R\$ 3.051,1 milhões registrados no mesmo período de 2014. Destacam-se as seguintes variações:

(i) aumento de 44,0% na receita de “fornecimento de energia elétrica” (que reflete somente a venda de energia, não considerando a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição - TUSD) em decorrência, principalmente, (a) do reajuste de 24,86% aplicado

às tarifas da Copel Distribuição a partir de 24 de junho de 2014, (b) da Revisão Tarifária Extraordinária – RTE que reajustou em 36,79% as tarifas da Copel Distribuição a partir de 02 de março de 2015, e (c) do crescimento de 1,7% no mercado cativo da Copel Distribuição em relação ao 1T14;

(ii) crescimento de 16,7% na conta “suprimento de energia elétrica” decorrente, principalmente, da maior receita na CCEE em função do maior volume de energia vendida da UTE Araucária no mercado de curto prazo em comparação ao 1T14, pois a usina não foi operada pela UEGA em janeiro de 2014, e do maior volume de energia alocada no mercado de curto prazo por parte da Copel GeT (1.522 GWh no 1T15 contra 501 GWh no 1T14);

(iii) a rubrica “disponibilidade da rede elétrica” (composta pela receita da TUSD e TUST) apresentou aumento de 6,7% em razão, principalmente, do reajuste da RAP aplicado a partir de julho de 2014. O aumento da TUSD foi compensado por encargos no período;

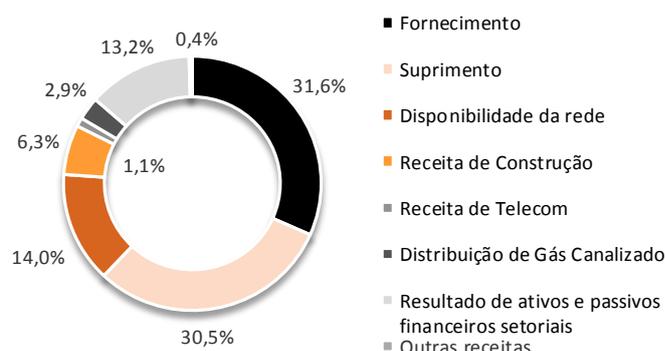
(iv) a conta “receita de construção” apresentou redução de 7,5%, e reflete a contabilização de investimentos em serviços de construção e melhoria da infraestrutura utilizada na distribuição e transmissão de energia elétrica;

(v) acréscimo de 21,3% na “receita de telecomunicações” em virtude da ampliação do atendimento a novos clientes – a base de clientes passou de 10.269 em 31 de março de 2014, para 27.594 em março de 2015;

(vi) ampliação de 50,2% em “distribuição de gás canalizado” (fornecido pela Compagas) em decorrência do reajuste da tarifa (7,0% em março de 2014), e do crescimento do mercado, principalmente no segmento industrial com a entrada de novos consumidores;

(vii) registro de R\$ 560,9 milhões na conta “resultado de ativos e passivos financeiros setoriais”, decorrente, principalmente dos custos com a conta de desenvolvimento energético - CDE, e a energia elétrica comprada para revenda. Parte desses custos passou a compor a tarifa da Copel Distribuição somente a partir de 02 de

Receita Operacional Líquida



março de 2015, após o processo de Revisão Tarifária Extraordinária; e (viii) redução de 58,0% na conta “outras receitas operacionais”, em razão, principalmente, (a) da alteração da contabilização dos valores referentes ao ressarcimento da indisponibilidade de geração de energia elétrica, conforme Despacho Aneel 4.786/2014, e (b) da menor receita de aluguel em função do encerramento, em 31 de janeiro de 2014, do contrato de locação da UTE Araucária para a Petrobras;

Demonstrativo da Receita	R\$ mil			
	1T15 (1)	4T14 (2)	1T14 (3)	Var.% (1/3)
Fornecimento de energia elétrica	1.328.700	1.298.782	922.710	44,0
Suprimento de energia elétrica	1.293.020	1.131.857	1.107.926	16,7
Disponibilidade da rede elétrica (TUSD/ TUST)	595.105	588.746	557.924	6,7
Receita de construção	268.232	307.014	289.848	(7,5)
Receita de telecomunicações	47.602	43.278	39.252	21,3
Distribuição de gás canalizado	121.475	118.898	80.861	50,2
Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais	560.885	1.033.866	-	-
Outras receitas operacionais	22.083	(60.054)	52.551	(58,0)
Receita operacional	4.237.102	4.462.387	3.051.072	38,9

2.2 Custos e Despesas Operacionais

No 1T15, os custos e despesas operacionais atingiram R\$ 3.607,8 milhões, valor 50,2% superior aos R\$ 2.401,8 milhões registrados no 1T14. As principais variações foram:

(i) acréscimo de 82,4% na conta “energia elétrica comprada para revenda” em função do maior custo com aquisição de energia (a) nos leilões (CCEAR), reflexo da entrada de novos contratos de compra de energia a

preços elevados (no 18º Leilão de Ajuste, realizado em 15 de janeiro de 2015, a Copel Dis adquiriu 302 MW médios a R\$ 385,87/MWh) e do reajuste dos contratos pela inflação, (b) de Itaipu, em razão do reajuste da tarifa e da valorização do dólar, e (c) do fim do repasse de recursos da CDE e da Conta ACR, que totalizaram R\$ 831,8 milhões no 1T14 e compensaram os custos naquele período;



	R\$ mil			
Energia Elétrica Comprada para Revenda	1T15	4T14	1T14	Var. %
	(1)	(1)	(2)	(1/3)
Compra de energia no ambiente regulado - CCEAR	1.092.248	954.978	620.303	76,1
Itaipu Binacional	372.601	209.536	182.265	104,4
Câmara de Comercialização de Energia - CCEE	407.251	604.331	995.843	(59,1)
(-) Repasse CDE e Conta ACR- CCEE	-	(95.819)	(831.771)	-
Proinfa	44.043	45.832	46.000	(4,3)
Contratos bilaterais	18.990	16.993	60.162	(68,4)
(-) PIS/Pasep and Cofins	(143.381)	(123.622)	(90.492)	58,4
TOTAL	1.791.752	1.612.229	982.310	82,4

(ii) aumento de 61,1% em “encargos de uso da rede elétrica”, em razão, basicamente, da entrada em operação de novos ativos no sistema, do maior custo com encargos dos serviços do sistema (ESS) devido ao maior despacho de usinas térmicas fora da ordem de mérito, e do reajuste da tarifa de transmissão da energia de Itaipu;

	R\$ mil			
Encargos de uso da rede elétrica	1T15	4T14	1T14	Var.%
	(1)	(2)	(3)	(1/3)
Encargos de uso do sistema	155.373	151.537	109.247	42,2
Encargos de transporte de Itaipu	18.596	18.416	14.920	24,6
Encargos dos serviços do sistema - ESS	52.563	18.870	20.135	161,1
(-) Conta de Energia de Reserva - Coner	-	(232.706)	-	-
(-) PIS / Pasep e Cofins sobre encargos de uso da rede elétrica	(16.118)	2.868	(13.726)	17,4
TOTAL	210.414	(41.015)	130.576	61,1

(iii) a rubrica “pessoal e administradores” apresentou crescimento de 11,4% no período, totalizando R\$ 243,8 milhões, reflexo, principalmente, do reajuste salarial de 7,5% aplicado a partir de outubro de 2014;

(iv) a conta “planos previdenciário e assistencial”, que registra a apropriação dos valores calculados segundo critérios da Deliberação CVM nº 695/2012, apresentou aumento de 29,9% motivado, principalmente, pelos maiores gastos com o plano assistencial no período;

(v) a conta “matéria-prima e insumos para produção de energia” registra o custo com a aquisição de carvão mineral para a Usina Termelétrica de Figueira e de gás natural para a UTE Araucária e considera as eliminações entre empresas do mesmo grupo (a UTE Araucária compra o gás da Compagas);

(vi) a rubrica “gás natural e insumos para operação de gás” cresceu 11,4%, e reflete a compra de gás, por parte da Compagas, para atender, principalmente, a UTE Araucária, que desde o dia 1º de fevereiro de 2014, voltou a ser operada pela UEGA, empresa controlada pela Copel;

(vii) a conta “serviços de terceiros” apresentou crescimento de 19,0%, em decorrência do aumento de custos com manutenção do sistema elétrico, e leitura e entrega de faturas, parcialmente compensada pela redução nos custos com manutenção de instalações;

(viii) em “provisões e reversões”, foram registrados R\$ 220,8 milhões no período, em razão da provisão de R\$ 129,8 milhões relacionados, principalmente, a litígios cíveis, administrativos e trabalhistas, e de R\$ 91,3 milhões em créditos de liquidação duvidosa, dos quais R\$ 73,0 milhões são relacionados às diferenças entre os preços de venda de energia negociada nos CCEARs da Usina Hidrelétrica de Colíder e o Preço de Liquidação de Diferença - PLD;

(ix) a conta “custo de construção” registrou retração de 8,4% e reflete os investimentos realizados nos negócios de distribuição e transmissão de energia no período; e

(x) a rubrica “outros custos e despesas operacionais” apresentou crescimento de 50,9% em razão de maiores custos com compensação financeira pela utilização de recursos hídricos, devido a maior produção de energia hidráulica no período, e perdas na desativação e alienação de bens.

	R\$ mil			
Custos e Despesas Operacionais	1T15 (1)	4T14 (2)	1T14 (3)	Var.% (1/3)
Energia elétrica comprada para revenda	1.791.752	1.612.229	982.310	82,4
Encargos de uso da rede elétrica	210.412	(41.015)	130.577	61,1
Pessoal e administradores	243.801	381.187	218.824	11,4
Planos previdenciário e assistencial	64.188	57.169	49.417	29,9
Material	20.703	18.462	18.186	13,8
Matéria-prima e insumos para produção de energia	46.725	58.422	4.928	848,2
Gás natural e insumos para operação de gás	350.556	409.256	314.758	11,4
Serviços de terceiros	109.236	119.204	91.785	19,0
Depreciação e amortização	159.271	167.478	153.972	3,4
Provisões e reversões	220.773	927.769	61.034	261,7
Custo de construção	273.186	314.169	298.281	(8,4)
Outros custos e despesas operacionais	117.208	126.746	77.680	50,9
TOTAL	3.607.811	4.151.076	2.401.752	50,2

2.3 Resultado de Equivalência Patrimonial

O resultado de equivalência patrimonial reflete os ganhos e perdas nos investimentos realizados nas coligadas da Copel. No 1T15, o resultado apresentado foi de R\$ 46,4 milhões, composto, principalmente, pelos ganhos nas SPEs de transmissão, na Sanepar, Dominó Holdings, Foz do Chopim Energética e Dona Francisca.

2.4 LAJIDA

No 1T15, o lucro antes de juros, impostos, depreciação e amortização atingiu R\$ 834,9 milhões, montante 2,8% inferior ao apresentado no mesmo período do ano anterior (R\$ 858,6 milhões).

2.5 Resultado Financeiro

No 1T15, as receitas financeiras totalizaram R\$ 219,9 milhões, redução de 2,3% em relação ao mesmo período de 2014, decorrente da menor renda das aplicações financeiras, e menor variação monetária registrada sobre contas a receber vinculadas à concessão e sobre a CRC, reflexo da menor inflação (IGP-M e IGP-DI respectivamente) no período, parcialmente compensada pelo registro de R\$ 45,3 milhões em remuneração de ativos e passivos setoriais.

As despesas financeiras registradas no 1T15 totalizaram R\$ 179,0 milhões, valor 56,9% maior ao verificado no mesmo período do ano anterior, em função, basicamente, do aumento dos encargos de dívidas decorrentes do maior saldo de financiamentos e debêntures.

Assim, o resultado financeiro do 1T15 foi positivo em R\$ 40,9 milhões, montante 63,2% inferior aos R\$ 111,0 milhões verificado no mesmo período do ano anterior.

	R\$ mil			
	1T15	4T14	1T14	Var%
	(1)	(2)	(3)	(1/3)
Receitas Financeiras	219.876	195.471	225.011	(2,3)
Renda e variação monetária sobre repasse CRC	51.993	49.185	57.844	(10,1)
Renda de aplicações financeiras mantidas para negociação	22.511	45.556	37.001	(39,2)
Variação monetária sobre contas a receber vinculadas à concessão	43.567	40.028	53.370	(18,4)
Acréscimos moratórios sobre faturas de energia	34.344	21.734	40.413	(15,0)
Var. monetária e encargos - contas a receber vinc. prorrog. da concessão	7.976	7.579	18.677	(57,3)
Renda de aplicações financeiras disponíveis para venda	4.562	7.810	5.119	(10,9)
Renda de aplicações financeiras mantidas até o vencimento	-	7	-	-
Remuneração de ativos e passivos setoriais	45.329	-	-	-
Outras receitas financeiras	9.594	23.572	12.587	(23,8)
Despesas Financeiras	(178.991)	(184.645)	(114.044)	56,9
Encargos de dívidas	(113.487)	(110.523)	(71.794)	58,1
Var. monetária e reversão de juros - contas a pagar vinc.concessão - UBP	(22.152)	(20.138)	(22.987)	(3,6)
PIS/Pasep e Cofins sobre juros sobre capital próprio	-	(27.662)	-	-
Remuneração de ativos e passivos setoriais	(14.879)	-	-	-
Variações monetárias e cambiais	(7.838)	(2.483)	(4.887)	60,4
Juros sobre P&D e PEE	(7.146)	(6.773)	(4.871)	46,7
Outras despesas financeiras	(13.489)	(17.066)	(9.505)	41,9
Resultado Financeiro	40.885	10.826	110.967	(63,2)

2.6 Lucro Líquido Consolidado

No 1T15, a Copel registrou lucro líquido de R\$ 470,0 milhões, valor 19,4% inferior ao apresentado no mesmo período de 2014 (R\$ 583,1 milhões).

2.7 Demonstração do Resultado Consolidado - DRE

	R\$ mil			
Demonstração do Resultado	1T15 (1)	4T14 (2)	1T14 (3)	Var.% (1/3)
RECEITA OPERACIONAL	4.237.102	4.462.387	3.051.072	38,9
Fornecimento de energia elétrica	1.328.700	1.298.782	922.710	44,0
Suprimento de energia elétrica	1.293.020	1.131.857	1.107.926	16,7
Disponibilidade da rede elétrica (TUSD/ TUST)	595.105	588.746	557.924	6,7
Receita de construção	268.232	307.014	289.848	(7,5)
Receita de Telecomunicações	47.602	43.278	39.252	21,3
Distribuição de gás canalizado	121.475	118.898	80.861	50,2
Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais	560.885	1.033.866	-	-
Outras receitas operacionais	22.083	(60.054)	52.551	(58,0)
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS	(3.607.811)	(4.151.076)	(2.401.752)	50,2
Energia elétrica comprada para revenda	(1.791.752)	(1.612.229)	(982.310)	82,4
Encargos de uso da rede elétrica	(210.412)	41.015	(130.577)	61,1
Pessoal e administradores	(243.801)	(381.187)	(218.824)	11,4
Planos previdenciário e assistencial	(64.188)	(57.169)	(49.417)	29,9
Material	(20.703)	(18.462)	(18.186)	13,8
Matéria-prima e insumos para produção de energia	(46.725)	(58.422)	(4.928)	848,2
Gás natural e insumos para operação de gás	(350.556)	(409.256)	(314.758)	11,4
Serviços de terceiros	(109.236)	(119.204)	(91.785)	19,0
Depreciação e amortização	(159.271)	(167.478)	(153.972)	3,4
Provisões e reversões	(220.773)	(927.769)	(61.034)	261,7
Custo de construção	(273.186)	(314.169)	(298.281)	(8,4)
Outros custos e despesas operacionais	(117.208)	(126.746)	(77.680)	50,9
RESULTADO DE EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL	46.362	39.904	55.269	(16,1)
LUCRO ANTES DO RESULTADO FIN. E TRIBUTOS	675.653	351.215	704.589	(4,1)
RESULTADO FINANCEIRO	40.885	10.826	110.967	(63,2)
Receitas financeiras	219.876	195.471	225.011	(2,3)
Despesas financeiras	(178.991)	(184.645)	(114.044)	56,9
LUCRO OPERACIONAL	716.538	362.041	815.556	(12,1)
IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL	(246.547)	(91.178)	(232.506)	6,0
Imposto de Renda e Contribuição Social	(308.560)	(72.943)	(283.071)	9,0
Imposto de Renda e Contribuição Social diferidos	62.013	(18.235)	50.565	22,6
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO	469.991	270.863	583.050	(19,4)
Atribuído aos acionistas da empresa controladora	433.968	237.142	536.567	(19,1)
Atribuído aos acionistas não controladores	36.023	33.605	46.483	(22,5)
LAJIDA	834.924	518.693	858.561	(2,8)



3. Balanço Patrimonial Consolidado

A seguir descrevemos as principais contas e variações observadas no Balanço Patrimonial em relação a dezembro de 2014. Informações adicionais podem ser obtidas nas referidas Notas Explicativas de nossas ITRs.

3.1 Ativo

Em 31 de março de 2015, o ativo total da Copel alcançou R\$ 27.398,5 milhões, montante 6,9% superior ao registrado em 31 de dezembro de 2014.

Principais contas do Ativo

Caixa, Equivalentes de Caixa e Títulos e Valores Mobiliários

Em 31 de março de 2015, as disponibilidades das subsidiárias integrais e controladas da Copel (caixa, equivalentes de caixa e títulos e valores mobiliários) totalizaram R\$ 1.469,6 milhões, montante 10,4% superior aos R\$ 1.331,5 milhões registrados em 2014, e estavam aplicadas, majoritariamente, em Certificados de Depósitos Bancários (CDB) e operações compromissadas. As aplicações foram remuneradas, em média, à taxa de variação do Certificado de Depósito Interbancário (CDI) do período.

Clientes

No 1T15, a conta “clientes” registrou crescimento de 25,9% em comparação com 2014, totalizando R\$ 2.838,2 milhões, reflexo, principalmente, do registro de R\$ 719,3 milhões referentes à alocação de energia no mercado de curto prazo, sendo R\$ 484,0 milhões referentes à UTE Araucária e R\$ 235,3 milhões à Copel GeT, e da constituição de provisão para créditos de liquidação duvidosa de R\$ 73,0 milhões, referente a diferenças entre os preços de venda de energia negociada nos CCEARs da UHE Colíder e o PLD no período.

