

A photograph of a modern city skyline at sunset. The sky is filled with soft, golden light, and the sun is low on the horizon. Several tall, glass-clad skyscrapers are visible, their windows reflecting the light. In the foreground, a canal or river reflects the buildings and the sky. A bridge or overpass is visible in the middle ground. The overall scene is a mix of urban architecture and natural light.

Resultados 4T17/2017

Eletropaulo

Eletropaulo fecha acordo com Eletrobras, encerrando processo judicial. Programa de Produtividade supera expectativa em 2017.

Comentários do Sr. Marcelo Antônio de Jesus
Diretor Vice-Presidente e de Relações com Investidores

Em 2017 realizamos avanços importantes em nosso Plano Estratégico de Criação de Valor, destacando a evolução da governança corporativa com a migração da Companhia para o Novo Mercado, segmento da B3 com os mais altos padrões de governança. Com isso, aumentamos a nossa capacidade de investimento essencial para o crescimento à medida que estar no Novo Mercado facilita novas captações e a redução do nosso custo de capital. Adicionalmente, potencializa a liquidez das ações, por meio da negociação de apenas ações ordinárias, aumentando também a atratividade para novos investidores e garantindo tratamento igualitário a todos os acionistas.

Na frente de Estrutura de Capital e Gerenciamento de Riscos, atuamos em diversas iniciativas para redução das incertezas, com destaque para uma importante conquista realizada em março de 2018, a celebração do acordo com a Eletrobras no valor de R\$ 1,5 bilhão visando encerrar a disputa judicial de trinta anos quanto à responsabilidade pelo pagamento do saldo de encargos financeiros referentes ao empréstimo concedido em 1986 pela Eletrobras. Além disso, reduzimos a sobrecontratação, já dentro do limite regulatório para os anos de 2017 e 2018, e reduzimos a alavancagem, que apesar da piora da hidrologia, fechou o ano em 2,90x Dívida Líquida¹/EBITDA Ajustado², abaixo de 3,22x em 2016 e do limite previsto nos *covenants* das nossas dívidas (3,5x).

Na frente do Programa de Produtividade, superamos a nossa meta de redução de despesas operacionais³ de R\$ 200,0 milhões estipulada para o ano, alcançando R\$ 203,0 milhões, principalmente por meio da melhoria dos nossos indicadores de qualidade, que refletiram na redução de compensações com DIC/FIC/DMIC/DICRI (-32% 2017 vs. 2016), e ações de gestão e melhoria de processos para a redução da inadimplência (-45% 2017 vs. 2016) e de despesas com PMSO (-0,2% 2017 vs. 2016). Continuaremos trabalhando para melhorar nossos indicadores de qualidade e atingir uma maior eficiência por meio do aumento da produtividade em nossa operação, com o compromisso de redução das despesas operacionais³ de adicionais R\$ 150,0 milhões em 2018 e R\$ 100,0 milhões em 2019.

O desempenho financeiro reflete o sucesso do Plano Estratégico de Criação de Valor e o resultado do Programa de Produtividade. A receita líquida cresceu 12,9% em 2017 comparado à 2016, enquanto o EBITDA reportado no ano totalizou R\$ 1.062,2 milhões, um aumento relevante comparado a R\$ 734,3 milhões em 2016. Para que esses resultados fossem possíveis, levamos os investimentos para um novo patamar, totalizando, entre recursos próprios e de terceiros, mais de R\$ 1 bilhão em 2017. Nosso plano é investir um montante adicional de aproximadamente R\$ 4,9 bilhões, em termos nominais, no ciclo de 2018 até 2022, incluindo recursos próprios e de terceiros.

Na frente de Governança Corporativa, passamos a contar com 9 membros em nosso Conselho de Administração, sendo cinco independentes. Instituímos também os comitês estatutários de assessoramento ao Conselho de Administração: Remuneração e Pessoas, Auditoria e Partes Relacionadas, que contribuem diretamente para o nosso processo de gestão e aceleram a nossa capacidade de gerar valor.

2017 foi um ano em que superamos as metas com as quais nos comprometemos, com grandes conquistas para a Eletropaulo. Em 2018, seguiremos com foco absoluto em nossos objetivos estabelecidos no Plano Estratégico de Criação de Valor, que buscamos aumentar o valor da Companhia para os nossos acionistas.

RESULTADOS

4T17/2017

Teleconferência de resultados

12.03.2018
11h00 (BRT) e 10h00 (EST)

Código: Eletropaulo

Conexão:

- Brasil: +55 11 3193 1001
+55 11 2820 4001
- EUA: +1 888 492 3904

Slides da apresentação e áudio estarão disponíveis em:
ri.eletropaulo.com.br

Índice

DESTAQUES	2
PERFIL	3
CONTEXTO SETORIAL	5
DESEMPENHO OPERACIONAL	9
DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO	20
ENDIVIDAMENTO	31
INVESTIMENTOS	34
FLUXO DE CAIXA	37
MERCADO DE CAPITAIS	38
DESEMPENHO SOCIOAMBIENTAL	39
GOVERNANÇA CORPORATIVA	42
OUTROS EVENTOS	44
ANEXOS	49

R\$ milhões	4T17	4T16	Var (%)	2017	2016	Var (%)	Indicadores	4T17	4T16	Var (%)	2017	2016	Var (%)
Receita Líquida	3.533,9	3.060,1	15,5%	13.168,5	11.659,9	12,9%	Dívida Líquida ¹ (R\$ milhões)	4.216,0	3.513,1	20,0%	4.216,0	3.513,1	20,0%
Custo/Despesas Operacionais ¹	2.966,3	2.543,0	16,6%	11.071,3	10.123,1	9,4%	Dívida Líquida ¹ / PL	2,33 x	1,3 x	79,0%	2,33 x	1,3 x	79,0%
EBITDA	265,0	228,1	16,2%	1.062,2	734,3	44,7%	Dívida Líquida ¹ / EBITDA Ajustado ² (LTM)	2,9 x	3,22 x	-0,3 p.p.	2,9 x	3,22 x	-0,3 p.p.
Margem EBITDA	7,5%	7,5%	0,04 p.p.	8,1%	6,3%	1,76 p.p.	EBITDA Ajustado ² /Desp. Fin. Sobre Empréstimos (LTM)	3,27x	2,16x	1,11 p.p.	3,27x	2,16x	1,11 p.p.
EBITDA ajustado ²	363,8	326,6	11,4%	1.454,9	1.003,6	44,96%							
Margem EBITDA Ajustado	10,3%	10,7%	-0,3 p.p.	11,0%	8,6%	2,44 p.p.	Mercado Total (GWh)	10.771,3	10.498,7	2,6%	42.982,0	42.825,7	0,4%
Lucro (Prejuízo) Líquido	(962,7)	19,4	-5099,3%	(844,4)	20,9	-4135,9%	Tarifa Média (R\$/GWh) ⁵	240,12	171,50	40,0%	198,1	150,9	31,3%
Patrimônio Líquido (PL)	1.808,4	2.694,8	-32,9%	1.808,4	2.694,8	-32,9%	Funcionários	7.355	7.280	1,0%	7.355	7.280	1,0%
Investimentos (Capex)	300,5	285,6	5,2%	1.026,0	791,5	29,6%	Unidades Consumidoras / Funcionários	973	964	1,0%	973	964	1,0%

¹ Não inclui Depreciação / Amortização e Custo de Construção; ² Ajustado por FCesp e Ativo Possivelmente Inexistente; ³ Não Incluiu "corredor" contábil da Previdência Privada; ⁴ Ajustado por FCesp; ⁵ Tarifa Média Líquida (R\$/MWh); LTM - últimos 12 meses

ELPL3: R\$ 18,13 (09/03/2018)

VALOR DE MERCADO: R\$ 3.033,9

VALOR DE MERCADO: US\$ 932,3

São Paulo, 9 de março de 2018 - Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A. (B3: ELPL3) anuncia hoje os resultados referentes ao 4º trimestre de 2017 ("4T17") e ao ano completo de 2017 ("2017"). As informações operacionais e financeiras da Companhia, exceto quando indicadas de outra forma, são apresentadas com base em números da Controladora e em milhares de reais, de acordo com a legislação societária.