Repasse CRC ao Estado do Paraná

Através do quarto termo aditivo, assinado em 21 de janeiro de 2005, a Companhia renegociou com o Governo do Estado do Paraná o saldo da Conta de Resultados a Compensar (CRC) em 31 de dezembro de 2004, no montante de R\$ 1.197,4 milhões, em 244 prestações mensais recalculadas pelo sistema price de amortização, atualizado pela variação do IGP-DI, e juros de 6,65% a.a. O vencimento da primeira parcela ocorreu em 30 de janeiro de 2005 e as demais têm vencimentos subsequentes e consecutivos até abril de 2025. O saldo atual da CRC é de R\$ 1.351,5 milhões.

O Governo do Estado vem cumprindo o pagamento das parcelas renegociadas conforme estabelecido no quarto termo aditivo, que também prevê a garantia por dividendos das amortizações desse financiamento.

Ativos Financeiros Setoriais

Em decorrência da assinatura do 4º Termo Aditivo do Contrato de Concessão da Copel Distribuição, que contempla a inclusão da garantia de que os valores residuais de itens da Parcela A e outros componentes financeiros não recuperados ou devolvidos via tarifa serão incorporados, ou descontados, no cálculo da indenização de ativos não amortizados ao término da concessão, a Deliberação CVM nº 732 aprovou a Orientação Técnica OCPC 08 que tornou obrigatório o reconhecimento dos ativos e/ou passivos financeiros setoriais nas demonstrações contábeis, a partir do exercício findo em 31 de dezembro de 2014. Em 31 de março de 2015 o saldo de ativos financeiros setoriais líquidos totalizaram R\$ 1.426,1 milhões, dos quais R\$ 862,2 milhões correspondem aos valores dos diferimentos acumulados e corrigidos pelo IGP-M referentes aos processos de reajuste tarifário de 2013 e 2014. Mais detalhe em nossas ITRs (nota explicativa 9).

Contas a Receber Vinculadas à Prorrogação da Concessão

Em decorrência do aceite da Copel Geração e Transmissão às condicionantes estabelecidas pelo poder concedente para antecipação da prorrogação dos ativos de transmissão (MP 579), em 1º de novembro de 2012, através das Portarias 578 e 579 e Portaria Interministerial 580, o Ministério de Minas e Energia informou o valor da indenização que a Companhia faz jus no Contrato de Concessão de Transmissão nº 060/2001, no montante de R\$ 893,9 milhões (considerando apenas os ativos que entraram em operação após maio de 2000). Em 31 de março de 2015, o montante registrado nessa conta foi de R\$ 469,2 milhões.

Com a promulgação da Lei 12.783 em 11 de janeiro de 2013, o poder concedente reconsiderou o direito de indenização dos ativos existentes em 31 de maio de 2000 (RBSE), e a Resolução Normativa Aneel nº 589, de 13 de dezembro de 2013, definiu que a indenização deve ser calculada com base no Valor Novo de Reposição - VNR, descontada a taxa de depreciação do bem.

Em 31 de março de 2015 a Copel apresentou à Aneel o laudo de avaliação dos ativos de transmissão RBSE e Demais Instalações de Transmissão - RPC referentes ao contrato de concessão 060/2001. Elaborado pela American Appraisal Serviços de Avaliação Ltda., o valor da base de indenização apurado é de R\$ 882,3 milhões com data base em 31 de dezembro de 2012, enquanto que o valor contábil desses ativos, conforme nossas Demonstrações Financeiras Padronizadas, era de R\$ 160,2 milhões na mesma data.

A Companhia aguarda a validação, por parte da Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira da Aneel, das informações com consequente aferição do valor indenizável, o qual pode incorrer em ajustes. Os efeitos econômico-financeiros e o reconhecimento dos respectivos impactos contábeis nas Demonstrações Financeiras estão condicionados à homologação do resultado final do laudo de avaliação por parte do órgão regulador, e à definição, por parte do Ministério de Minas e Energia, da forma e do prazo de recebimento da indenização.

Investimento, Imobilizado e Intangível

O saldo na conta “investimentos” apresentou expansão de 4,0% até 31 de março de 2015, reflexo da equivalência patrimonial e dos aportes registrados no período. A conta “imobilizado” cresceu 4,0% em função da entrada de novos ativos, conforme o programa de investimentos da Companhia, líquido da quota de depreciação do período. Já a conta “intangível” apresentou redução de 6,8% decorrente, principalmente, da capitalização para contas a receber vinculadas à concessão, parcialmente compensada pela contabilização de investimentos em novos ativos na Copel Distribuição.

Ativo	R\$ mil				
	mar/15 (1)	dez/14 (2)	mar/14 (3)	Var.% (1/2)	Var.% (1/3)
CIRCULANTE	6.437.135	5.218.176	5.591.745	23,4	15,1
Caixa e equivalentes de caixa	1.132.473	740.131	1.384.692	53,0	(18,2)
Títulos e Valores Mobiliários	280.390	459.115	219.467	(38,9)	27,8
Cauções e depósitos vinculados	8.326	13.497	567	(38,3)	-
Clientes	2.762.703	2.178.816	2.007.121	26,8	37,6
Dividendos a receber	28.209	26.332	15.028	7,1	87,7
Repasse CRC ao Estado do Paraná	96.713	94.579	87.447	2,3	10,6
Ativos Financeiros Setoriais Líquidos	1.003.048	609.298	-	64,6	-
Contas a receber vinculadas à concessão	7.103	7.430	4.726	(4,4)	50,3
Contas a receber vinculadas à prorrogação da concessão	309.022	301.046	352.161	2,6	(12,2)
Outros créditos	435.236	415.818	1.154.082	4,7	(62,3)
Estoques	137.835	150.622	132.997	(8,5)	3,6
Imposto de Renda e Contribuição Social	103.308	105.074	76.836	(1,7)	34,5
Outros tributos correntes a recuperar	99.225	96.285	137.756	3,1	(28,0)
Despesas antecipadas	33.544	20.133	18.865	66,6	77,8
NÃO CIRCULANTE	20.961.318	20.399.966	18.842.459	2,8	11,2
Realizável a Longo Prazo	8.575.921	8.261.472	7.380.483	3,8	16,2
Títulos e Valores Mobiliários	56.768	132.210	112.486	(57,1)	(49,5)
Cauções e depósitos vinculados	67.319	56.956	43.829	18,2	53,6
Clientes	75.457	75.696	145.356	(0,3)	(48,1)
Repasse CRC ao Estado do Paraná	1.254.741	1.249.529	1.307.932	0,4	(4,1)
Depósitos judiciais	700.125	736.253	688.654	(4,9)	1,7
Ativos Financeiros Setoriais Líquidos	423.039	431.846	-	(2,0)	-
Contas a receber vinculadas à concessão	4.770.097	4.417.987	3.698.291	8,0	29,0
Contas a receber vinculadas à prorrogação da concessão	160.217	160.217	277.605	-	(42,3)
Outros créditos	77.150	85.324	29.769	(9,6)	159,2
Imposto de renda e contribuição social	131.676	128.615	184.887	2,4	(28,8)
Imposto de Renda e Contribuição Social diferidos	577.113	526.046	766.016	9,7	(24,7)
Outros tributos correntes a recuperar	121.757	123.481	125.259	(1,4)	(2,8)
Despesas antecipadas	175	175	399	-	(56,1)
Partes Relacionadas	160.287	137.137	-	16,9	-
Investimentos	1.725.899	1.660.150	1.242.897	4,0	38,9
Imobilizado	8.632.727	8.304.188	8.089.560	4,0	6,7
Intangível	2.026.771	2.174.156	2.129.519	(6,8)	(4,8)
TOTAL	27.398.453	25.618.142	24.434.204	6,9	12,1

3.2 Passivo

Principais contas

Fornecedores

Em 31 de março de 2015, a linha “fornecedores” apresentou crescimento de 20,3%, totalizando R\$ 1.931,3 milhões, em decorrência, principalmente, dos maiores custos com energia elétrica comprada para revenda.

Endividamento e Patrimônio Líquido

O total da dívida consolidada da Copel somava R\$ 6.551,2 milhões em 31 de março de 2015, representando endividamento de 46,4% sobre o patrimônio líquido consolidado, o qual, ao final do período, era de R\$ 14.131,5 milhões, equivalente a R\$ 51,64 por ação (Valor Patrimonial por Ação – VPA).

A composição dos saldos de empréstimos, financiamentos e debêntures está demonstrada na tabela a seguir:

		R\$ mil		
		Curto Prazo	Longo Prazo	Total
Moeda Estrangeira	Tesouro Nacional	1.541	83.978	85.519
	Total	1.541	83.978	85.519
Moeda Nacional	Eletrobras - COPEL	49.750	74.094	123.844
	FINEP	5.740	26.035	31.775
	BNDES	89.343	1.426.087	1.515.430
	Banco do Brasil S/A e outros	728.119	964.549	1.692.668
	Notas Promissórias	450.925	-	450.925
	Debêntures	510.804	2.140.265	2.651.069
	Total	1.834.681	4.631.030	6.465.711
TOTAL		1.836.222	4.715.008	6.551.230

A seguir demonstramos o vencimento das parcelas dos empréstimos, financiamentos e debêntures:

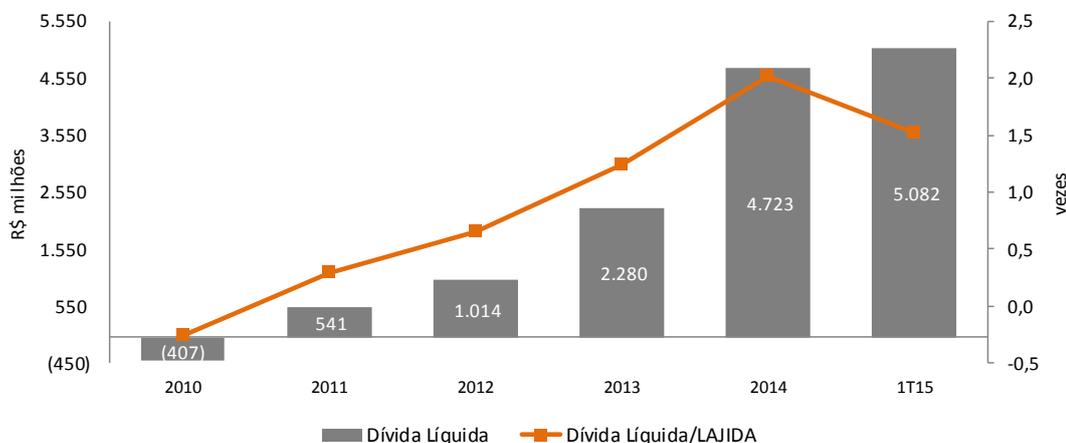
		R\$ mil						
		Curto Prazo	Longo Prazo					Total
		Abr/15 - Mar/16	Abr/16 - Dez/16	2017	2018	2019	2020	A partir de 2021
Moeda Nacional	1.834.681	1.013.692	1.205.499	688.932	580.709	130.244	1.011.954	6.465.711
Moeda Estrangeira	1.541	-	-	-	-	-	83.978	85.519
TOTAL	1.836.222	1.013.692	1.205.499	688.932	580.709	130.244	1.095.932	6.551.230

Até 31 de março de 2015 a Companhia concedeu R\$ 861,2 milhões em avais e garantias, conforme tabela a seguir.

	Avais e Garantias ¹	Participação	R\$ mil mar/15
Dona Francisca		23,03%	616
SPEs			860.557
Transmissora Sul Brasileira		20,00%	68.310
Caiuá Transmissora		49,00%	43.587
Integração Maranhense		49,00%	72.604
Matrinchã Transmissora		49,00%	300.485
Guaraciaba Transmissora		49,00%	202.026
Costa Oeste		51,00%	17.692
Mata de Santa Genebra		50,10%	25.603
Paranaíba		24,50%	89.651
Marumbi		80,00%	40.598
TOTAL			861.173

¹ Proporcional à participação da Copel nos empreendimentos.

A dívida líquida consolidada da Copel (empréstimos, financiamentos e debêntures, menos disponibilidades) e a relação Dívida Líquida/LAJIDA são demonstradas no gráfico a seguir:



LAJIDA anualizado

Contas a pagar vinculadas à concessão – Utilização do Bem Público

Refere-se aos encargos de outorga de concessão pela Utilização do Bem Público (UBP) incorridos a partir da assinatura do contrato de concessão do empreendimento até a data final da concessão.

					R\$ mil
Elejor	Mauá	Colíder	Baixo Iguaçu	PCHs ¹	Total
457.096	14.608	20.222	5.642	3.090	500.658

¹Referente às PCHs Cavernoso, Apucarantina, Chopim I, Chaminé e Derivação Rio Jordão.

Provisões para Litígios

A Companhia responde por diversos processos judiciais perante diferentes tribunais e instâncias. A Administração da Copel, fundamentada na opinião de seus assessores legais, mantém provisão para litígios sobre as causas cuja probabilidade de perda é considerada provável. Os saldos das provisões para litígios são os seguintes:

	R\$ mil				
Perdas Prováveis - Consolidado	mar/15 (1)	dez/14 (2)	mar/14 (3)	Var % (1/2)	Var % (1/3)
Fiscais	283.024	291.844	287.842	(3,0)	(1,7)
Trabalhistas	348.250	326.246	203.570	6,7	71,1
Benefícios a Empregados	119.151	114.543	96.179	4,0	23,9
Cíveis:	818.267	755.077	673.889	8,4	21,4
Fornecedores	56.025	60.680	63.415	(7,7)	(11,7)
Cíveis e direito administrativo	295.904	256.169	209.037	15,5	41,6
Serviços de passagem	37.575	25.407	13.756	47,9	173,2
Desapropriações e patrimoniais	413.876	402.219	377.745	2,9	9,6
Consumidores	14.887	10.602	9.936	40,4	49,8
Ambientais	508	479	220	6,1	130,9
Regulatórias	50.309	58.443	52.233	(13,9)	(3,7)
TOTAL	1.619.509	1.546.632	1.313.933	4,7	23,3

As causas classificadas como perdas possíveis, estimadas pela Companhia e suas controladas ao final do período, totalizaram R\$ 2.667,2 milhões, montante 2,6% menor ao registrado em dezembro de 2014, distribuídos em ações das seguintes naturezas: fiscais - R\$ 1.214,1 milhões; cíveis - R\$ 760,2 milhões; trabalhistas - R\$ 559,4 milhões; benefícios a empregados - R\$ 112,1 milhões, e regulatórias - R\$ 21,4 milhões.

Passivo	R\$ mil				
	mar/15 (1)	dez/14 (2)	mar/14 (3)	Var.% (1/2)	Var.% (1/3)
CIRCULANTE	5.129.417	4.055.393	3.803.815	26,5	34,8
Obrigações sociais e trabalhistas	253.680	252.618	233.739	0,4	8,5
Fornecedores	1.913.652	1.587.205	1.916.136	20,6	(0,1)
Imposto de Renda e Contribuição Social	249.077	309.881	200.688	(19,6)	24,1
Outras obrigações fiscais	166.025	137.329	237.037	20,9	(30,0)
Empréstimos, financiamentos e debêntures	1.836.222	1.299.117	777.959	41,3	136,0
Dividendos a pagar	41.178	19.691	15.522	109,1	165,3
Benefícios pós-emprego	37.047	37.404	31.682	(1,0)	16,9
Encargos do consumidor a recolher	172.121	23.233	34.129	640,8	404,3
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	171.500	175.972	130.725	(2,5)	31,2
Contas a pagar vinc. à concessão - Uso do Bem Público	55.055	54.955	52.099	0,2	5,7
Outras contas a pagar	233.860	157.988	174.099	48,0	34,3
NÃO CIRCULANTE	8.137.518	7.879.969	7.127.527	3,3	14,2
Fornecedores	17.625	17.625	44.904	-	(60,7)
Imposto de Renda e Contribuição Social diferidos	4.555	15.218	381.889	(70,1)	(98,8)
Outras obrigações fiscais	259.216	87.129	73.615	197,5	252,1
Empréstimos, financiamentos e debêntures	4.715.008	4.755.281	3.755.458	(0,8)	25,6
Benefício pós-emprego	887.630	861.214	953.328	3,1	(6,9)
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	188.097	159.792	172.767	17,7	8,9
Contas a pagar vinculadas à concessão - Uso do Bem Público	445.603	436.772	431.403	2,0	3,3
Outras contas a pagar	275	306	230	(10,1)	19,6
Provisões para litígios	1.619.509	1.546.632	1.313.933	4,7	23,3
PATRIMÔNIO LÍQUIDO	14.131.518	13.682.780	13.502.862	3,3	4,7
Atribuível aos acionistas da empresa controladora	13.765.204	13.330.689	13.179.516	3,3	4,4
Capital Social	6.910.000	6.910.000	6.910.000	-	-
Ajustes de avaliação patrimonial	946.829	976.964	949.261	(3,1)	(0,3)
Reserva legal	685.147	685.147	624.849	-	9,7
Reserva de retenção de lucros	4.516.825	4.516.825	3.897.833	-	15,9
Dividendo adicional proposto	241.753	241.753	235.498	-	2,7
Lucros acumulados	464.650	-	562.075	-	(17,3)
Atribuível aos acionistas não controladores	366.314	352.091	323.346	4,0	13,3
TOTAL	27.398.453	25.618.142	24.434.204	6,9	12,1

4. Desempenho das Principais Empresas

4.1 Copel Geração e Transmissão

No 1T15, a receita operacional da Copel GeT atingiu R\$ 908,9 milhões, valor 7,8% superior aos R\$ 843,1 milhões registrados no mesmo período do ano anterior, influenciado, principalmente, (a) pelo aumento de 28,4% da receita de fornecimento, em razão do reajuste dos contratos vigentes com consumidores livres (b) pelo aumento de 4,4% na receita de suprimento, decorrente do maior volume de energia alocado no mercado de curto prazo e (c) pelo aumento de 42,1% na conta de disponibilidade da rede elétrica, em razão do reajuste da

Receita Anual Permitida (RAP) dos ativos de transmissão e da entrada em operação de novos ativos, parcialmente compensado pela redução de 22,6% na receita de construção, em virtude da conclusão de ativos de transmissão.

Os custos e despesas operacionais aumentaram 33,3% no 1T15 em relação ao 1T14, e alcançaram R\$ 481,5 milhões, influenciados pelo registro de R\$ 124,6 milhões em provisões e reversões, devido, principalmente, ao reconhecimento de R\$ 73,0 milhões relacionados às diferenças entre os preços de venda de energia negociada nos CCEARs da Usina Hidrelétrica de Colíder e o PLD, e pelo aumento de 16,6% na conta encargos de uso da rede elétrica.