¹ Dívida conforme *Covenants*.

² Ajustado por despesas com fundo de pensão e ativo possivelmente inexistente (2016 - R\$ 86,3 milhões).

³ Os valores são em termos reais, ponderados pela alíquota efetiva mensal (IPCA em relação aos custos de pessoal e IGP-M para demais custos), em comparação com o resultado de 2016, excluindo as despesas com fundo de pensão e o impacto do reconhecimento, em dezembro, dos valores decorrentes do acordo com Eletrobras (R\$ 9,2 milhões).

DESTAQUES 2017

Plano Estratégico de Criação de Valor

- Celebração do acordo com a Eletrobras no montante de R\$ 1,5 bilhão visando encerrar disputa judicial;
- Migração para o Novo Mercado concluída em novembro de 2017, quando a Companhia se tornou uma *True Corporation*;
- Programa de Produtividade resultou em redução das despesas operacionais⁴ de R\$ 203,0 milhões em 2017, acima da meta de R\$ 200 milhões;
- Investimentos em modernização da rede e em qualidade do serviço prestado totalizaram R\$ 1.026,0 milhões em 2017, 30% acima comparado à 2016, sendo R\$ 911,2 milhões de recursos próprios e R\$ 114,9 milhões de recursos de terceiros;
- A Companhia planeja investir R\$ 4,9 bilhões, em termos nominais, no ciclo de 2018 a 2022, incluindo recursos próprios e de terceiros (acima dos R\$ 4,0 bilhões previstos no ciclo anterior de 2017 a 2021).

Comercial

- Crescimento de 0,4% do mercado total em 2017, com retração de 4,9% no mercado cativo, reflexo da migração de clientes para o mercado livre;
- Por meio do portal de negociação lançado no início de 2017 foram realizadas 219,4 mil negociações em 2017, somando mais de R\$ 128 milhões negociados.

Financeiro

- Receita Líquida de R\$ 13,2 bilhões em 2017, aumento de 12,9% no comparativo com 2016 (R\$ 11,7 bilhões);
- OPEX reportado⁵ de R\$ 2.327,7 milhões em 2017, redução de 4,7% em relação a 2016;
- EBITDA reportado de R\$ 1.062,2 milhões em 2017, crescimento de 44,7% em relação aos R\$ 734,3 milhões registrados em 2016. EBITDA ajustado⁶ de R\$ 1.454,9 milhões em 2017 vs. R\$ 1.003,6 milhões em 2016;
- Aumento significativo no lucro líquido ajustado, de R\$ 157,1 milhões em 2017 vs. R\$ 20,9 milhões em 2016. Em função do acordo com a Eletrobras, a Companhia registrou um prejuízo líquido reportado de R\$ 844,4 milhões;
- Saldo de CVA líquida passiva em R\$ 95,1 milhões em 2017 vs. CVA líquida passiva de R\$ 268,7 milhões em 2016;
- Relação de Dívida Líquida/EBITDA Ajustado de 2,90x em 2017, com redução vs. 3,22x em 2016.

Regulatório

- Nível de contratação em 103,5% em 2017, dentro do limite regulatório, reflexo das negociações bilaterais e da participação nos MCSD's;
- No dia 9 de fevereiro de 2018 o Ministério de Minas e Energia divulgou as propostas finais que compõe o Projeto de Lei enviado à Casa Civil da Presidência para encaminhamento e deliberação pelo Congresso Nacional;
- Em Reunião Pública realizada no dia 6 de março de 2018, a diretoria da ANEEL aprovou a manutenção do WACC regulatório no patamar de 8,09%, até 31/12/2019, e opinou por abrir nova audiência pública para discussão de metodologia de cálculo de WACC.

Reconhecimentos e Socioambiental

- Eleita pelo 2º ano consecutivo entre as 150 Melhores Empresas para se trabalhar no Brasil pelo Guia 2017 da Revista Você S/A;
- O Projeto Recicle Mais, Pague Menos teve 2.447 novos clientes cadastrados em 2017, totalizando 52,6 mil clientes cadastrados desde o início do projeto em 2013;
- Nas comunidades onde atua, a Eletropaulo regularizou ligações elétricas de 65,5 mil famílias em 2017 vs. 45,6 mil em 2016, totalizando mais de 829 mil regularizações desde a implementação do programa em 2004.