O resultado de equivalência patrimonial alcançou R\$ 123,3 milhões no 1T15, motivado, principalmente, pela participação da Copel GeT na UEGA (60%), montante que é eliminado no resultado consolidado por serem empresas do mesmo grupo. No 1T15 a Copel GeT apresentou lucro líquido de R\$ 408,5 milhões e LAJIDA de R\$ 622,6 milhões.

Principais Indicadores	1T15 (1)	4T14 (2)	1T14 (3)	Var.% (1/3)
Receita Operacional Líquida (R\$ milhões)	908,9	654,2	843,1	7,8
Resultado Operacional (R\$ milhões)	554,2	(665,3)	607,5	(8,8)
Lucro Líquido (R\$ milhões)	408,5	(304,4)	431,6	(5,3)
LAJIDA (R\$ milhões)	622,6	(608,5)	644,8	(3,5)
Margem Operacional	61,0%	-	72,1%	(15,4)
Margem Líquida	44,9%	-	51,2%	(12,2)
Margem LAJIDA	68,5%	-	76,5%	(10,4)
Programa de Investimento (R\$ milhões)	180,1	145,8	158,8	13,4

4.2 Copel Distribuição

No 1T15 a receita operacional líquida da Copel Distribuição atingiu R\$ 2.598,7 milhões, valor 58,5% superior aos R\$ 1.639,7 milhões registrados no mesmo período do ano anterior, em decorrência, principalmente, (a) do reajuste de 24,86% aplicado às tarifas da Copel Distribuição a partir de 24 de junho de 2014, (b) do reconhecimento de R\$ 560,9 milhões referente ao resultado de ativos e passivos financeiros setoriais, (c) da Revisão Tarifária Extraordinária que reajustou em 36,79% as tarifas da Copel Distribuição a partir de 02 de março de 2015, e (d) do crescimento de 1,7% no mercado cativo no período.

Os custos e despesas operacionais aumentaram 52,1%, alcançando R\$ 2.609,0 milhões no período, reflexo do aumento de 72,3% nos custos com energia elétrica comprada para revenda, em razão da entrada de novos contratos de compra de energia (CCEARs) a preços elevados (no 18º Leilão de Ajuste, realizado em 15.01.2015, a Copel Dis adquiriu 302 MW médios a R\$ 385,87/MWh), do reajuste da tarifa de Itaipu, e do registro de R\$ 78,8 milhões em provisões e reversões referentes, principalmente, a fornecedores e passivos trabalhistas. A Copel

Distribuição registrou lucro líquido de R\$ 28,8 milhões e LAJIDA de R\$ 48,8 milhões no 1T15.

Principais Indicadores	1T15 (1)	4T14 (2)	1T14 (3)	Var.% (1/3)
Receita Operacional Líquida (R\$ milhões)	2.598,7	3.019,6	1.639,7	58,5
Resultado Operacional (R\$ milhões)	47,6	935,3	(19,3)	-
Lucro Líquido (R\$ milhões)	28,8	615,4	(14,6)	-
LAJIDA (R\$ milhões)	48,8	968,7	(20,7)	-
Margem Operacional	1,8%	31,0%	-1,2%	-
Margem Líquida	1,1%	20,4%	-0,9%	-
Margem LAJIDA	1,9%	32,1%	-1,3%	-
Programa de Investimento (R\$ milhões)	166,2	83,7	228,6	(27,3)

4.3 Copel Telecomunicações

A receita operacional da Copel Telecomunicações no 1T15 atingiu R\$ 64,8 milhões, valor 33,9% superior aos R\$ 48,4 milhões registrados no mesmo período do ano anterior em decorrência, principalmente, da ampliação da área de atuação e do atendimento a novos clientes. Os custos e despesas operacionais tiveram aumento de 54,7%, alcançando R\$ 43,2 milhões no 1T15, influenciados (a) pelo aumento de 75,7% no custo com pessoal e administradores, em consequência da reestruturação ocorrida na empresa (onde a área de TI da Copel passou a integrar o quadro da Copel Telecom), e (b) pelo aumento de 82,8% em serviço de terceiros em decorrência de novas instalações de ponto para clientes. O lucro líquido do período foi de R\$ 14,5 milhões, aumento de 1,3% em relação ao 1T14. O LAJIDA teve um incremento de 6,1%, alcançando R\$ 28,9 milhões ante os R\$ 27,2 milhões verificados no mesmo período do ano anterior.

Principais Indicadores	1T15 (1)	4T14 (2)	1T14 (3)	Var.% (1/3)
Receita Operacional Líquida (R\$ milhões)	64,8	61,5	48,4	33,9
Resultado Operacional (R\$ milhões)	22,0	13,7	21,7	1,6
Lucro Líquido (R\$ milhões)	14,5	15,6	14,3	1,3
LAJIDA (R\$ milhões)	28,9	20,7	27,2	6,1
Margem Operacional	34,0%	22,3%	44,8%	(24,2)
Margem Líquida	22,4%	25,4%	29,6%	(24,3)
Margem LAJIDA	44,6%	33,7%	56,3%	(20,8)
Programa de Investimento (R\$ milhões)	25,1	35,5	19,4	29,3

4.4 UEG Araucária

A UTE Araucária foi despachada durante todo o 1º trimestre de 2015, atingindo uma geração de 963 GWh no período. Com isso, a receita líquida da UEGA foi de R\$ 560,1 milhões, aumento de 18,1% em comparação com o 1T14. O lucro líquido registrado foi de R\$ 155,3 milhões, 16,4% superior aos R\$ 133,5 milhões registrados no

1T14. O LAJIDA alcançou R\$ 238,6 milhões, aumento de 43,2% em comparação com o mesmo período do ano anterior.

Em janeiro de 2014 a Usina Termelétrica de Araucária estava locada para a Petrobras e a Copel recebia um valor fixo relativo ao contrato de aluguel. Desde 1º de fevereiro de 2014 a operação da usina voltou a estar sob responsabilidade da UEGA, empresa controlada pela Copel, que possui 80% do seu capital social (60% Copel GeT e 20% Copel).

Principais Indicadores	1T15 (1)	4T14 (2)	1T14 (3)	Var.% (1/3)
Receita Operacional Líquida (R\$ milhões)	560,1	625,9	474,4	18,1
Resultado Operacional (R\$ milhões)	235,4	225,0	160,6	46,6
Lucro Líquido (R\$ milhões)	155,3	154,7	133,5	16,4
LAJIDA (R\$ milhões)	238,6	218,6	166,6	43,2
Margem Operacional	42,0%	35,9%	33,9%	24,2
Margem Líquida	27,7%	24,7%	28,1%	(1,4)
Margem LAJIDA	42,6%	34,9%	35,1%	21,3

A UTE Araucária não possui contrato de disponibilidade e opera sob a modalidade “merchant”, sendo que a energia produzida é comercializada no mercado de curto prazo. A Copel consolida todo o resultado da UEGA, sendo que a parcela da Petrobras é identificada na linha “lucro atribuído aos acionistas não controladores”. Ver mais detalhes no [Anexo III](#).

5. Programa de Investimentos

Para o ano de 2015, o programa de investimentos da Copel prevê o montante de R\$ 2.476,9 milhões, dos quais R\$ 427,5 milhões foram realizados no 1T15, conforme detalhado a seguir:

Subsidiária / SPE	Realizado 1T15	Previsto 2015
Copel Geração e Transmissão	180,1	1.300,1
UHE Colíder	56,2	345,1
UHE Baixo Iguaçu	19,0	158,5
LT Araraquara / Taubaté	11,1	144,0
LT Figueira-Londrina / Foz do Chopim-Salto Osório	13,5	10,5
SE Paraguaçu Paulista	18,4	40,2
LT Bateias - Curitiba Norte	3,8	42,0
LT Foz do Chopim - Realeza	0,1	17,5
LT Assis - Londrina	-	19,7
SPE Matrinchã Transmissora de Energia ¹	-	104,9
SPE Guaraciaba Transmissora de Energia ¹	13,6	96,9
SPE Mata de Santa Genebra Transmissão ¹	-	10,8
SPE Cantareira Transmissora de Energia ¹	4,2	45,3
Outros	40,2	264,6
Copel Distribuição	166,2	784,7
Copel Telecomunicações	25,1	107,7
 Holding	-	5,5
Complexo Eólico Cutia	0,6	90,0
Complexo Eólico Bento Miguel	-	50,0
Complexo Eólico São Miguel do Gostoso ¹	-	22,6
Outras Participações ²	55,5	116,3
TOTAL	427,5	2.476,9

¹ Referente à participação da COPEL nos Empreendimentos.

6. Mercado de Energia e Tarifas

6.1 Mercado Cativo – Copel Distribuição

A venda de energia para o mercado cativo da Copel Distribuição totalizou 6.288 GWh entre janeiro e março de 2015, aumento de 1,7% em comparação ao mesmo período de 2014. A tabela a seguir apresenta o comportamento do mercado cativo aberto por classe de consumo:

	Nº de consumidores			Energia vendida (GWh)		
	mar/15	mar/14	Var. %	1T15	1T14	Var. %
Residencial	3.462.231	3.354.777	3,2	1.897	1.923	(1,4)
Industrial	91.026	92.978	(2,1)	1.652	1.585	4,2
Comercial	371.123	342.723	8,3	1.498	1.447	3,5
Rural	372.203	373.136	(0,3)	651	639	1,9
Outros	56.553	56.297	0,5	590	590	-
Mercado Cativo	4.353.136	4.219.911	3,2	6.288	6.184	1,7

A classe residencial consumiu 1.897 GWh entre janeiro e março de 2015, registrando retração de 1,4%, em razão da redução no consumo médio, que passou de 191,7 kWh/mês no 1T14 para 183,2 kWh/mês no 1T15, em decorrência do registro de temperaturas acima da média no início de 2014. Ao final de março de 2015 esta classe era equivalente a 30,2% do mercado cativo, totalizando 3.462.231 consumidores residenciais.

A classe industrial apresentou aumento de 4,2% no consumo de energia até março de 2015, totalizando 1.652 GWh, resultado do retorno de consumidores livres dos segmentos alimentício e de papel e celulose para o mercado cativo, sendo que este último também apresentou crescimento da produção no período. Ao final do 1T15 a classe industrial representava 26,3% do mercado cativo e eram atendidos 91.026 consumidores industriais.

A classe comercial consumiu 1.498 GWh entre janeiro e março de 2015, o que representa um crescimento de 3,5% em relação ao mesmo período do ano anterior e reflete o aumento de 8,3% no número de clientes, parcialmente compensado pelo menor consumo médio decorrente do registro de temperaturas mais amenas no início de 2015. No final de março essa classe representava 23,8% do mercado cativo e eram atendidos 371.123 consumidores.

A classe rural consumiu 651 GWh e cresceu 1,9% no 1T15, reflexo da manutenção do bom desempenho do agronegócio paranaense. Ao final de março esta classe representava 10,4% do mercado cativo e eram atendidos 372.203 consumidores rurais.

As outras classes (poderes públicos, iluminação pública, serviços públicos e consumo próprio) apresentaram consumo estável em comparação com o mesmo período de 2014, totalizando 590 GWh. Em conjunto, essas classes eram equivalentes a 9,3% do mercado cativo, totalizando 56.553 consumidores no final do período.

6.2 Mercado Fio (TUSD)

O mercado fio da Copel Distribuição, composto pelo mercado cativo, pelo suprimento a concessionárias e permissionárias dentro do Estado do Paraná e pela totalidade dos consumidores livres existentes na sua área de concessão, avançou 0,8% no primeiro trimestre de 2015, conforme verificado na tabela abaixo:

	Nº de consumidores / Contratos			Energia vendida (GWh)		
	mar/15	mar/14	Var. %	1T15	1T14	Var. %
Mercado Cativo	4.353.136	4.219.911	3,2	6.288	6.184	1,7
Concessionárias e Permissionárias	4	4	-	187	168	11,3
Consumidores Livres ¹	127	131	(3,1)	1.030	1.095	(5,9)
Mercado Fio	4.353.267	4.220.046	3,2	7.505	7.447	0,8

¹ Total de consumidores livres atendidos pela Copel GeT e por outros fornecedores dentro da área de concessão da Copel DIS.

6.3 Fornecimento de Energia Elétrica

O fornecimento de energia elétrica da Copel, que representa o volume de energia vendido aos consumidores finais e é composto pelas vendas no mercado cativo da Copel Distribuição e pelas vendas no mercado livre da Copel Geração e Transmissão, registrou expansão de 0,8% nos três primeiros meses de 2015.

A tabela a seguir apresenta o fornecimento de energia por classe de consumo:

Classe	Mercado	Energia vendida (GWh)		
		1T15	1T14	Var. %
Residencial		1.897	1.923	(1,4)
	Total	2.649	2.629	0,7
Industrial	Cativo	1.652	1.585	4,2
	Livre	997	1.044	(4,6)
	Total	1.501	1.450	3,6
Comercial	Cativo	1.498	1.447	3,6
	Livre	3	3	-
Rural		651	639	1,8
Outros		590	590	-
Fornecimento de Energia		7.288	7.231	0,8

6.4 Total de Energia Vendida

O total de energia vendida pela Copel, composto pelas vendas da Copel Distribuição e da Copel Geração e Transmissão em todos os mercados, atingiu 11.919 GWh no primeiro trimestre de 2015, crescimento de 6,1% em relação ao mesmo período do ano anterior. As vendas da Copel Geração e Transmissão alcançaram 5.461 GWh até março, aumento de 11,8% em relação ao mesmo período de 2014, reflexo da estratégia de alocação de energia no Mercado de Curto Prazo em 2015. A tabela a seguir apresenta as vendas totais de energia da

Copel Distribuição e Copel Geração e Transmissão:

	Nº de consumidores / contratos			Energia vendida (GWh)		
	mar/15	mar/14	Var. %	1T15	1T14	Var. %
Copel DIS						
Mercado Cativo	4.353.136	4.219.911	3,2	6.288	6.184	1,7
Concessionárias e Permissionárias	4	4	-	170	168	11,3
Total Copel DIS	4.353.140	4.219.915	3,2	6.458	6.352	1,7
Copel GeT						
CCEAR (Copel DIS)	1	1	-	60	103	(41,4)
CCEAR (outras concessionárias)	39	39	-	1.183	1.240	(4,6)
Consumidores Livres	27	28	(3,6)	999	1.047	(4,5)
Contratos Bilaterais ¹	25	33	(24,2)	1.697	1.993	(14,9)
CCEE (MCP) ²	-	-	-	1.522	501	203,6
Total Copel GeT	92	101	(8,9)	5.461	4.884	11,8
Total Copel Consolidado	4.353.232	4.220.016	3,2	11.919	11.236	6,1

Obs.: Não considera a energia disponibilizada através do MRE (Mecanismo de Realocação de Energia).

¹ Inclui Contratos de Venda no Curto Prazo.

² Garantia Física alocada no período, não considera o impacto do GSF.

CCEE: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica / CCEAR: Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado / MCP: Mercado de Curto Prazo.

Adicionalmente, a energia despachada pela UTE Araucária totalizou 963 GWh entre janeiro e março de 2015. Toda a energia gerada pela usina é comercializada no mercado de curto prazo (MCP). O montante de energia produzido no 1T15 pela termelétrica é demonstrado no quadro a seguir:

	GWh		
UTE Araucária (UEGA)	1T15	1T14 ¹	Var. %
Geração Própria ²	963	657	46,5

Fonte: ONS

¹ Desde o dia 1º de fevereiro de 2014, a UTE Araucária passou a ser operada pela UEGA, empresa controlada pela Copel, que possui 80% do seu capital social (os 20% restantes pertencem à Petrobras).

² Valor da geração bruta verificada pelo ONS, sem considerar as perdas da Rede Básica associadas ao empreendimento.

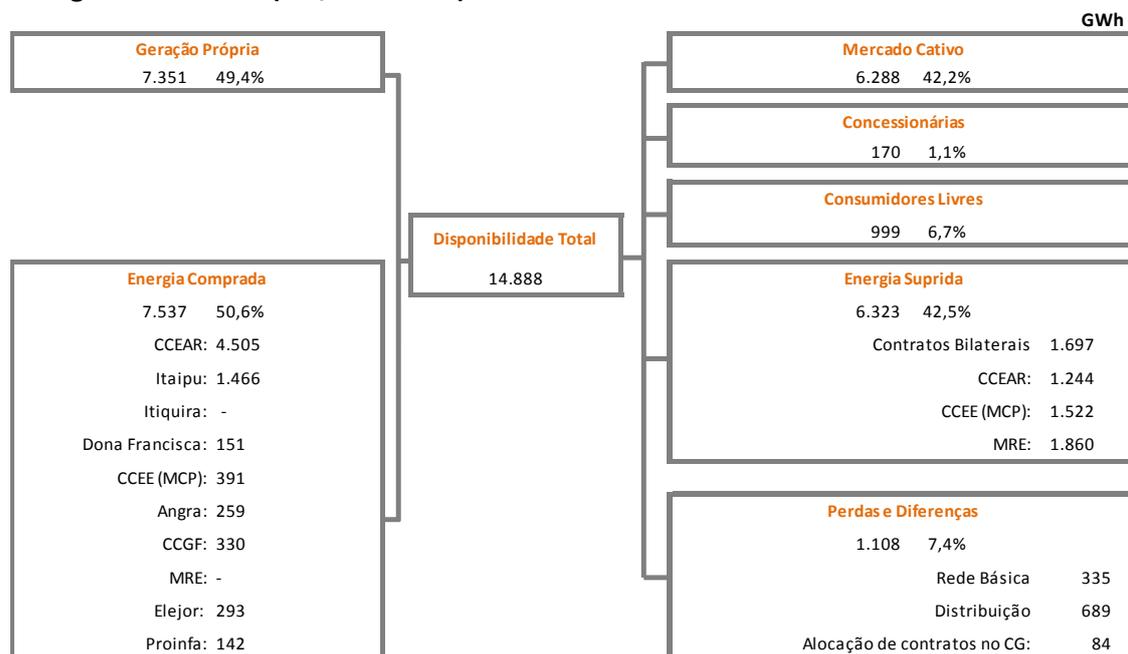
6.5 Fluxos de Energia

Fluxo de Energia – Copel Dis

	GWh		
Fluxo de Energia - Copel Dis	1T15	1T14	Var. %
Itaipu	1.466	1.447	1,3
CCEAR – Copel Geração e Transmissão	60	103	(41,4)
CCEAR – Outras	3.797	3.282	15,7
CCEAR – Leilão de ajuste	648	-	-
CCEE (MCP)	391	1.197	(67,4)
Angra	259	258	0,4
CCGF	330	330	0,2
Itiquira	-	237	-
Proinfa	142	135	5,3
Elejor S.A	293	293	-
Disponibilidade	7.386	7.282	1,4
Mercado cativo	6.288	6.184	1,7
Concessionárias	170	168	1,2
Perdas e diferenças	928	930	(0,2)
Rede básica	155	155	(0,2)
Distribuição	689	694	(0,8)
Alocação de contratos no CG	84	81	4,1

Fluxo de Energia – Copel GeT

	GWh		
Fluxo de Energia - Copel GeT	1T15	1T14	Var. %
Geração Própria	7.352	6.139	19,8
CCEE (MCP)	-	-	-
MRE	-	-	-
Dona Francisca	151	151	-
Disponibilidade Total	7.503	6.290	19,3
Contratos Bilaterais	1.697	1.993	(14,9)
CCEAR – COPEL Distribuição	60	103	(41,4)
CCEAR – Outras	1.183	1.240	(4,6)
Consumidores Livres	999	1.047	(4,5)
CCEE (MCP)	1.522	494	208,2
MRE	1.860	1.133	64,2
Perdas e diferenças	180	280	(35,5)

Fluxo de Energia Consolidado (Jan/ Mar 2015)

Fluxo de Energia Consolidado

Fluxo de Energia Consolidado	1T15	1T14	Var. %
Geração Própria	7.351	6.138	19,8
Energia Comprada	7.537	7.433	1,4
Itaipu	1.466	1.447	1,3
Leilão – CCEAR	4.505	3.385	33,1
Itiquira	-	237	(100,0)
Dona Francisca	151	151	-
CCEE (MCP)	391	1.197	(67,3)
Angra	259	258	0,4
CCGF	330	330	-
MRE	-	-	-
Proinfa	142	135	5,2
Elejor	293	293	-
Disponibilidade Total	14.888	13.571	9,7
Mercado Cativo	6.288	6.184	1,7
Concessionárias	170	168	1,2
Consumidores Livres	999	1.047	(4,6)
Contratos Bilaterais	1.697	1.993	(14,9)
Leilão – CCEAR	1.244	1.344	(7,4)
CCEE (MCP)	1.522	494	208,1
MRE	1.860	1.133	64,2
Perdas e Diferenças	1.108	1.210	(8,4)
Rede básica	335	435	(23,0)
Distribuição	689	694	(0,7)
Alocação de contratos no CG	84	81	3,7

Valores sujeitos a alterações após o fechamento pela CCEE.

CCEAR: Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado.

CCEE (MCP): Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (Mercado de Curto Prazo).

MRE: Mecanismo de Realocação de Energia.

CG: Centro de Gravidade do Submercado (diferença entre a energia faturada e a recebida no CG).

Não considera a energia produzida pela UTE Araucária vendida no mercado de curto prazo (MCP).

6.6 Tarifas

Tarifas Médias de Compra de Energia – Copel Distribuição

Tarifas	Quantidade MW médio	R\$ / MWh				
		mar/15 (1)	dez/14 (2)	mar/14 (3)	Var. % (1/2)	Var. % (1/3)
Itaipu ¹	639	284,46	143,91	125,30	97,7	14,9
Leilão 2007 - 2014	0	-	157,87	147,81	-	6,8
Leilão 2008 - 2015	52	132,78	132,79	124,82	-	6,4
Leilão 2010 - H30	70	178,89	178,89	168,17	-	6,4
Leilão 2010 - T15 ²	65	189,41	189,41	178,06	-	6,4
Leilão 2011 - H30	58	183,66	183,66	172,65	-	6,4
Leilão 2011 - T15 ²	54	208,85	208,85	196,33	-	6,4
Leilão 2012 - T15 ²	115	187,36	187,36	176,13	-	6,4
Leilão CCEAR 2014 - 2019 ³	109	343,27	395,11	-	-	-
Leilão CCEAR 2014 - 2019 ⁴	279	270,81	270,81	-	-	-
Leilão 2014 - 12M	0	-	191,41	191,41	-	-
Leilão 2014 - 18M	10	175,79	165,20	165,20	6,4	-
Leilão 2014 - 36M	163	159,60	149,99	149,99	6,4	-
Angra	120	164,88	146,48	145,96	12,6	0,4
CCGF ⁵	396	29,23	31,78	30,48	(8,0)	4,3
Santo Antônio	134	113,83	113,83	107,01	-	6,4
Jirau	204	100,12	100,12	94,12	-	6,4
Outros Leilões ⁶	551	268,58	314,61	246,68	(14,6)	27,5
Bilaterais	135	203,12	203,12	180,03	-	12,8
Total / Tarifa Média de Compra	3.154	202,95	192,42	157,43	5,5	22,2

¹ Transporte de Furnas não incluído.

² Preço médio do leilão corrigido pelo IPCA. Na prática o preço é formado por 3 componentes: parcela fixa, parcela variável e despesa na CCEE. O custo dos

³ Disponibilidade.

⁴ Quantidade.

⁵ Contrato de cotas de garantia física das UHEs que tiveram suas concessões prorrogadas nos termos da Lei 12.783/13.

⁶ Preço médio ponderado dos produtos.

Tarifas médias de Suprimento de Energia – Copel Geração e Transmissão

Tarifas	Quantidade MW médio	R\$ / MWh				
		Mar/15 (1)	Dez/14 (2)	Mar/14 (3)	Var. % (1/2)	Var. % (1/3)
Copel Geração e Transmissão	567	147,23	154,92	147,72	(5,0)	(0,3)
Leilão – CCEAR 2007 - 2014	-	-	124,19	116,81	-	-
Leilão – CCEAR 2008 - 2015	82	131,83	131,58	123,91	0,2	6,4
Leilão – CCEAR 2009 - 2016	249	150,53	150,49	141,48	-	6,4
Leilão – CCEAR 2011 - 2040 (UHE Mauá)	105	171,86	171,65	161,50	0,1	6,4
Leilão – CCEAR 2013 - 2042 (Cavernoso II) ¹	-	188,75	182,37	176,13	3,5	7,2
Leilão - CCEAR 2014 (12 meses)	-	-	191,80	191,80	-	-
Leilão - CCEAR 2015 - 2045 (UHE Colíder)	131	130,86	-	-	-	-
Copel Distribuição						
Concessionárias no Estado do Paraná	87	199,44	196,30	155,73	1,6	28,1
Total / Tarifa Média Ponderada de Suprimento	654	154,14	160,38	148,61	27,0	3,7

¹ A operação comercial da PCH Cavernoso II está suspensa desde 24.09.2014.

Tarifas Médias de Fornecimento de Energia Copel Distribuição – sem ICMS

Tarifas	R\$ / MWh				
	mar/15 (1)	dez/14 (2)	mar/14 (3)	Var. % (1/2)	Var. % (1/3)
Industrial ¹	350,31	263,69	210,69	32,8	66,3
Residencial	416,57	326,31	263,50	27,7	58,1
Comercial	392,48	300,88	241,66	30,4	62,4
Rural	262,79	199,78	160,63	31,5	63,6
Outros	321,88	231,68	188,03	38,9	71,2
Tarifa média de fornecimento	367,54	281,28	226,12	30,7	62,5

¹ Não inclui consumidores livres.

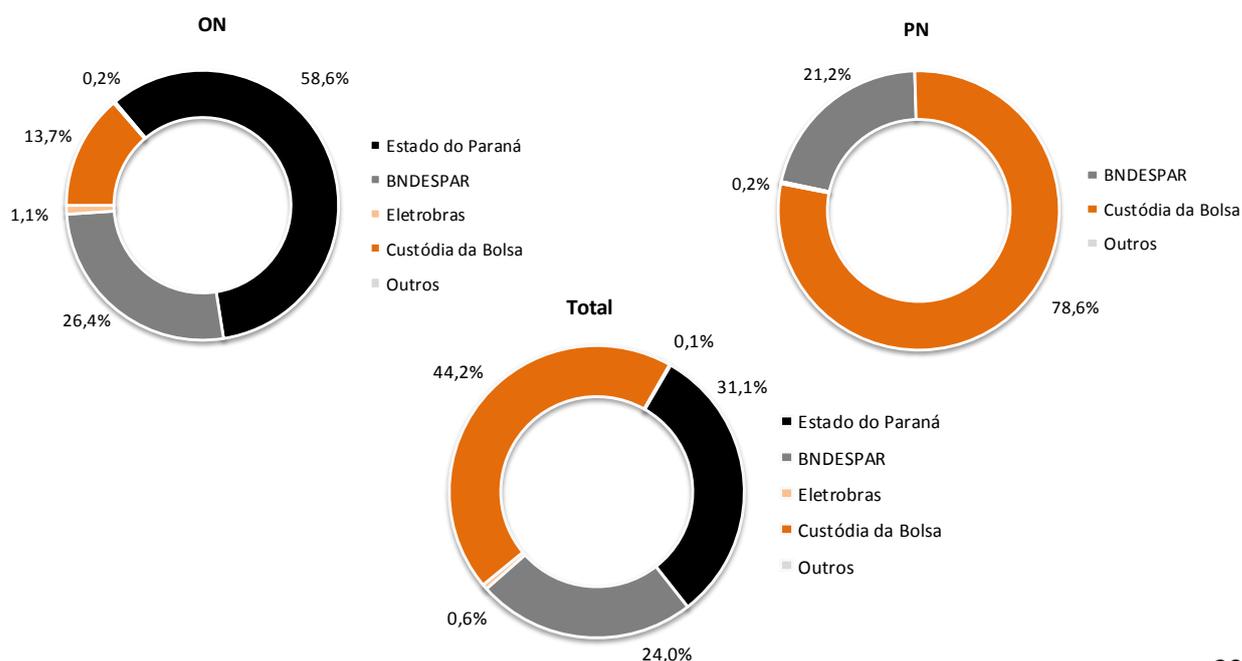
Não considera as Bandeiras Tarifárias.

7. Mercado de Capitais

7.1 Capital Social

O capital social da Copel é de R\$ 6.910 milhões, composto por ações sem valor nominal e o número atual de acionistas é de 25.157. Em março de 2015, o capital da Companhia estava assim representado:

Acionistas	Mil ações							
	ON	%	PNA	%	PNB	%	TOTAL	%
Estado do Paraná	85.029	58,6	-	-	-	-	85.029	31,1
BNDENPAR	38.299	26,4	-	-	27.282	21,3	65.581	24,0
Eletrobras	1.531	1,1	-	-	-	-	1.531	0,6
Custódia da Bolsa	19.874	13,7	129	33,8	100.901	78,6	120.903	44,2
BM&FBovespa	18.900	13,0	129	33,8	54.548	42,5	73.577	26,9
NYSE	974	0,7	-	-	46.286	36,0	47.260	17,3
LATIBEX	-	-	-	-	67	0,1	67	-
Outros	297	0,2	252	66,2	61	0,1	612	0,1
TOTAL	145.030	100,0	381	100,0	128.244	100,0	273.655	100,0



* Valores sujeitos a arredondamentos.

7.2 Desempenho das Ações

Desempenho das Ações (Jan - Mar/ 15)		ON (CPLE3 / ELPVY)		PNB (CPLE6 / ELP / XCOP)	
		Total	Média diária	Total	Média diária
		BM&FBovespa	Negócios	9.377	154
Quantidade	2.680.700		43.946	32.273.400	529.072
Volume (R\$ mil)	60.292		988	1.056.948	17.327
Presença nos Pregões	61		100%	61	100%
NYSE	Quantidade	256.559	5.031	38.583.786	632.521
	Volume (US\$ mil)	2.102	41	440.664	7.224
	Presença nos Pregões	51	84%	61	100%
LATIBEX	Quantidade	-	-	87.746	1.462
	Volume (Euro mil)	-	-	898	15
	Presença nos Pregões	-	-	60	95%

De janeiro a março de 2015 as ações em circulação totalizaram 44,2% do capital da Companhia. Ao final de março de 2015, o valor de mercado da Copel, considerando as cotações de todos os mercados, ficou em R\$ 7.731,8 milhões. Dos 68 papéis que compõem a carteira teórica do Ibovespa, as ações PNB da Copel participam com 0,4% e com índice Beta de 0,8. Na carteira do IEE (Índice Setorial de Energia Elétrica), a Copel participa com 6,3%. No Índice de Sustentabilidade Empresarial da BM&FBovespa (ISE), a Copel PNB tem participação de 0,9% e a Copel ON de 0,1%.

Na BM&FBovespa as ações ordinárias nominativas (ON - código CPLE3) e as ações preferenciais nominativas classe B (PNB - código CPLE6) da Copel estiveram presentes em 100% dos pregões da Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros (BM&FBovespa). As ações ON fecharam o período cotadas a R\$ 23,50 e as ações PNB a R\$ 33,65, com variações negativa de 5,6% e 6,3% respectivamente. No mesmo período o Ibovespa teve variação positiva de 2,3%. Na Bolsa de Valores de Nova Iorque (NYSE), as ações PNB são negociadas no "Nível 3" na forma de ADS's, sob o código ELP, as quais estiveram presentes em 100% dos pregões, fechando o período cotadas a US\$ 10,48 com variação negativa de 20,4%. Neste mesmo período o índice Dow Jones teve variação negativa de 0,3%.

No Latibex (Mercado de Valores Latino-Americano em Euros), vinculado à Bolsa de Valores de Madri, as ações PNB da Companhia são negociadas sob o código XCOP, as quais estiveram presentes em 95% dos pregões, fechando o período cotadas a € 9,59 com variação negativa de 13,8%. No mesmo período o índice Latibex All Shares teve variação negativa de 5,3%.

A tabela a seguir sintetiza o comportamento das ações da Copel no 1T15.

Cotações em 31.03.2015	Código / Índice	Preço / Pontos		Var. (%)
		31.03.2015	31.12.2014	
BM&FBovespa	CPLE3	R\$ 23,50	R\$ 24,90	(5,6)
	CPLE6	R\$ 33,65	R\$ 35,90	(6,3)
	Ibovespa	51.150	50.007	2,3
NYSE	ELP	US\$ 10,48	US\$ 13,17	(20,4)
	Dow Jones	17.776	17.823	(0,3)
LATIBEX	XCOP	€ 9,59	€ 11,13	(13,8)
	Latibex	1.655	1.747	(5,3)

7.3 Dividendos e JCP

Na tabela a seguir estão discriminadas as distribuições de Dividendos e/ou JCP a partir de 2010:

Tipo de Provento	Exercício	Aprovado	Pagamento	Valor Bruto R\$ Mil	R\$ por Ação		
					ON	PNA	PNB
Total	2010			281.460	0,98027	2,52507	1,07854
JCP ¹	2010	17/08/10	20/09/10	85.000	0,29662	0,32638	0,32638
Dividendos	2010	28/04/11	23/05/11	81.460	0,28328	1,04782	0,31167
JCP	2010	28/04/11	23/05/11	115.000	0,40037	1,15087	0,44049
Total	2011			421.091	1,46833	2,52507	1,61546
JCP ¹	2011	11/08/11	15/09/11	225.814	0,78803	0,86706	0,86706
JCP	2011	26/04/12	29/05/12	195.277	0,68030	1,65801	0,74840
Total	2012			268.554	0,93527	2,52507	1,02889
JCP ¹	2012	19/12/12	15/01/13	138.072	0,47920	2,52507	0,52720
Dividendos	2012	25/04/13	23/05/13	130.482	0,45607	-	0,50169
Total	2013			560.537	1,95572	2,52507	2,15165
JCP ¹	2013	13/11/13	16/12/13	180.000	0,62819	0,69111	0,69111
Dividendos ¹	2013	13/11/13	16/12/13	145.039	0,50617	0,55688	0,55688
Dividendos	2013	24/04/14	28/05/14	235.498	0,82136	1,27708	0,90366
Total	2014			622.523	2,17236	2,52507	2,39000
JCP ¹	2014	24/10/14	21/11/14	30.000	0,10469	0,11519	0,11519
Dividendos ¹	2014	24/10/14	21/11/14	350.770	1,22416	1,34678	1,34678
Dividendos	2014	23/04/15	22/06/15	241.753	0,84351	1,06310	0,92803

¹ Antecipação

8. Performance Operacional

8.1 Geração

Em Operação

Copel Geração e Transmissão

A seguir são apresentadas as principais informações do parque gerador da Copel GeT e a energia produzida entre janeiro e março de 2015.

Usinas	Capacidade Instalada (MW)	Garantia Física (MW médio)	Geração (GWh)	Vencimento da Concessão
Hidrelétricas	4.732,1	2.057,6	7.335,3	
Gov. Bento Munhoz da Rocha Netto (Foz do Areia)	1.676,0	576,0	1.974,6	23.05.2023
Gov. Ney Aminthas de B. Braga (Segredo)	1.260,0	603,0	2.249,9	15.11.2029
Gov. José Richa (Salto Caxias)	1.240,0	605,0	2.231,0	04.05.2030
Gov. Pedro V. Parigot de Souza (Capivari-Cachoeira)	260,0	109,0	394,3	07.07.2015
Mauá ⁽¹⁾	185,2	100,8	365,6	03.07.2042
Guaricana ⁽²⁾	36,0	16,1	45,5	16.08.2026
Cavernoso II ⁽³⁾	19,0	10,6	0,0	27.02.2046
Chaminé	18,0	11,6	22,7	16.06.2026
Apucarantina	10,0	6,7	17,2	12.10.2025
Mourão	8,2	5,3	7,9	07.07.2015
Derivação do Rio Jordão	6,5	5,9	12,8	15.11.2029
Marumbi	4,8	2,4	6,0	⁽⁴⁾
São Jorge	2,3	1,5	4,1	03.12.2024
Chopim I	2,0	1,5	1,7	07.07.2015
Cavernoso ⁽³⁾	1,3	1,0	0,0	07.01.2031
Melissa	1,0	0,6	1,5	⁽⁵⁾
Salto do Vau	0,9	0,6	0,0	⁽⁵⁾
Pitangui	0,9	0,1	0,5	⁽⁵⁾
Termelétrica	20,0	10,3	15,7	
Figueira	20,0	10,3	15,7	26.03.2019
Eólica	2,5	0,5	0,6	
Eólica de Palmas ⁽⁶⁾	2,5	0,5	0,6	28.09.2029
TOTAL	4.754,6	2.068,4	7.351,6	

⁽¹⁾ Corresponde a parcela da Copel (51% do empreendimento, de 363 MW).

⁽²⁾ Em processo de modernização.

⁽³⁾ Usinas com operação suspensa em decorrência de eventos fortuitos ocorridos em 2014.

⁽⁴⁾ Em homologação na ANEEL.

⁽⁵⁾ Usinas com capacidade inferior a 1 MW possuem apenas registro na ANEEL.

⁽⁶⁾ Geração média da eólica.