⁴ Os valores são em termos reais ponderados pela alíquota efetiva mensal (IPCA em relação aos custos de pessoal e IGP-M para demais custos), excluindo fundo de pensão e o impacto do reconhecimento, em dezembro, dos valores decorrentes do acordo com Eletrobras (R\$ 9,2 milhões) e em comparação com as despesas operacionais de 2016.

⁵ Excluindo depreciação, amortização e custo com construção.

⁶ EBITDA ajustado pelo fundo de pensão e ativo possivelmente inexistente (2016 - R\$ 86,3 milhões).

PERFIL

ÁREA DE CONCESSÃO

Municípios da área de concessão da Eletropaulo



A Eletropaulo é a maior distribuidora de energia elétrica do Brasil em volume de energia vendida⁷ e está presente em 24 cidades da Região Metropolitana de São Paulo, incluindo a capital, principal centro econômico-financeiro do Brasil.

Sua área de concessão, que totaliza 4.526 km², concentra o maior PIB nacional e a mais alta densidade demográfica do país, 1.581 unidades consumidoras⁸ por km², o que corresponde a 33,3% do total de energia elétrica consumida no Estado de São Paulo⁹ e 9,3% do total do Brasil¹⁰.

Para cumprir com excelência o desafio de atender aproximadamente 18 milhões de pessoas todos os dias, a Eletropaulo é incansável em prestar serviços sempre melhor e mais rápido. A Companhia está sempre preocupada em ouvir e entender seus clientes, mantendo um diálogo sempre aberto com todos os públicos. A Eletropaulo é consciente da importância do seu papel no desenvolvimento do país e da sua relação de equilíbrio com o meio ambiente do qual depende.

PLANEJAMENTO ESTRATÉGICO

A estratégia da Eletropaulo está orientada por uma missão que visa promover o bem-estar e o desenvolvimento por meio do fornecimento seguro, sustentável e confiável de soluções de energia.

Os objetivos de longo prazo da Companhia são a satisfação do cliente e o retorno aos acionistas acima da média setorial, representado pelo Índice de Energia Elétrica, (“IEE”). Atrelados a esses objetivos, a Companhia busca de maneira contínua a melhoria de sua gestão e está permanentemente atenta às oportunidades de resolução de contingências, e às possibilidades decorrentes da evolução tecnológica do setor. Desta forma, a Companhia aspira, no longo prazo, estar e manter-se na composição da carteira do Índice de Sustentabilidade Empresarial (“ISE”) da B3; e estar entre as melhores empresas para se trabalhar no ranking *Great Place to Work*.

⁷ Dados da Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica - ABRADDEE, de dezembro de 2016.

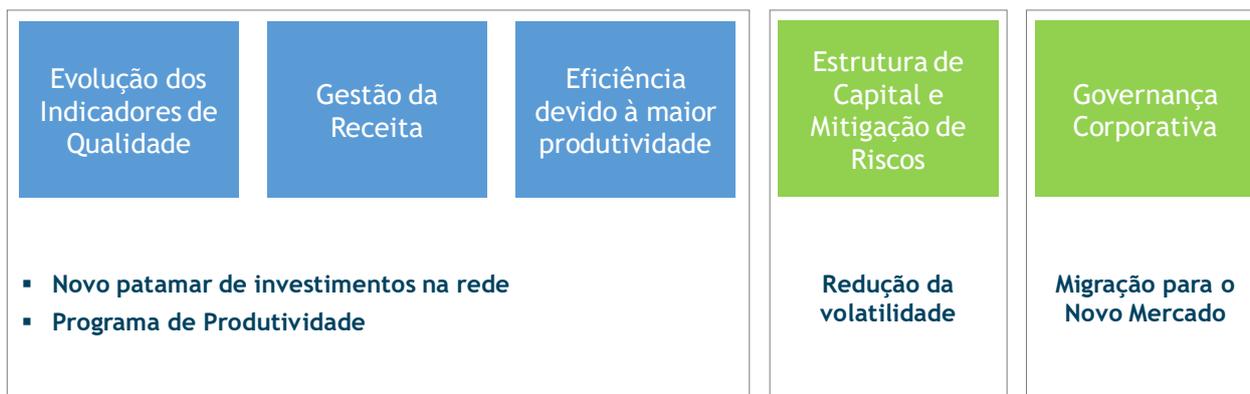
⁸ Dados internos, de dezembro de 2017.