Adicionalmente, a Copel GeT é responsável pela operação e manutenção da PCH Rio dos Patos (1,7 MW de potência e 1,0 MW médio de garantia física), cuja concessão expirou em 14 de fevereiro de 2014, até que um

novo processo licitatório seja realizado. A Energia gerada pelo empreendimento é cotizada e, por essa razão não integra a garantia física da Copel GeT.

Copel Renováveis

Complexo Eólico São Bento

Em 26 de fevereiro de 2015 teve início a operação comercial do Complexo Eólico São Bento, localizado no Rio Grande do Norte. O complexo é formado por 4 parques que possuem capacidade instalada de 94,0 MW e garantia física de 46,3 MW médios. A energia produzida foi comercializada no 2º Leilão de Fontes Alternativas, realizado em 26 de agosto de 2010, ao preço médio de R\$ 134,52/MWh.

Complexo Eólico Copel Brisa Potiguar

Entraram em operação comercial os parques eólicos Santa Maria e Santa Helena, cada um com 29,7 MW de capacidade instalada e 15,7 MW médios de garantia física, os empreendimentos pertencem ao Complexo Eólico Brisa Potiguar, localizado no Rio Grande do Norte, e tiveram sua energia comercializada no 4º Leilão de Energia de Reserva, em 18 de agosto de 2011, ao preço médio de R\$ 101,98/MWh.

Com isso a Copel passa a ter 153,4 MW de capacidade instalada em empreendimentos eólicos em operação, conforme tabela a seguir.

Complexo Eólico	Leilão ¹	Capacidade Instalada (MW)	Garantia Física (MWméd)	Preço ²	Localização do Parque	Vencimento da Autorização
São Bento		94,0	46,3	134,52		
Boa Vista		14,0	6,3	137,99		abr.46
Olho d'Água	2º LFA (26/08/2010)	30,0	15,3	133,97	São Bento do Norte	mai.46
São Bento do Norte		30,0	14,6	133,97		mai.46
Farol		20,0	10,1	133,97		abr.46
Copel Brisa Potiguar		59,4	31,4	101,98		
Santa Maria	4º LER (18.08.2011)	29,7	15,7	101,98	João Câmara	mai.47
Santa Helena		29,7	15,7	101,98		abr.47
Total		153,4	77,7	121,4		

¹LFA - Leilão de Fontes Alternativas/ LER - Leilão de Energia de Reserva.

² Preço histórico. Valor será atualizado pelo IPCA.

Participação em Empreendimentos de Geração

A Copel tem participação em seis empreendimentos de geração de energia elétrica em fase operacional com capacidade instalada total de 1.786,6 MW, sendo 606 MW ajustados à participação da Copel, conforme demonstrado a seguir:

Empreendimento	Capacidade Instalada (MW)	Garantia Física (MW médio)	Sócios	PPA assinado com	Vencimento da Concessão
UTE Araucária (UEG Araucária)	484,1	365,2	COPEL - 20% COPEL GeT - 60% Petrobras - 20%	¹	dez/29
UHE Santa Clara (Elejor)	123,4	72,4	COPEL - 70% Paineira Participações - 30%	COPEL Dis Consumidores Livres	out/36
UHE Fundão (Elejor)	122,5	67,9	COPEL - 70% Paineira Participações - 30%	COPEL Dis Consumidores Livres	out/36
UHE Dona Francisca (DFESA)	125,0	78,0	COPEL - 23,03% Gerdaul - 51,82% Celesc - 23,03% Desenvix - 2,12%	COPEL GeT	ago/33
PCH Júlio de Mesquita Filho (Foz do Chopim)	29,1	20,4	COPEL - 35,77% Silea Participações - 64,23%	Consumidores livres	abr/30
UHE Lajeado (Investco S.A.)	902,5	526,6	COPEL - 0,82% CEB Lajeado - 16,98% Paulista Lajeado Energia S.A. - 5,94% EDP Energias do Brasil S.A. - 4,57% Lajeado Energia S.A. - 62,39% Furnas Centrais Elétricas S.A. - 0,21% Outros - 9,09%	²	dez/32

¹ A partir de 1º de fevereiro de 2014 a operação da Usina voltou a estar sob responsabilidade da UEGA. A UTE Araucária não possui contrato de disponibilidade e opera sob a modalidade "merchant".

² Os ativos da UHE Lajeado estão arrendados às demais concessionárias da mesma em frações ideais dos ativos existentes.

Em Construção

Copel Geração e Transmissão

A Copel GeT está construindo duas usinas hidrelétricas que irão adicionar um total de 405 MW em capacidade instalada ao seu parque gerador.

Usinas	Capacidade Instalada (MW)	Garantia Física (MW médio)	Participação
UHE Colíder	300	179,6	100% Copel GeT
UHE Baixo Iguaçu	350	172,8	30% Copel GeT 70% Geração Céu Azul S.A
Total ¹	405	231,4	

¹ Ajustado à Participação da Copel no empreendimento.

Usina Hidrelétrica Colíder

No Leilão de Energia Nova nº 03/2010 Aneel, realizado no dia 30 de julho de 2010, a Copel GeT conquistou a concessão para implantação e exploração da UHE Colíder por 35 anos. O Contrato de Concessão nº 01/2011-MME-UHE Colíder, de uso de bem público para geração de energia elétrica, foi celebrado entre a União e a Copel GeT em 17 de janeiro de 2011.



A usina terá potência instalada de 300,0 MW e garantia física de 179,6 MW médios e está em implantação no rio Teles Pires, no Estado do Mato Grosso. O investimento é de R\$ 1,8 bilhão e o início da operação comercial está previsto para abril de 2016. Foram negociados 125 MW médios à tarifa de R\$ 103,40/MWh na data base de 1º de agosto de 2010, com atualização pela variação do IPCA. A energia vendida será fornecida por 30 anos a partir de janeiro de 2015, e a energia restante está disponível para comercialização.

A obra encontra-se em fase final de execução. Parte da barragem está em fase de acabamento, recebendo revestimento e sistema de drenagem. Dentro da casa de força, segue a instalação de equipamentos eletromecânicos. A primeira unidade geradora está em estágio avançado.

Em decorrência de atos do poder público e de casos fortuitos e de força maior ocorridos ao longo da implantação da Usina Hidrelétrica Colíder, a Copel Geração e Transmissão está pleiteando junto à Aneel o reconhecimento de excludente de responsabilidade, no total de 644 dias, referente ao atraso da entrada em operação da usina, previsto inicialmente para 30 de dezembro de 2014.

A Copel GeT está honrando com os CCEARs da UHE Colíder, que totalizam 125 MW médios, utilizando a energia disponível de outras usinas de seu portfólio. Para tanto, a Companhia deixa de vender energia no Mercado de Curto Prazo, ao PLD, para vender ao preço dos CCEARs (R\$ 140,10/MWh em 31 de março de 2015).

No 1T15, a frustração de receita em decorrência do atraso da usina totalizou R\$ 73,0 milhões, caracterizado pela diferença entre o preço de venda de energia negociada nos CCEARs da usina e o PLD, constituída na forma de provisão para créditos de liquidação duvidosa. A Companhia aguarda a definição quanto ao pleito de revisão do cronograma de início da operação comercial desta usina junto à Aneel para a possível reversão desta provisão.

Usina Hidrelétrica Baixo Iguaçu

A Copel GeT tem participação de 30% no Consórcio Empreendedor Baixo Iguaçu, responsável pela construção e operação da UHE Baixo Iguaçu. A Usina terá potência instalada de 350 MW, garantia física de 172,8 MW médios e está em construção no rio Iguaçu, entre os municípios de Capanema e Capitão Leônidas Marques, no sudoeste do Paraná. Parte da energia a ser produzida (121 MW médios) foi comercializada no 7º Leilão de Energia Nova, realizado em 30 de setembro de 2008, por R\$ 98,98/MWh.

O início da geração comercial que estava previsto para abril de 2016 (unidade 1), e para junho e agosto de 2016 (unidades 2 e 3, respectivamente), conforme contrato de concessão assinado em 20 de agosto de 2012, sofrerá alteração em função da suspensão da Licença de Instalação. Os trabalhos de construção civil e montagem estão suspensos desde julho de 2014 em decorrência de questões judiciais.

Copel Renováveis

Complexos Eólicos

A Copel Renováveis está ampliando sua matriz de geração de energia com fontes renováveis através da construção de Complexos Eólicos no Rio Grande do Norte, formado por 18 empreendimentos, que totalizam 456,2 MW de capacidade instalada estimada, conforme tabela a seguir:

Complexo Eólico	Leilão ¹	Capacidade Instalada (MW) ²	Garantia Física (MWméd)	Preço ³	Início de Suprimento	CAPEX (R\$ milhões)	Valor do Prêmio (R\$ milhões)	Localização do Parque	Vencimento da Autorização
Brisa Potiguar		124,2	61,2	130,37		399,9	217,1		
Nova Eurus IV		27,0	13,7	135,40				Touros	abr/46
Nova Asa Branca I	2º LFA (26/08/2010)	27,0	13,2	135,40	jul/15	399,9	217,1	S. Miguel Gostoso	abr/46
Nova Asa Branca II		27,0	12,8	135,40				Parazinho	mai/46
Nova Asa Branca III		27,0	12,5	135,40				Parazinho	mai/46
Ventos de Santo Uriel	4º LER (18/08/2011)	16,2	9,0	101,19	mai/15	-	-	João Câmara	abr/47
Cutia⁴		332,0	126,2	140,95		1.287,2	23,6		
Dreen Cutia		25,2	9,6	144,00		97,6		Pedra Grande	jan/42
Dreen Guajiru		21,6	8,3	144,00		83,8		Pedra Grande	jan/42
Esperança do Nordeste	6º LER (31/10/2014)	30,0	9,1	144,00	out/17	116,1	9,4	São Bento do Norte	⁵
GE Jangada		30,0	10,3	144,00		114,9		São Bento do Norte	jan/42
GE Maria Helena		30,0	12,0	144,00		114,9		São Bento do Norte	jan/42
Paraíso dos Ventos do Nordeste		30,0	10,6	144,00		115,7		São Bento do Norte	⁵
Potiguar		28,8	11,5	144,00		112,1		São Bento do Norte	⁵
São Bento do Norte I		24,2	9,7	136,97				São Bento do Norte	⁵
São Bento do Norte II		24,2	10,0	136,97				São Bento do Norte	⁵
São Bento do Norte III	20ª LEN (28/11/2014)	22,0	9,6	136,97	jan/19	532,2	14,2	São Bento do Norte	⁵
São Miguel I		22,0	8,7	136,97				São Bento do Norte	⁵
São Miguel II		22,0	8,4	136,97				São Bento do Norte	⁵
São Miguel III		22,0	8,4	136,97				São Bento do Norte	⁵
Total		456,2	187,4	137,49		1.687,1	240,7		

¹ Tipos de Leilões: LFA - Leilão de Fontes Alternativas / LER - Leilão de Energia de Reserva / LEN - Leilão de Energia Nova.

² A capacidade instalada dos novos projetos poderá ser otimizada em relação à cadastrada nos leilões.

³ Preço histórico. Valor será atualizado pelo IPCA.

⁴ O valor do CAPEX corresponde ao registrado na EPE.

⁵ Em processo de Outorga / Autorização.

Participação em Parques Eólicos

A Copel possui 49% de participação no Complexo Eólico São Miguel do Gostoso - em construção - localizado no Estado do Rio Grande do Norte. O Complexo é composto por 4 parques eólicos com 108 MW de capacidade instalada. A energia foi comercializada no 4º Leilão de Energia de Reserva ao preço médio de R\$ 98,92 /MWh em contratos de 20 anos com início de suprimento em julho de 2015, conforme tabela a seguir.

Empreendimento	Capacidade Instalada ¹ (MW)	Garantia Física (MWméd)	Preço ²	Início de Suprimento	CAPEX ³ (R\$ milhões)	Participação (%)	Localização do Parque	Vencimento da Autorização
Voltália - São Miguel do Gostoso I								
Carnaúbas	27,0	13,1	98,92	jun/15	127,1	49% COPEL 51% Voltália	São Miguel do Gostoso (RN)	abr/47
Reduto	27,0	14,4			128,9			abr/47
Santo Cristo	27,0	15,3			128,9			abr/47
São João	27,0	14,3			128,9			mar/47
Total	108,0	57,1	98,92		513,9			

¹ A capacidade instalada prevista no Leilão foi alterada de acordo com as características dos equipamentos da Acciona Windpower, respeitando o volume de energia vendido.

² Preço histórico. Valor será atualizado pelo IPCA.

³ CAPEX estimado pela Aneel na data do leilão.

Considerando todos os empreendimentos, a Copel possui 509,1 MW de capacidade instalada estimada em empreendimentos eólicos em construção. Adicionalmente, a Copel possui projetos eólicos que somam 159 MW em carteira, ver mais detalhes no [item 8.6](#).

8.2 Transmissão

Em operação

A tabela a seguir apresenta os contratos de concessão de transmissão e o dimensionamento do parque de subestações e linhas de transmissão em operação:

Subsidiária / SPE	Contrato de Concessão	Empreendimento	LT	SE	RAP ¹ (R\$ milhões)	Vencimento da Concessão
			Extensão (km)	Quantidade		
Copel GeT	060/2001	Diversos	1.919	32	12.202	150,1 dez/42
Copel GeT	075/2001	LT Bateias - Jaguaraiava	137	-	-	16,5 jul/31
Copel GeT	006/2008	LT Bateias - Pilarzinho	32	-	-	0,9 mar/38
Copel GeT	027/2009	LT Foz - Cascavel Oeste	116	-	-	10,1 nov/39
Copel GeT	015/2010	SE Cerquilha III	-	1	300	4,2 out/40
Copel GeT	005/2012	TL Foz do Chopim - Salto Osório	10	-	-	1,1 ago/42
Subtotal Copel GeT²			2.214	33	12.502	182,9
Costa Oeste Copel GeT - 51% Eletrosul - 49%	001/2012	LT Cascavel Oeste - Umuarama Sul SE Umuarama Sul	143	1	300	5,4 jan/42
Transm. Sul Brasileira Copel GeT - 20% Eletrosul - 80%	004/2012	Nova Sta Rita - Camaquã	798	1	300	11,5 mai/42
Caiuá Transmissora Copel GeT - 49% Elecnor - 51%	007/2012	LT Guaíra - Umuarama Sul LT Cascavel Norte - Cascavel Oeste SE Santa Quitéria / SE Cascavel Norte	136	2	700	10,1 mai/42
Integração Maranhense Copel GeT - 49% Elecnor - 51%	011/2012	LT Açailândia - Miranda II	365	-	-	15,2 mai/42
Subtotal SPEs³			1.442	4	1.300	42,1
Total			3.656	37	13.802	225,0

¹ Proporcional à participação da Copel no empreendimento.

² Resultado Consolidado.

³ Resultado por Equivalência Patrimonial.

Em construção

A Copel GeT está ampliando significativamente a sua participação no segmento de transmissão por meio de investimentos próprios e parcerias em SPEs. Em conjunto, os empreendimentos equivalem a um total de 4.462 km de linhas de transmissão e 11 subestações que irão proporcionar uma RAP atualizada de R\$ 659,0 milhões, sendo R\$ 337,3 milhões referentes à participação da Copel GeT nos empreendimentos. A seguir estão descritas as principais obras de transmissão em andamento.

Subsidiária / SPE	Leilão	Assinatura do Contrato	Empreendimento	Local	km	SE	Participação	RAP ¹	CAPEX ²	Entrada Em Operação Estimada	Vencimento da Concessão
Copel GeT	001/10	out/10	LT Araraquara II — Taubaté	SP	356	-	100% Copel GeT	26,0	250,0	jun/16	out/40
Copel GeT	005/12	ago/12	LT Londrina - Figueira	PR	88	-	100% Copel GeT	3,6	37,0	mai/15	ago/42
Copel GeT	007/12	fev/13	LT Assis — Paraguaçu Paulista II	SP	37	-	100% Copel GeT	6,5	57,8	nov/15	fev/43
			SE Paraguaçu Paulista II		-	1				nov/15	fev/43
Copel GeT	007/13	jan/14	LT Bateias - Curitiba Norte	PR	33	1	100% Copel GeT	6,7	69,0	jan/16	jan/44
Copel GeT	001/14	set/14	LT Foz do Chopim - Realeza	PR	53	1	100% Copel GeT	5,7	49,0	mar/17	set/44
Copel GeT	001/14	set/14	LT Assis – Londrina	SP / PR	120	-	100% Copel GeT	15,0	135,0	set/17	set/44
Subtotal Copel GeT					687	3		63,5	597,8		
Marumbi	006/11	mai/12	LT Curitiba - Curitiba Leste	PR	28	1	80% Copel GeT 20% Eletrosul	12,1	88,8	jun/15	mai/42
Matrinchã	002/12	mai/12	LT Paranaíta - Ribeirãozinho	MT	1.005	3	49% Copel GeT 51% State Grid	71,0	882,0	set/15	mai/42
Guaraciaba	002/12	mai/12	LT Ribeirãozinho - Marimondo	MT / GO / MG	600	1	49% Copel GeT 51% State Grid	41,1	441,0	nov/15	mai/42
Paranaíba	007/12	mai/13	LT Barreiras II - Pirapora II	BA / MG / GO	967	-	24,5% Copel GeT 24,5% Furnas 51% State Grid	24,6	235,2	mai/16	mai/43
Mata de Santa Genebra	007/13	mai/14	LT Araraquara II - Bateias	SP / PR	847	3	50,1% Copel GeT 49,9% Furnas	87,4	784,6	out/17	mai/44
Cantareira	001/14	set/14	LT Estreito - Fernão Dias	SP / MG	328	-	49% Copel GeT 51% Elecnor	37,7	305,8	mar/18	set/44
Subtotal SPEs					3.775	8		273,8	2.737,3		
Total					4.462	11		337,3	3.335,1		

¹ Atualizado de acordo com a Resolução Homologatória Aneel 1.756/2014 de 24/06/2014 (R\$ milhões) / Valor referente à participação da Copel no empreendimento.

² Valor de referência da ANEEL (R\$ milhões) / Valor referente à participação da Copel no empreendimento.

8.3 Distribuição

No negócio distribuição, a Copel atende mais de 4,3 milhões de consumidores de energia em 1.113 localidades, pertencentes a 394 municípios do Paraná e 1 em Santa Catarina. A Copel Distribuição opera e mantém as instalações nos níveis de tensão 13,8 kV, 34,5 kV, 69 kV, 138 kV e algumas de 230kV.

Tensão	Km de linhas	Quantidade de Subestações	MVA
13,8 kV	102.288	-	-
34,5 kV	82.510	230	1.542
69 kV	727	35	2.400
88 kV ¹	-	-	5
138 kV	5.563	96	6.614
230 kV	126	-	-
Total	191.215	361	10.561

¹ Não automatizada.

Redes Compactas

A Copel Distribuição vem implantando redes compactas em áreas urbanas com elevado grau de arborização nas proximidades das redes de distribuição. Essa tecnologia evita cortes e podas de árvores e melhora a qualidade do fornecimento, pois reduz o número de desligamentos. Ao final de março de 2015, a extensão das redes compactas de distribuição instaladas era de 6.921 km.

Redes Secundárias Isoladas

A Copel Distribuição também está investindo em redes secundárias isoladas em baixa tensão (127/220V), as quais apresentam vantagens significativas em relação à rede aérea convencional, tais como: melhorar os indicadores DEC e FEC, dificultar o roubo de energia, melhorar as condições do meio ambiente, reduzir a área de podas, aumentar a segurança, reduzir a queda de tensão ao longo da rede e aumentar a vida útil dos transformadores pela redução do número de curtos-circuitos na rede, entre outras.

Ao final de março de 2015, a extensão das redes de distribuição secundárias isoladas instaladas totalizava 12.810 km.

Qualidade de Fornecimento

Os dois principais indicadores da qualidade do fornecimento de energia elétrica são o DEC e o FEC. A maior severidade dos eventos climáticos em relação aos anos anteriores contribuíram para a elevação do valores de DEC e FEC verificados em 2014 e início de 2015. O desempenho desses indicadores e do tempo de espera é mostrado na tabela a seguir:

Jan-Mar	DEC ¹ (horas)	FEC ² (interrupções)	Tempo Total de Atendimento (horas)
2011	3,11	2,44	01:37
2012	2,73	2,23	01:36
2013	2,99	2,26	01:48
2014	4,19	2,72	02:23
2015	3,96	2,48	02:26

¹ DEC medido em horas e centesimal de horas

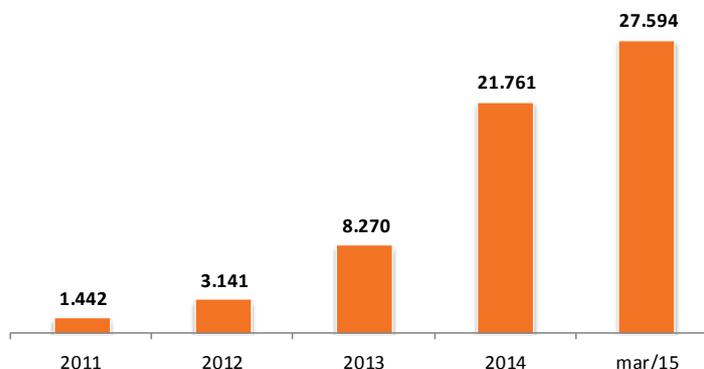
² FEC expresso em número de interrupções e centésimos do número de interrupções no acumulado do ano

8.4 Telecomunicações

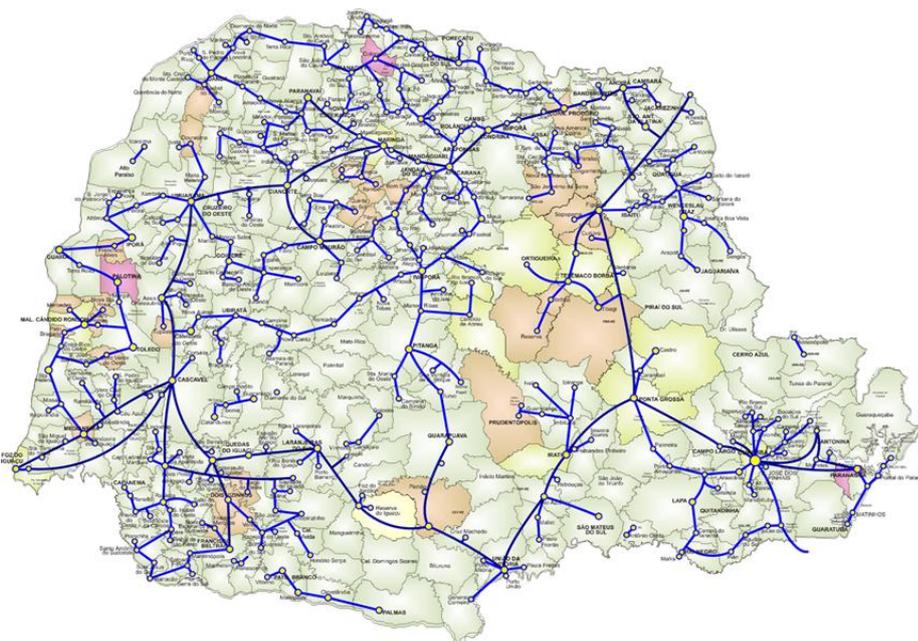
A Copel Telecomunicações possui um *backbone* óptico composto por uma rede de transmissão de altíssima capacidade e uma rede de acesso óptico de atendimento aos clientes. A rede de acesso pode ser multiponto (GPON) ou ponto a ponto, conectando assim os clientes à rede de transmissão da Copel Telecom e provendo os serviços contratados.

Em março de 2015, a rede de cabos de *backbone* era de 9.698 km e de cabos de acesso 17.848 km. Atualmente são atendidos os 399 municípios do estado do Paraná e mais 2 em Santa Catarina. A Copel Telecom tem apresentado expansão significativa em sua base de clientes nos últimos anos, conforme gráfico a seguir.

Número de Clientes - Copel Telecomunicações



Rede de Fibra Óptica - Copel Telecomunicações
Mapa do Estado do Paraná



* Valores sujeitos a arredondamentos.

8.5 Participações

Outros Setores

A Copel tem participação em empresas de gás, telecomunicações, saneamento e serviços, conforme apresentado na tabela a seguir:

Empreendimento	Setor	Sócios
Dominó Holdings S.A.	Saneamento	COPEL - 49,0% Andrade Gutierrez - 51,0%
Sanepar	Saneamento	COPEL - 7,6% Governo do Estado do Paraná - 58,7% Dominó Holdings S.A. - 12,2% Daleth Participações - 8,3% Andrade Gutierrez - 2,1% Outros - 11,1%
Compagas	Gás	COPEL - 51,0% Mitsui Gás - 24,5% Gaspetro - 24,5%
Paraná Gás Exploração e Produção S.A	Petróleo e gás natural	COPEL - 30,0% Petra Energia ¹ - 30,0% Bayar Participações - 30,0% Tucumann Engenharia - 10,0%
Sercomtel S.A. Telecom	Telecomunicação	COPEL - 45,0% Município de Londrina - 55,0%
Carbocampel S.A.	Exploração de Carvão	COPEL - 49,0% Carbonífera Cambuí - 51,0%
Escoelectric Ltda	Serviços	COPEL - 40,0% Lactec - 60,0%
Copel-Amec Ltda ²	Serviços	COPEL - 48,0% Amec - 47,5% Lactec - 4,5%

¹ Empresa Operadora

² Em liquidação

Informações Contábeis

Na tabela a seguir apresentamos informações contábeis de março de 2015 referentes às principais participações da Copel:

	R\$ mil			
Participações	Ativo Total	Patrimônio Líquido ¹	Rec. Oper. Líquida	Lucro Líquido
Controladas (Consolida com Copel)				
Compagas S.A.	596.804	287.732	408.951	9.706
Eleijor S.A.	706.992	41.915	56.699	656
UEG Araucária Ltda	1.304.464	1.063.755	560.060	155.346
Controladas em Conjunto (Equivalência Patrimonial)				
Costa Oeste Transmissora de Energia S.A.	98.673	48.081	5.710	3.508
Caiuá Transmissora de Energia S.A.	223.335	92.625	4.577	1.275
Mata de Santa Genebra S.A	107.407	54.040	-	1.843
Dominó Holdings S.A.	478.662	469.602	-	10.606
Guaraciaba Transmissora de Energia (TP Sul) S.A.	813.641	313.504	-	15.585
Integração Maranhense Transmissora de Energia S.A.	427.804	182.837	55.985	(2.868)
Marumbi Transmissora de Energia S.A.	146.403	50.767	13.350	4.595
Matrinchá Transmissora de Energia (TP Norte) S.A.	1.650.788	934.054	-	29.437
Paranaíba Transmissora de Energia S.A.	666.422	286.961	-	8.151
Transmissora Sul Brasileira de Energia S.A.	725.543	347.805	12.693	1.350
Cantareira Transmissora S.A	44.053	31.531	5.997	362
Voltália São Miguel do Gostoso Participações S.A	106.490	106.230	-	(491)
Coligada (Equivalência Patrimonial)				
Sanepar	7.631.420	3.789.921	666.624	87.585
Dona Francisca Energética S.A.	258.005	243.721	21.505	9.650
Foz do Chopim Energética Ltda	45.649	42.423	11.593	6.752

¹ Dados ajustados às práticas da COPEL.

8.6 Novos Projetos

Projetos em Carteira

A Copel possui participação em diversos projetos de geração de energia. Esses empreendimentos, quando em operação comercial, acrescentarão 340,6 MW de capacidade instalada ao portfólio da Companhia.

Projeto	Capacidade Instalada Estimada (MW) ¹	Energia Assegurada Estimada (MW médio)	Participação da COPEL (%)
PCH	206,2	114,6	
PCH Bela Vista	29,0	18,0	36,0
PCH Dois Saltos	25,0	13,6	30,0
PCH Foz do Curucaca	29,5	16,2	15,0
PCH Salto Alemã	29,0	15,9	15,0
PCH São Luiz	26,0	14,3	15,0
PCH Pinhalzinho	10,9	5,9	30,0
PCH Alto Chopim	20,3	11,2	15,0
PCH Burro Branco	10,0	5,1	30,0
PCH Rancho Grande	17,7	9,7	15,0
PCH Foz do Turvo	8,8	4,7	30,0
UHE	331,0	165,5	
UHE São Jerônimo	331,0	165,5	41,2
EOL	159,0	70,2	
EOL Complexo Alto Oriente	60,0	27,4	100,0
EOL Complexo Jandaia	99,0	42,8	100,0
Total	696,2	350,3	

¹ A capacidade instalada dos novos projetos poderá ser otimizada em relação à cadastrada nos leilões.

Usina Hidrelétrica São Jerônimo

O projeto compreende o futuro aproveitamento hidrelétrico São Jerônimo, com potência instalada prevista de 331 MW, localizado no rio Tibagi, no Estado do Paraná. A implantação do empreendimento terá como base a concessão de uso do bem público constante no Edital de Leilão Aneel 02/2001 e que está adjudicada ao Consórcio São Jerônimo, no qual a Copel possui 41,2% de participação. Para o início das obras é necessária a autorização do Congresso Nacional, em conformidade com o artigo 231, parágrafo 3º, da Constituição Federal, visto que o reservatório da usina atinge áreas indígenas.

Geração Térmica

A Copel está desenvolvendo os estudos de viabilidade de quatro plantas termelétricas a serem construídas no Estado do Paraná que podem acrescentar até 1.373 MW de capacidade instalada ao portfólio da Companhia, conforme tabela a seguir.

Projeto	Capacidade Instalada Estimada (MW)	Combustível	Localização
UTE Araucária II ¹	373,0	Gás Natural	Araucária - PR
UTE Litoral	400,0	Gás Natural	Paranaguá - PR
UTE Litoral II	400,0	Gás Natural	Paranaguá - PR
UTE Norte Pioneiro	200,0	Carvão Mineral	Sapopema - PR
Total	1.373		

¹ Já possui Licença Ambiental Prévia e Licença de Instalação junto ao Instituto Ambiental do Paraná.

A viabilidade dos empreendimentos termelétricos a gás natural está condicionada a construção de um terminal de regaseificação em Paranaguá, litoral do Estado do Paraná. No entanto, a Copel também está em negociação junto à Petrobras para a utilização do terminal de regaseificação da Baía de Guanabara, no Rio de Janeiro, com o objetivo de importar gás natural liquefeito (GNL) para atender a possível necessidade de gás da UTE Araucária II.

Participação em Estudo de Viabilidade

Aproveitamentos Hidrelétricos Inventariados no Rio Piquiri

As quatro usinas hidrelétricas que compõem o aproveitamento hidrelétrico do rio Piquiri, no Estado do Paraná, tiveram seus estudos de viabilidade apresentados pela Copel GeT e aceitos pela Aneel em 2012. A tabela a seguir lista essas usinas, que totalizam 459,3 MW de capacidade instalada:

Projeto	Capacidade Instalada Estimada (MW)
UHE Apertados	139,0
UHE Comissário	140,0
UHE Foz do Piquiri	93,2
UHE Ercilândia	87,1
Total	459,3

Em novembro de 2014 foram realizadas as audiências públicas dos aproveitamentos hidrelétricos Apertados e Ercilândia, cumprindo-se uma das condições legais para a emissão das licenças ambientais dos empreendimentos. Atualmente, os processos de licenciamento ambiental encontram-se em análise pelo Instituto Ambiental do Paraná. A licença ambiental prévia é condição para a habilitação técnica dos empreendimentos nos leilões de energia nova promovidos pela Aneel.

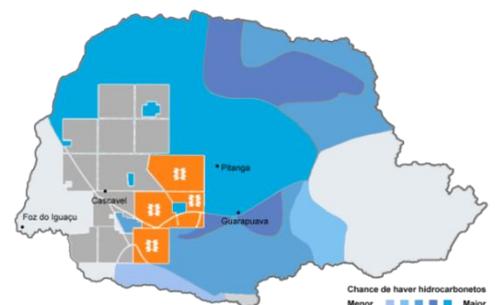
Complexo Hidrelétrico do Tapajós

A Copel assinou Acordo de Cooperação Técnica com outras oito empresas para desenvolver estudos nos rios Tapajós e Jamanxim, na região Norte do Brasil, compreendendo a avaliação ambiental da Bacia do rio Tapajós e estudos de viabilidade do Complexo do rio Tapajós, composto por cinco usinas, totalizando mais de 12 mil MW

de capacidade instalada. As usinas que atualmente estão em estudo são: Jatobá, com 2.338 MW, e São Luiz do Tapajós, a maior delas, com 8.040 MW, ambas no rio Tapajós. Já no rio Jamanxim, serão estudadas futuramente as Usinas de Cachoeira do Caí, Cachoeira dos Patos e Jamanxim. O Estudo de Viabilidade Técnica e Econômica da Usina de São Luiz do Tapajós (EVTE) foi entregue à Aneel em abril de 2014, para análise. O documento apresenta o estudo das condições econômicas e técnicas que compõem um dos aspectos da viabilidade do empreendimento, e fará parte da documentação que subsidiará o edital de licitação da concessão da usina. Os Estudos de Impacto Ambiental e Relatório de Impacto Ambiental (EIA/RIMA) foram concluídos e entregues ao IBAMA em maio de 2014, sendo aguardado o agendamento das audiências públicas. No momento a componente indígena está sob a análise de técnicos da FUNAI que estudam os eventuais impactos às comunidades indígenas.

Exploração e Produção de Petróleo e Gás

Na 12ª Rodada de Licitações da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), realizado no final de 2013, o consórcio formado pela Copel (30%), Bayar Participações (30%), Tucumann Engenharia (10%) e Petra Energia (30%), essa última na condição de empresa operadora, conquistou o direito de explorar (pesquisar), desenvolver e produzir petróleo e gás natural em 4 blocos localizados na região centro-sul do Estado do Paraná, numa área correspondente a 11.327 km². O investimento mínimo na primeira fase da pesquisa (exploração) é de cerca de R\$ 78,1 milhões para o prazo de 4 anos concedido pela ANP. A Copel e suas parceiras Bayar, Tucumann e Petra assinaram os contratos de concessão de 2 blocos em maio de 2014. Os demais estão com suas atividades da primeira fase de exploração do consórcio paralisadas devido a uma Ação Civil Pública e mantém pendentes as assinaturas dos contratos de concessão.



Bônus de Assinatura: R\$ 12,5 milhões
Programa Exploratório: R\$ 78,1 milhões

9. Outras Informações

9.1 Recursos Humanos

O quadro de pessoal da Copel encerrou o 1T15 com 8.610 empregados. A tabela a seguir demonstra a evolução do quadro de pessoal da Companhia e suas subsidiárias nos últimos 4 anos:

Quadro de Pessoal	2012	2013	2014	1T15
Geração e Transmissão	1.841	1.702	1.554	1.559
Distribuição	7.169	6.375	6.071	6.089
Telecomunicações	458	434	601	596
Holding	-	136	329	327
Participações	-	-	11	11
Renováveis	-	-	26	28
TOTAL	9.468	8.647	8.592	8.610

Ao final de março de 2015, a Copel Distribuição contava com 4.353.136 consumidores cativos, cuja relação com o seu quadro de empregados é de 715 consumidores por empregado.

A Compagas, a Elejor e a UEG Araucária, empresas consolidadas com a Copel, contavam com 159, 7, e 12 empregados, respectivamente.

9.2 Principais Indicadores Físicos

Geração		Capacidade Instalada (MW)	Transmissão	
Copel GeT			Copel GeT	
Em operação			Em operação	
Hidrelétrica	18	4.732,1	Linhas de Transmissão (km)	2.214
Termelétrica	1	20,0	Subestações (quantidade)	33
Eólica	1	2,5	Em construção	
Em construção			Linhas de Transmissão (km)	687
Hidrelétrica	2	405,0	Subestações (quantidade)	3
Copel Holding			Participações	
Em operação			Em operação	
Parques eólicos	6	153,4	Linhas de Transmissão (km)	1.442
Em construção			Subestações (quantidade)	4
Parques eólicos	18	456,2	Em construção	
Participações			Linhas de Transmissão (km)	3.775
Em operação			Subestações (quantidade)	8
Hidrelétrica	5	218,7	Distribuição	
Termelétrica	1	387,3	Linhas e redes de distribuição (km)	191.215
Em construção			Subestações	361
Parques eólicos	4	52,9	Potência instalada em subestações (MVA)	10.561
Telecomunicações			Municípios atendidos	395
Cabos ópticos de backbone - interurbano (km)		9.698	Localidades atendidas	1.113
Cabos ópticos de acesso - urbano (km)		17.848	Consumidores cativos	4.353.136
Cidades atendidas no Paraná		399	Consumidores por empregado da Dis	715
Cidades atendidas em Santa Catarina		2	DEC (em horas e centesimal de hora)	3,96
Clientes		27.594	FEC (em número de interrupções)	2,48
Administração			Número total de empregados	
Número total de empregados			8.610	
Copel Geração e Transmissão		1.559	Copel Participações	11
Copel Distribuição		6.089	Copel Renováveis	28
Copel Telecomunicações		596	Copel Holding	327

9.3 Teleconferência sobre Resultados do 1T15

Detalhes sobre a teleconferência que a Copel fará sobre os Resultados do 1T15:

- > Sexta-feira, 15 de maio de 2015, às 15h00 (horário de Brasília)
- > **Telefone** para acesso **(11) 3127-4971** ou **(11) 3728-5971**
- > **Código:** Copel

A teleconferência também será transmitida ao vivo pela internet no endereço eletrônico: www.copel.com/ri

Solicitamos conectar com 15 minutos de antecedência.