⁹ Dados da Secretaria de Energia e Mineração do Estado de São Paulo, de novembro de 2017.

¹⁰ Dados da Empresa de Pesquisa Energética - EPE, de novembro de 2017.

A Eletropaulo divulgou no início de 2017 seu Plano Estratégico de Criação de Valor baseado em 3 principais pilares que, juntos, visam aumentar o valor da Companhia para seus acionistas, sendo eles:

- (i) Programa de Produtividade, com foco na melhoria dos indicadores de qualidade, na gestão da receita e em eficiência devido à maior produtividade, que resultou na redução de despesas operacionais¹¹ de R\$ 203,0 milhões em 2017 e redução prevista de R\$ 150,0 milhões em 2018 e R\$ 100,0 milhões em 2019;
- (ii) Estrutura de Capital e Mitigação de Riscos, visando a redução da volatilidade por meio também da resolução de contingências; e
- (iii) Governança Corporativa.



CONTEXTO SETORIAL

DISTRIBUIÇÃO ELÉTRICA NO BRASIL

A Eletropaulo é uma concessionária de serviço público de distribuição de energia elétrica sujeita à regulamentação da Agência Nacional de Energia Elétrica (“ANEEL”) e do Ministério de Minas e Energia (“MME”). A Companhia também está sujeita aos termos do seu contrato de concessão, que foi celebrado com a ANEEL em 15 de junho de 1998, concedendo-lhe o direito de distribuir energia na sua área de concessão até 15 de junho de 2028.

A tarifa de energia elétrica (uso de rede e fornecimento), praticada pela Companhia na distribuição de energia a clientes finais, é determinada de acordo com o seu contrato de concessão e com a regulamentação estabelecida pela ANEEL. Ambos estabelecem um teto para a tarifa e preveem ajustes anuais (reajuste tarifário), periódicos (a cada quatro anos) e extraordinários (quando há observância de um significativo desequilíbrio econômico-financeiro).

Nos ajustes das tarifas de energia elétrica, a ANEEL divide os custos de distribuição entre (i) custos não gerenciáveis pela distribuidora (chamados de Parcela A) e (ii) custos gerenciáveis pela distribuidora (chamados de Parcela B).

Na Parcela A estão inclusos, entre outros, o custo de energia comprada para revenda, os encargos setoriais, e os custos referentes aos encargos de conexão e uso dos sistemas de transmissão e distribuição.

Com a adoção do IFRS em 2011, as oscilações dos preços dos itens da Parcela A (“CVA”), definidos no momento do reajuste tarifário anual e/ou da revisão tarifária, passaram a impactar o resultado da Eletropaulo, uma vez que só eram reconhecidas e repassadas aos clientes no evento tarifário seguinte. A

¹¹ Os valores são em termos reais, ponderados pela alíquota efetiva mensal (IPCA em relação aos custos de pessoal e IGP-M para demais custos), em comparação com o resultado de 2016, excluindo as despesas com fundo de pensão e o impacto do reconhecimento, em dezembro, dos valores decorrentes do acordo com Eletrobras (R\$ 9,2 milhões).

partir de dezembro de 2014, em atendimento a Orientação Técnica OCPC 08 - Reconhecimento de Determinados Ativos e Passivos nos Relatórios Contábil-Financeiros de Propósito Geral das Distribuidoras de Energia Elétrica, e após a assinatura do 4º Termo Aditivo ao Contrato de Concessão, que garante à Eletropaulo indenização, quando da extinção da concessão, dos valores registrados na Conta de Compensação dos Valores de Itens de “Parcela A” (“CVA”), a Companhia passou a reconhecer no resultado os ativos e passivos.