Relações com Investidores – Copel

ri@copel.com

Telefone: (41) 3222-2027

Informações contidas neste documento podem incluir considerações futuras e refletem a percepção atual e perspectivas da diretoria sobre a evolução do ambiente macroeconômico, condições da indústria, desempenho da Companhia e resultados financeiros. Quaisquer declarações, expectativas, capacidades, planos e conjecturas contidos neste documento, que não descrevam fatos históricos, tais como informações a respeito da declaração de pagamento de dividendos, a direção futura das operações, a implementação de estratégias operacionais e financeiras relevantes, o programa de investimento, os fatores ou tendências que afetem a condição financeira, liquidez ou resultados das operações são considerações futuras de significado previsto no "U.S. Private Securities Litigation Reform Act" de 1995 e contemplam diversos riscos e incertezas. Não há garantias de que tais resultados venham a ocorrer. As declarações são baseadas em diversos fatores e expectativas, incluindo condições econômicas e mercadológicas, competitividade da indústria e fatores operacionais. Quaisquer mudanças em tais expectativas e fatores podem implicar que o resultado real seja materialmente diferente das expectativas correntes.

Anexos I – Fluxo de Caixa Consolidado

	R\$ mil	
Fluxo de Caixa Consolidado	1T15	1T14
Fluxos de caixa das atividades operacionais		
Lucro líquido do exercício	469.991	583.050
Ajustes para a reconciliação do lucro líquido do período com a geração de caixa das atividades operacionais	395.499	462.303
Depreciação	90.079	91.252
Amortização	69.192	62.720
Variações monetárias e cambiais não realizadas - líquidas	59.529	(5.705)
Remuneração de contas a receber vinculadas à concessão	(28.348)	(14.844)
Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais	(354.493)	-
Resultado da equivalência patrimonial	(46.362)	(55.269)
Imposto de Renda e Contribuição Social	308.560	283.071
Imposto de Renda e Contribuição Social diferidos	(62.013)	(50.565)
Reversão de provisão para perdas com desvalorização de investimentos	-	(1.774)
Provisão e reversões operacionais líquidas	220.773	61.034
Provisão para benefícios pós-emprego	68.643	53.839
Provisão para pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	36.549	27.416
Baixas de contas a receber vinculadas à concessão	7.967	9.252
Resultado das baixas de imobilizado	12.423	103
Resultado das baixas de intangíveis	13.000	1.773
Redução (aumento) dos ativos	(616.252)	(1.297.899)
Aumento (redução) dos passivos	(21.036)	216.262
Caixa líquido gerado pelas atividades operacionais	228.202	(36.284)
Fluxos de caixa das atividades de investimento		
Aplicações financeiras	249.326	181.649
Aquisições de controladas - efeito líquido do caixa adquirido	-	(284)
Aquisições de investimentos	(22.449)	(43.174)
Aquisições de imobilizado	(286.072)	(182.806)
Aquisições de intangível	(253.523)	(270.543)
Participação financeira do consumidor	57.346	24.886
Caixa líquido gerado (utilizado) nas atividades de investimento	(255.372)	(290.272)
Fluxos de caixa das atividades de financiamento		
Ingresso de empréstimos e financiamentos obtidos com terceiros	455.095	-
Ingressos de debêntures emitidas	-	29.374
Amortização de principal de empréstimos e financiamentos	(25.118)	(46.415)
Amortização de principal de debêntures	(10.152)	(10.152)
Dividendos e juros sobre o capital próprio pagos	(313)	(3.191)
Caixa líquido utilizado pelas atividades de financiamento	419.512	(30.384)
Total dos efeitos no caixa e equivalentes a caixa	392.342	(356.940)
Saldo inicial de caixa e equivalentes a caixa	740.131	1.741.632
Saldo final de caixa e equivalentes a caixa	1.132.473	1.384.692
Variação no caixa e equivalentes a caixa	392.342	(356.940)

Anexos II – Demonstrações Financeiras - Subsidiárias Integrais

Demonstração do Resultado – Copel Geração e Transmissão

	R\$ mil			
Demonstração do Resultado	1T15 (1)	4T14 (2)	1T14 (3)	Var.% (1/3)
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	908.913	654.245	843.149	7,8
Fornecimento de energia elétrica	140.470	133.881	109.407	28,4
Suprimento de energia elétrica	655.155	414.527	627.486	4,4
Disponibilidade da rede elétrica (TUST)	64.890	53.181	45.661	42,1
Receita de construção	38.314	39.446	49.527	(22,6)
Outras receitas operacionais	10.084	13.210	11.068	(8,9)
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS	(481.481)	(1.451.450)	(361.283)	33,3
Energia elétrica comprada para revenda	(19.165)	(192.048)	(19.071)	0,5
Encargos de uso da rede elétrica	(61.385)	(58.734)	(52.649)	16,6
Pessoal e administradores	(53.291)	(80.789)	(46.741)	14,0
Planos previdenciário e assistencial	(14.499)	(14.825)	(12.942)	12,0
Material	(3.807)	(4.000)	(4.832)	(21,2)
Matéria-prima e insumos para produção de energia	(5.727)	(7.199)	(3.936)	45,5
Serviços de terceiros	(25.476)	(29.054)	(28.510)	(10,6)
Depreciação e amortização	(71.817)	(78.132)	(73.253)	(2,0)
Provisões e reversões	(124.637)	(892.328)	(21.705)	474,2
Custo de construção	(43.268)	(46.601)	(57.960)	(25,3)
Outros custos e despesas operacionais	(58.409)	(47.740)	(39.684)	47,2
RESULTADO DE EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL	123.321	110.549	89.712	37,5
LUCRO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E TRIBUTOS	550.753	(686.656)	571.578	(3,6)
RESULTADO FINANCEIRO	3.403	21.320	35.954	(90,5)
Receitas financeiras	17.148	29.569	45.848	(62,6)
Despesas financeiras	(13.745)	(8.249)	(9.894)	38,9
LUCRO OPERACIONAL	554.156	(665.336)	607.532	(8,8)
IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL	(145.607)	360.918	(175.977)	(17,3)
Imposto de Renda e Contribuição Social	(208.145)	30.902	(216.447)	(3,8)
Imposto de Renda e Contribuição Social diferidos	62.538	330.016	40.470	54,5
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO	408.549	(304.418)	431.555	(5,3)
LAJIDA	622.570	(608.524)	644.831	(3,5)

Demonstração do Resultado – Copel Distribuição

	R\$ mil			
Demonstração do Resultado	1T15 (1)	4T14 (2)	1T14 (3)	Var.% (1/3)
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	2.598.677	3.019.618	1.639.732	58,5
Fornecimento de energia elétrica	1.189.139	1.165.629	813.842	46,1
Suprimento de energia elétrica	74.822	92.332	26.219	185,4
Disponibilidade da rede elétrica (TUST)	548.683	554.408	531.322	3,3
Receita de construção	204.152	237.644	230.916	(11,6)
Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais	560.885	1.033.866	-	-
Outras receitas operacionais	20.996	(64.261)	37.433	(43,9)
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS	(2.608.974)	(2.107.629)	(1.714.849)	52,1
Energia elétrica comprada para revenda	(1.783.895)	(1.458.751)	(1.035.148)	72,3
Encargos de uso da rede elétrica	(157.696)	88.646	(90.924)	73,4
Pessoal e administradores	(145.378)	(237.971)	(130.850)	11,1
Planos previdenciário e assistencial	(42.248)	(36.569)	(31.285)	35,0
Material	(15.927)	(13.173)	(12.742)	25,0
Serviços de terceiros	(82.449)	(84.448)	(62.592)	31,7
Depreciação e amortização	(59.091)	(56.661)	(54.399)	8,6
Provisões e reversões	(78.816)	(16.267)	(37.917)	107,9
Custo de construção	(204.152)	(237.644)	(230.916)	(11,6)
Outros custos e despesas operacionais	(39.322)	(54.791)	(28.076)	40,1
LUCRO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E TRIBUTOS	(10.297)	911.989	(75.117)	(86,3)
RESULTADO FINANCEIRO	57.930	23.283	55.825	3,8
Receitas financeiras	129.792	78.100	103.653	25,2
Despesas financeiras	(71.862)	(54.817)	(47.828)	50,3
LUCRO OPERACIONAL	47.633	935.272	(19.292)	-
IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL	(18.796)	(319.846)	4.717	-
Imposto de Renda e Contribuição Social	-	2.337	(2.549)	-
Imposto de Renda e Contribuição Social diferidos	(18.796)	(322.183)	7.266	-
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO	28.837	615.426	(14.575)	-
LAJIDA	48.794	968.650	(20.718)	-

Demonstração do Resultado – Copel Telecomunicações

Demonstração do Resultado	1T15 (1)	4T14 (2)	1T14 (3)	Var.% (1/3)
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	64.767	61.482	48.363	33,9
Receita de Telecomunicações	54.608	48.147	46.790	16,7
Outras receitas operacionais	10.159	13.335	1.573	545,8
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS	(43.246)	(48.007)	(27.949)	54,7
Pessoal e administradores	(18.142)	(27.797)	(10.324)	75,7
Planos previdenciário e assistencial	(4.392)	(2.537)	(2.066)	112,6
Material	(433)	(557)	(287)	50,9
Serviços de terceiros	(7.837)	(6.164)	(4.287)	82,8
Depreciação e amortização	(7.335)	(7.220)	(6.793)	8,0
Provisões e reversões	(1.624)	(496)	(1.151)	41,1
Outros custos e despesas operacionais	(3.483)	(3.236)	(3.041)	14,5
LUCRO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E TRIBUTOS	21.521	13.475	20.414	5,4
RESULTADO FINANCEIRO	474	211	1.241	(61,8)
Receitas financeiras	826	1.230	1.036	(20,3)
Despesas financeiras	(352)	(1.019)	205	-
LUCRO OPERACIONAL	21.995	13.686	21.655	1,6
IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL	(7.499)	1.902	(7.349)	2,0
Imposto de Renda e Contribuição Social	(9.280)	570	(8.137)	14,0
Imposto de Renda e Contribuição Social diferidos	1.781	1.332	788	126,0
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO	14.496	15.588	14.306	1,3
LAJIDA	28.856	20.695	27.207	6,1

Anexos III – Demonstrações Financeiras por Empresa

Balço Patrimonial por Empresa

	R\$ mil									
Ativo - Mar/15	Geração e Transmissão	Distribuição	Telecom	Compagas	Elejor	UEG Araucária	Outras ¹	Holding	Elimin. e Reclussif.	Consolidado
CIRCULANTE	1.365.332	3.538.410	75.842	276.415	45.858	891.660	219.638	409.309	(385.329)	6.437.135
Caixa e equivalentes de caixa	437.584	232.053	2.533	46.118	22.291	187.473	185.468	18.953	-	1.132.473
Títulos e valores mobiliários	62.072	-	-	-	-	218.162	-	156	-	280.390
Cauções e depósitos vinculados	-	1.230	-	1.775	-	-	5.321	-	-	8.326
Clientes	394.401	1.798.520	48.356	180.335	20.462	484.028	18.553	-	(181.952)	2.762.703
Dividendos a receber	16.891	-	-	-	-	-	6.236	205.507	(200.425)	28.209
Repasse CRC ao Estado do Paraná	-	-	-	-	-	-	-	96.713	-	96.713
Ativos financeiros setoriais	-	1.003.048	-	-	-	-	-	-	-	1.003.048
Contas a receber vinculadas à concessão	7.103	-	-	-	-	-	-	-	-	7.103
Contas a receber vinculadas à prorrogação da concessão	309.022	-	-	-	-	-	-	-	-	309.022
Outros créditos	103.217	307.681	4.218	724	1.978	1.997	1.240	13.466	715	435.236
Estoques	29.320	90.331	15.776	2.408	-	-	-	-	-	137.835
Imposto de Renda e Contribuição Social	245	25.983	811	2.150	640	-	2.139	71.340	-	103.308
Outros tributos correntes a recuperar	2.928	49.826	4.115	42.347	-	-	9	-	-	99.225
Despesas Antecipadas	2.549	29.738	33	558	487	-	161	18	-	33.544
Partes relacionadas	-	-	-	-	-	-	511	3.156	(3.667)	-
NÃO CIRCULANTE	8.949.500	6.448.681	547.604	320.389	661.134	412.804	1.660.667	15.693.092	(13.732.553)	20.961.318
Realizável a Longo Prazo	1.130.457	5.399.504	70.422	26.985	28.380	229	26.094	2.005.395	(111.545)	8.575.921
Títulos e valores mobiliários	54.637	2.131	-	-	-	-	-	-	-	56.768
Cauções e depósitos vinculados	-	67.319	-	-	-	-	-	-	-	67.319
Clientes	3.320	39.315	32.822	-	-	-	-	-	-	75.457
Repasse CRC ao Estado do Paraná	-	-	-	-	-	-	-	1.254.741	-	1.254.741
Depósitos judiciais	54.046	359.752	6.462	5.364	31	229	68	274.173	-	700.125
Ativos financeiros setoriais	-	423.039	-	-	-	-	-	-	-	423.039
Contas a receber vinculadas à concessão	682.186	4.085.966	-	1.945	-	-	-	-	-	4.770.097
Contas a receber vinculadas à prorrogação da concessão	160.217	-	-	-	-	-	-	-	-	160.217
Outros créditos	59.526	16.213	-	1.070	-	-	-	341	-	77.150
Imposto de Renda e Contribuição Social	552	14.116	-	-	-	-	-	117.008	-	131.676
Imposto de Renda e Contribuição Social diferidos	50.131	341.210	25.666	18.431	28.349	-	-	113.326	-	577.113
Outros tributos a recuperar	65.842	50.443	5.472	-	-	-	-	-	-	121.757
Despesas antecipadas	-	-	-	175	-	-	-	-	-	175
Partes relacionadas	-	-	-	-	-	-	26.026	245.806	(111.545)	160.287
Investimentos	1.687.825	1.374	-	-	-	-	396.509	13.684.026	(14.043.835)	1.725.899
Imobilizado	6.075.198	-	461.550	-	445.432	412.302	1.237.899	346	-	8.632.727
Intangível	56.020	1.047.803	15.632	293.404	187.322	273	165	3.325	422.827	2.026.771
TOTAL	10.314.832	9.987.091	623.446	596.804	706.992	1.304.464	1.880.305	16.102.401	(14.117.882)	27.398.453

¹ Parques Eólicos, Copel Renováveis e Copel Participações

* Valores sujeitos a arredondamentos.

Ativo - Mar/14	Geração e Transmissão	Distribuição	Telecom	Compagas	Elejr	UEG Araucária	Outras ¹	Holding	Elimin. e Reclasseif.	Consolidado
CIRCULANTE	2.092.450	2.624.747	55.553	299.488	69.110	639.032	111.698	220.738	(521.071)	5.591.745
Caixa e equivalentes de caixa	1.024.996	116.155	7.646	44.701	48.186	9.413	107.760	25.835	-	1.384.692
Títulos e valores mobiliários	117.616	7.463	-	-	-	94.243	-	145	-	219.467
Cauções e depósitos vinculados	-	5	-	562	-	-	-	-	-	567
Clientes	355.427	1.095.456	25.686	209.653	19.372	518.666	-	-	(217.139)	2.007.121
Dividendos a receber	2.578	-	-	-	-	-	-	80.361	(67.911)	15.028
Repasse CRC ao Estado do Paraná	-	-	-	-	-	-	-	87.447	-	87.447
Contas a receber vinculadas à concessão	4.726	-	-	-	-	-	-	-	-	4.726
Contas a receber vinculadas à prorrogação da concessão	352.161	-	-	-	-	-	-	-	-	352.161
Outros créditos	181.897	953.972	3.804	1.184	1.060	449	2.777	9.532	(593)	1.154.082
Estoques	29.295	94.777	7.775	1.150	-	-	-	-	-	132.997
Imposto de Renda e Contribuição Social	4.779	47.802	6.071	-	-	-	766	17.418	-	76.836
Outros tributos correntes a recuperar	17.333	57.961	4.366	41.826	-	16.261	9	-	-	137.756
Despesas Antecipadas	1.642	15.729	205	412	492	-	385	-	-	18.865
Partes relacionadas	-	235.427	-	-	-	-	1	-	(235.428)	-
NÃO CIRCULANTE	8.526.667	5.817.535	434.824	247.723	692.065	414.643	232.372	14.508.501	(12.031.871)	18.842.459
Realizável a Longo Prazo	922.720	4.520.961	41.064	15.119	32.759	229	2.706	1.910.728	(65.803)	7.380.483
Títulos e valores mobiliários	70.183	42.303	-	-	-	-	-	-	-	112.486
Cauções e depósitos vinculados	-	43.829	-	-	-	-	-	-	-	43.829
Clientes	5.218	124.957	15.181	-	-	-	-	-	-	145.356
Repasse CRC ao Governo do Estado do Paraná	-	-	-	-	-	-	-	1.307.932	-	1.307.932
Depósitos judiciais	44.021	366.275	4.614	245	42	229	7	273.221	-	688.654
Contas a receber vinculadas à concessão	465.030	3.233.261	-	-	-	-	-	-	-	3.698.291
Contas a receber vinculadas à prorrogação da concessão	277.605	-	-	-	-	-	-	-	-	277.605
Outros créditos	5.935	9.120	-	14.677	-	-	-	37	-	29.769
Imposto de renda e contribuição social	526	13.183	-	-	-	-	-	171.178	-	184.887
Outros tributos correntes a recuperar	54.202	66.059	4.998	-	-	-	-	-	-	125.259
Imposto de renda e contribuição social diferidos	-	621.974	16.271	-	32.717	-	-	95.054	-	766.016
Despesas antecipadas	-	-	-	197	-	-	202	-	-	399
Partes relacionadas	-	-	-	-	-	-	2.497	63.306	(65.803)	-
Investimentos	938.958	4.012	-	-	-	-	-	12.567.017	(12.267.090)	1.242.897
Imobilizado	6.615.382	-	379.308	-	463.213	414.255	217.369	33	-	8.089.560
Intangível	49.607	1.292.562	14.452	232.604	196.093	159	12.297	30.723	301.022	2.129.519
TOTAL	10.619.117	8.442.282	490.377	547.211	761.175	1.053.675	344.070	14.729.239	(12.552.942)	24.434.204

¹ Parques Eólicos, Copel Renováveis e Copel Participações

* Valores sujeitos a arredondamentos.