Os custos da Parcela B compreendem, entre outros, o retorno sobre os investimentos relacionados à concessão, considerados na Base de Remuneração Regulatória (“BRR”) da Companhia, os custos de depreciação regulatória, e os custos de operação e manutenção do sistema de distribuição.

Na revisão tarifária, todos os custos da Parcela B são recalculados, sendo o Fator X calculado para compartilhar ganhos de produtividade da distribuidora e para determinar a trajetória dos custos operacionais regulatórios. Com a homologação do 4º ciclo de revisão tarifária, o Fator X de partida foi baseado no componente de produtividade - XPd, e no componente de trajetória de custos operacionais - XT. O componente de qualidade - XQ é estabelecido e revisado no decorrer do ciclo, nos reajustes tarifários anuais, quando os custos da Parcela A são repassados aos clientes e os custos da Parcela B corrigidos de acordo com o índice IGP-M ajustado pelo Fator XQ.

A data de aniversário dos reajustes anuais e revisões tarifárias da Eletropaulo é 4 de julho.

EVENTOS REGULATÓRIOS

Reajuste Tarifário Anual

A ANEEL, em Reunião Pública de Diretoria que ocorreu em 27 de junho de 2017, homologou o resultado do reajuste tarifário anual de 2017, com aplicação a partir de 4 de julho de 2017. O índice de reajuste tarifário teve um efeito médio percebido pelos consumidores de 4,48% como detalhado a seguir.

A Parcela A foi reajustada em 5,62%, representando 4,39% no reajuste econômico, afetado principalmente pelo Encargo de Transmissão (+7,11%).

A Parcela B foi reajustada em 0,98%, representando uma participação de +0,21% no reajuste econômico. Tal reajuste é composto pelo IGP-M de -0,30% no período de 12 meses findos em junho de 2017 acrescido pelo Fator X de -1,28%, que é composto pelos ganhos de produtividade (“Fator Xp”) de 1,13% e do componente de trajetória de custos operacionais (“Fator Xt”) de -2,37%, previamente definidos na Quarta Revisão Tarifária Periódica (“4RTP”), além do componente de qualidade de serviço (“Fator Xq”) de -0,04%.

O índice de reajuste tarifário foi de 4,48% (efeito médio a ser percebido pelo cliente), sendo composto pelos seguintes itens:

Reajuste Tarifário		
Parcela A	Encargos Setoriais	-3,79%
	Energia Comprada	1,07%
	Encargos de Transmissão	7,11%
	Parcela A	4,39%
Parcela B		0,21%
Reajuste Econômico		4,60%
CVA Total		-5,59%
Outros Itens Financeiros da Parcela A		6,56%
Reajuste Financeiro		0,97%
Reajuste Total		5,57%
Componentes Financeiros do Processo Anterior		-1,09%
Efeito para o consumidor		4,48%

Bandeiras Tarifárias

A partir de janeiro de 2015, passou a vigorar o sistema de Bandeiras Tarifárias. Criado pela ANEEL, o sistema de bandeiras tarifárias sinaliza o custo real da energia gerada, incentivando os clientes o uso consciente da energia elétrica. Composto por quatro modalidades (verde, amarela e vermelha - patamar 1 e patamar 2), tal sistema estabelece adicionais às tarifas de modo a refletir a variação dos custos da geração de energia, conforme demonstrado na imagem a seguir:

Método vigente de Fev/17 – Out/17			Método vigente a partir de Nov/17		
Bandeira		Tarifa	Bandeira		Tarifa
Verde		Sem aumento	Verde		Sem aumento
Amarelo		Aumento de R\$ 20/MWh	Amarelo		Aumento de R\$ 10/MWh
Vermelho (patamar 1)		Aumento de R\$ 30/MWh	Vermelho (patamar 1)		Aumento de R\$ 30/MWh
Vermelho (patamar 2)		Aumento de R\$ 35/MWh	Vermelho (patamar 2)		Aumento de R\$ 50/MWh