	R\$ mil									
Passivo - Mar/15	Geração e Transmissão	Distribuição	Telecom	Compagas	Elejor	UEG Araucária	Outras ¹	Holding	Elimin. e Reclausif.	Consolidado
CIRCULANTE	1.141.531	2.558.450	74.168	243.215	157.600	229.368	726.312	396.533	(397.760)	5.129.417
Obrigações sociais e trabalhistas	51.948	160.638	19.613	6.794	255	152	1.785	12.495	-	253.680
Partes Relacionadas	-	-	-	-	-	-	14.557	-	(14.557)	-
Fornecedores	198.859	1.224.918	9.114	206.422	11.078	132.181	309.003	3.314	(181.237)	1.913.652
Imposto de Renda e Contribuição Social	178.260	-	1.291	-	-	68.543	983	-	-	249.077
Outras obrigações fiscais	68.375	77.182	4.951	1.931	1.581	10.734	1.103	168	-	166.025
Empréstimos e financiamentos	551.254	425.802	5.740	-	-	-	20.470	323.693	(1.541)	1.325.418
Debêntures	-	51.283	-	9.199	40.488	-	362.151	47.683	-	510.804
Dividendos a pagar	-	124.791	31.300	15.545	47.113	15.000	4.043	3.811	(200.425)	41.178
Benefícios pós-emprego	9.414	26.359	1.274	-	-	-	-	-	-	37.047
Encargos do consumidor a recolher	6.037	166.084	-	-	-	-	-	-	-	172.121
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	40.778	123.769	-	-	4.261	2.692	-	-	-	171.500
Contas a pagar vinculadas à concessão - UBP	3.608	-	-	-	51.447	-	-	-	-	55.055
Outras contas a pagar	32.998	177.624	885	3.324	1.377	66	12.217	5.369	-	233.860
NÃO CIRCULANTE	2.475.092	2.845.143	89.925	65.857	507.477	11.341	588.969	1.940.664	(386.950)	8.137.518
Partes Relacionadas	-	-	1.000	-	-	-	301.972	-	(302.972)	-
Fornecedores	14.249	3.376	-	-	-	-	-	-	-	17.625
Imposto de Renda e Contribuição Social diferidos	-	-	-	-	-	-	4.555	-	-	4.555
Obrigações Fiscais	185.864	68.260	3.990	-	-	-	83	1.019	-	259.216
Empréstimos e financiamentos	1.204.598	525.917	26.035	-	-	-	279.496	622.675	(83.978)	2.574.743
Debêntures	-	999.063	-	44.355	101.427	-	-	995.420	-	2.140.265
Benefícios pós-emprego	224.745	594.550	52.264	4.844	-	-	2.619	8.608	-	887.630
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	54.324	122.432	-	-	-	11.341	-	-	-	188.097
Contas a pagar vinculadas à concessão - UBP	39.954	-	-	-	405.649	-	-	-	-	445.603
Outras contas a pagar	31	-	-	-	-	-	244	-	-	275
Provisões para litígios	751.327	531.545	6.636	16.658	401	-	-	312.942	-	1.619.509
PATRIMÔNIO LÍQUIDO	6.698.209	4.583.498	459.353	287.732	41.915	1.063.755		13.765.204	(13.333.172)	14.131.518
Atribuível aos acionistas da empresa controladora	6.698.209	4.583.498	459.353	287.732	41.915	1.063.755	565.024	13.765.204	(13.699.486)	13.765.204
Capital social	3.505.994	2.624.841	240.398	135.943	35.503	707.440	636.431	6.910.000	(7.886.550)	6.910.000
Adiantamentos para Futuro Aumento de Capital	-	828.000	63.800	-	-	-	8.000	-	(899.800)	-
Ajustes de avaliação patrimonial	1.073.790	(108.193)	(16.876)	(1.548)	256	-	(2.016)	946.829	(945.413)	946.829
Reserva Legal	331.298	157.187	12.022	21.238	5.500	23.299	1.177	685.147	(551.721)	685.147
Reserva de retenção de lucros	1.324.415	1.052.826	145.513	122.393	-	177.670	18.361	4.516.825	(2.841.178)	4.516.825
Dividendo adicional proposto	23.481	-	-	-	-	-	-	241.753	(23.481)	241.753
Lucros acumulados/ prejuízos acumulados	439.231	28.837	14.496	9.706	656	155.346	(96.929)	464.650	(551.343)	464.650
Atribuível aos acionistas não controladores	-	-	-	-	-	-	-	-	366.314	366.314
TOTAL	10.314.832	9.987.091	623.446	596.804	706.992	1.304.464	1.880.305	16.102.401	(14.117.882)	27.398.453

¹ Parques Eólicos, Copel Renováveis e Copel Participações

* Valores sujeitos a arredondamentos.

Earnings Release 1T15

	R\$ mil									
Passivo - Mar/14	Geração e Transmissão	Distribuição	Telecom	Compagas	Elejour	UEG Araucária	Outras ¹	Holding	Elimin. e Reclussif.	Consolidado
CIRCULANTE	709.892	2.198.307	52.799	244.711	136.932	218.446	196.333	570.236	(523.841)	3.803.815
Obrigações sociais e trabalhistas	42.690	149.006	11.608	5.946	213	97	1.989	22.190	-	233.739
Coligadas e Controladas	-	-	-	-	-	-	1	235.427	(235.428)	-
Fornecedores	284.725	1.397.876	9.198	220.486	2.043	179.974	38.245	1.208	(217.619)	1.916.136
Imposto de renda e contribuição social	169.652	609	2.866	9.441	8.012	8.109	-	1.999	-	200.688
Outras obrigações fiscais	23.228	179.883	3.741	1.221	1.684	25.512	1.876	1	(109)	237.037
Empréstimos e financiamentos	78.378	177.578	5.726	-	-	-	154.118	280.592	(2.774)	693.618
Debêntures	-	43.851	-	-	40.490	-	-	-	-	84.341
Dividendos a pagar	29.697	-	14.604	5.598	30.525	-	4	3.005	(67.911)	15.522
Benefícios pós-emprego	8.263	22.311	1.106	-	-	-	-	2	-	31.682
Encargos do consumidor a recolher	17.687	16.442	-	-	-	-	-	-	-	34.129
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	17.718	105.217	-	-	3.130	4.660	-	-	-	130.725
Contas a pagar vinc. à concessão - uso do bem público	2.413	-	-	-	49.686	-	-	-	-	52.099
Outras contas a pagar	35.441	105.534	3.950	2.019	1.149	94	100	25.812	-	174.099
NÃO CIRCULANTE	2.676.543	2.886.918	69.478	34.632	540.761	-	68.876	979.487	(129.168)	7.127.527
Partes relacionadas	-	-	-	-	-	-	68.636	-	(68.636)	-
Fornecedores	22.188	22.716	-	-	-	-	-	-	-	44.904
Imposto de renda e contribuição social diferidos	16.116	54.096	3.079	-	-	-	10	314	-	73.615
Obrigações Fiscais	380.177	-	-	1.712	-	-	-	-	-	381.889
Empréstimos e financiamentos	1.286.996	642.986	31.604	-	-	-	-	684.283	(60.532)	2.585.337
Debêntures	-	998.531	-	29.644	141.946	-	-	-	-	1.170.121
Benefícios pós-emprego	292.673	610.950	30.535	2.499	-	-	-	16.671	-	953.328
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	60.205	112.562	-	-	-	-	-	-	-	172.767
Contas a pagar vinc. à concessão - uso do bem público	32.888	-	-	-	398.515	-	-	-	-	431.403
Outras contas a pagar	-	-	-	-	-	-	230	-	-	230
Provisões para litígios	585.300	445.077	4.260	777	300	-	-	278.219	-	1.313.933
PATRIMÔNIO LÍQUIDO	7.232.682	3.357.057	368.100	267.868	83.482	835.229	-	13.179.516	(11.899.933)	13.502.862
Atribuível aos acionistas da empresa controladora	7.232.682	3.357.057	368.100	267.868	83.482	835.229	-	13.179.516	(12.223.279)	13.179.516
Capital social	3.505.994	2.624.841	240.398	135.943	35.503	707.440	85.027	6.910.000	(7.335.146)	6.910.000
Ajustes de avaliação patrimonial	1.119.247	(150.149)	(4.940)	-	256	-	-	949.261	(964.414)	949.261
Reserva legal	297.179	135.294	9.093	18.220	4.541	-	9	624.849	(464.336)	624.849
Reserva de retenção de lucros	1.700.880	761.646	109.243	81.463	29.887	-	177	3.897.833	(2.683.296)	3.897.833
Dividendo adicional proposto	153.180	-	-	-	-	-	-	235.498	(153.180)	235.498
Lucros acumulados	456.202	(14.575)	14.306	32.242	13.295	127.789	(6.352)	562.075	(622.907)	562.075
Atribuível aos acionistas não controladores	-	-	-	-	-	-	-	-	323.346	323.346
TOTAL	10.619.117	8.442.282	490.377	547.211	761.175	1.053.675	344.070	14.729.239	(12.552.942)	24.434.204

¹ Parques Eólicos, Copel Renováveis e Copel Participações

* Valores sujeitos a arredondamentos.

Demonstração do Resultado por Empresa

	R\$ mil									
Demonstração do Resultado 1T15	Geração e Transmissão	Distribuição	Telecom	Compagas	Elejor	UEG Araucária	Outras ¹	Holding	Elimin. e Reclasseif.	Consolidado
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	908.913	2.598.677	64.767	408.951	56.699	560.060	15.184	-	(376.149)	4.237.102
Fornecimento de energia elétrica	140.470	1.189.139	-	-	-	-	-	-	(909)	1.328.700
Suprimento de energia elétrica	655.155	74.822	-	-	56.697	560.056	15.184	-	(68.894)	1.293.020
Disponibilidade da rede elétrica (TUSD/ TUST)	64.890	548.683	-	-	-	-	-	-	(18.468)	595.105
Receita de construção	38.314	204.152	-	25.766	-	-	-	-	-	268.232
Telecomunicações	-	-	54.608	-	-	-	-	-	(7.006)	47.602
Distribuição de gás canalizado	-	-	-	383.178	-	-	-	-	(261.703)	121.475
Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais	-	560.885	-	-	-	-	-	-	-	560.885
Outras receitas operacionais	10.084	20.996	10.159	7	2	4	-	-	(19.169)	22.083
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS	(481.481)	(2.608.974)	(43.246)	(395.604)	(30.959)	(330.098)	(51.629)	(41.968)	376.148	(3.607.811)
Energia elétrica comprada para revenda	(19.165)	(1.783.895)	-	-	(16.261)	-	(41.238)	-	68.807	(1.791.752)
Encargos de uso da rede elétrica	(61.385)	(157.696)	-	-	(2.106)	(4.794)	(2.285)	-	17.854	(210.412)
Pessoal e administradores	(53.291)	(145.378)	(18.142)	(6.904)	(709)	(420)	(3.939)	(15.018)	-	(243.801)
Planos previdenciário e assistencial	(14.499)	(42.248)	(4.392)	(543)	-	(73)	(479)	(1.954)	-	(64.188)
Material	(3.807)	(15.927)	(433)	(353)	(28)	(38)	(53)	(64)	-	(20.703)
Matéria-prima e insumos para produção de energia	(5.727)	-	-	-	-	(303.100)	-	-	262.102	(46.725)
Gás natural e insumos para operação de gás	-	-	-	(350.556)	-	-	-	-	-	(350.556)
Serviços de terceiros	(25.476)	(82.449)	(7.837)	(3.703)	(2.451)	(12.035)	(701)	(2.019)	27.435	(109.236)
Depreciação e amortização	(71.817)	(59.091)	(7.335)	(4.766)	(6.709)	(8.658)	-	(895)	-	(159.271)
Provisões e reversões	(124.637)	(78.816)	(1.624)	(73)	-	-	-	(15.623)	-	(220.773)
Custos de construção	(43.268)	(204.152)	-	(25.766)	-	-	-	-	-	(273.186)
Outros custos e despesas operacionais	(58.409)	(39.322)	(3.483)	(2.940)	(2.695)	(980)	(2.934)	(6.395)	(50)	(117.208)
RESULTADO DA EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL	123.321	-	-	-	-	-	(29.664)	463.220	(510.515)	46.362
RESULTADO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E TRIBUTOS	550.753	(10.297)	21.521	13.347	25.740	229.962	(66.109)	421.252	(510.516)	675.653
RESULTADO FINANCEIRO	3.403	57.930	474	1.764	(24.751)	5.478	(1.083)	(2.330)	-	40.885
Receitas financeiras	17.148	129.792	826	2.507	506	8.147	4.802	56.158	(10)	219.876
Despesas financeiras	(13.745)	(71.862)	(352)	(743)	(25.257)	(2.669)	(5.885)	(58.488)	10	(178.991)
LUCRO OPERACIONAL	554.156	47.633	21.995	15.111	989	235.440	(67.192)	418.922	(510.516)	716.538
IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL	(145.607)	(18.796)	(7.499)	(5.405)	(333)	(80.094)	(3.859)	15.046	-	(246.547)
Imposto de Renda e Contribuição Social	(208.145)	-	(9.280)	(8.625)	(8)	(80.094)	(2.191)	(217)	-	(308.560)
Imposto de Renda e Contribuição Social diferidos	62.538	(18.796)	1.781	3.220	(325)	-	(1.668)	15.263	-	62.013
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO	408.549	28.837	14.496	9.706	656	155.346	(71.051)	433.968	(510.516)	469.991
Atribuído aos acionistas da empresa controladora	-	-	-	-	-	-	-	-	-	433.968
Atribuído aos acionistas não controladores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	36.023
LAJIDA	622.570	48.794	28.856	18.113	32.449	238.620	(66.109)	422.147	(510.516)	834.924

¹ Parques Eólicos, Copel Renováveis e Copel Participações

* Valores sujeitos a arredondamentos.

	R\$ mil									
Demonstração do Resultado 1T14	Geração e Transmissão	Distribuição	Telecom	Compagas	Elejor	UEG Araucária	Outras ¹	Holding	Elimin. e Reclasseif.	Consolidado
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	843.149	1.639.732	48.363	389.142	60.103	474.393	-	-	(403.810)	3.051.072
Fornecimento de energia elétrica	109.407	813.842	-	-	-	-	-	-	(539)	922.710
Suprimento de energia elétrica	627.486	26.219	-	-	60.103	466.029	-	-	(71.911)	1.107.926
Disponibilidade da rede elétrica (TUSD/ TUST)	45.661	531.322	-	-	-	-	-	-	(19.059)	557.924
Receita de construção	49.527	230.916	-	9.405	-	-	-	-	-	289.848
Telecomunicações	-	-	46.790	-	-	-	-	-	(7.538)	39.252
Distribuição de gás canalizado	-	-	-	377.827	-	-	-	-	(296.966)	80.861
Outras receitas operacionais	11.068	37.433	1.573	1.910	-	8.364	-	-	(7.797)	52.551
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS	(361.283)	(1.714.849)	(27.949)	(340.718)	(13.771)	(316.356)	(3.215)	(27.419)	403.808	(2.401.752)
Energia elétrica comprada para revenda	(19.071)	(1.035.148)	-	-	-	-	-	-	71.909	(982.310)
Encargos de uso da rede elétrica	(52.649)	(90.924)	-	-	(1.943)	(3.689)	-	-	18.628	(130.577)
Pessoal e administradores	(46.741)	(130.850)	(10.324)	(6.070)	(586)	(327)	(1.558)	(22.368)	-	(218.824)
Planos previdenciário e assistencial	(12.942)	(31.285)	(2.066)	(480)	-	-	(164)	(2.480)	-	(49.417)
Material	(4.832)	(12.742)	(287)	(228)	(29)	(26)	(1)	(41)	-	(18.186)
Matéria-prima e insumos para produção de energia	(3.936)	-	-	-	-	(297.958)	-	-	296.966	(4.928)
Gás natural e insumos para operação de gás	-	-	-	(314.758)	-	-	-	-	-	(314.758)
Serviços de terceiros	(28.510)	(62.592)	(4.287)	(4.266)	(2.127)	(4.797)	(819)	(717)	16.330	(91.785)
Depreciação e amortização	(73.253)	(54.399)	(6.793)	(4.028)	(6.705)	(8.606)	-	(188)	-	(153.972)
Provisões e reversões	(21.705)	(37.917)	(1.151)	111	-	-	-	(372)	-	(61.034)
Custos de construção	(57.960)	(230.916)	-	(9.405)	-	-	-	-	-	(298.281)
Outros custos e despesas operacionais	(39.684)	(28.076)	(3.041)	(1.594)	(2.381)	(953)	(673)	(1.253)	(25)	(77.680)
RESULTADO DA EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL	89.712	-	-	-	-	-	-	529.186	(563.629)	55.269
RESULTADO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E TRIBUTOS	571.578	(75.117)	20.414	48.424	46.332	158.037	(3.215)	501.767	(563.631)	704.589
RESULTADO FINANCEIRO	35.954	55.825	1.241	637	(26.198)	2.588	3.031	37.889	-	110.967
Receitas financeiras	45.848	103.653	1.036	1.649	1.233	4.855	3.103	63.741	(107)	225.011
Despesas financeiras	(9.894)	(47.828)	205	(1.012)	(27.431)	(2.267)	(72)	(25.852)	107	(114.044)
LUCRO OPERACIONAL	607.532	(19.292)	21.655	49.061	20.134	160.625	(184)	539.656	(563.631)	815.556
IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL	(175.977)	4.717	(7.349)	(16.819)	(6.839)	(27.150)	-	(3.089)	-	(232.506)
Imposto de Renda e Contribuição Social	(216.447)	(2.549)	(8.137)	(17.182)	(9.583)	(27.150)	-	(2.023)	-	(283.071)
Imposto de Renda e Contribuição Social diferidos	40.470	7.266	788	363	2.744	-	-	(1.066)	-	50.565
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO	431.555	(14.575)	14.306	32.242	13.295	133.475	(184)	536.567	(563.631)	583.050
Atribuído aos acionistas da empresa controladora	-	-	-	-	-	-	-	-	-	536.567
Atribuído aos acionistas não controladores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	46.483
LAJIDA	644.831	(20.718)	27.207	52.452	53.037	166.643	(3.215)	501.955	(563.631)	858.561

¹ Parques Eólicos, Copel Renováveis e Copel Participações

* Valores sujeitos a arredondamentos.