Em 24 de outubro de 2017, a ANEEL aprovou em reunião pública de Diretoria, a abertura da audiência pública nº 061/17 para discussão de revisão da metodologia das bandeiras tarifárias e dos valores de suas faixas de acionamento. A proposta era de que novos valores valessem a partir de novembro de 2017. De acordo com tal audiência pública os adicionais foram definidos em:

- (i) Bandeira verde: a tarifa não sofre nenhum acréscimo;
- (ii) Bandeira amarela: acréscimo de R\$ 10/MWh;
- (iii) Bandeira vermelha: Patamar 1: acréscimo de R\$ 30/MWh
Patamar 2: acréscimo de R\$ 50/MWh

A referida audiência pública foi encerrada no final de 2017 e encontra-se em fase de análise pela ANEEL.

As bandeiras tarifárias que vigoraram ao longo de 2016 e 2017, reflexo das condições hidrológicas, estão demonstradas a seguir.

2016	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Bandeira Tarifária		 Patamar 1										
CVU - R\$/MWh	595,11	556,26	249,83	303,49	210,35	259,43	134,88	113,60	125,27	195,63	224,42	169,54

CVU: Custo variável da última término despachada (fonte: ANEEL)

2017	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov*	Dez*
Bandeira Tarifária				 Patamar 1	 Patamar 1			 Patamar 1		 Patamar 2	 Patamar 2	 Patamar 1
CVU/PLD gatilho R\$/MWh	128,65	179,74	279,04	426,99	447,61	155,85	237,71	513,51	411,92	698,14	533,82	201,51

CVU: Custo variável da última término despachada, válido de jan/17 a out/17; *PLD gatilho nov/17 e dez/17 (fonte: ANEEL)

Cabe destacar que os recursos provenientes da aplicação das bandeiras tarifárias pelas distribuidoras são compartilhados entre elas por meio da CCRBT (Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeira Tarifária) administrada pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (“CCEE”). Os recursos disponíveis nesta conta são repassados às distribuidoras considerando (i) os custos de geração e à exposição aos preços de

liquidação no mercado de curto prazo; (ii) a cobertura tarifária vigente de cada distribuidora; e (iii) a arrecadação de recursos financeiros por meio do faturamento das Bandeiras Tarifárias.

Audiência Pública - Revisão Metodologia Bandeira Tarifária

No dia 24 de outubro de 2017, foi aprovado em reunião pública da Diretoria da ANEEL a Audiência Pública para revisão da metodologia de cálculo das bandeiras tarifárias e dos valores de suas faixas de acionamento. A nova proposta do regulador é alterar o valor da bandeira Amarela de R\$ 20,00/MWh para R\$ 10,00/MWh e da bandeira Vermelha de Patamar 2 de R\$ 35,00/MWh para R\$ 50,00/MWh. Os novos valores de cobrança entraram em vigor, provisoriamente, a partir do mês de novembro.

A proposta relativa à métrica de acionamento leva em conta a definição de custo do risco hidrológico, onde há relação indireta entre a profundidade do déficit de geração hidráulica e o preço da energia elétrica de curto prazo. A composição dessas duas variáveis em sistemática de gatilho tende a fazer com que a arrecadação prevista, com os valores propostos, se aproxime mais dos custos incorridos.

Houve uma segunda fase da audiência para manifestações relativas apenas às contribuições realizadas, entre 12 e 27 de dezembro. A ANEEL deverá homologar os valores de Bandeira Tarifária ainda no primeiro trimestre de 2018.

Tarifa Branca

A Tarifa Branca é uma nova opção de tarifa que sinaliza aos consumidores a variação do valor da energia conforme o dia e o horário do consumo. Ela é oferecida para as unidades consumidoras que são atendidas em baixa tensão (abaixo de 2.300 volts, denominadas como grupo B) e para aquelas pertencentes ao grupo “A”, optantes pela tarifa de baixa tensão. A partir do dia 1º de janeiro de 2018, todas as distribuidoras do país devem atender aos pedidos de adesão à Tarifa Branca das novas ligações e dos consumidores com média mensal superior a 500 kWh. Em 2019, unidades com consumo médio superior a 250 kWh/mês e, em 2020, para os consumidores de baixa tensão, qualquer que seja o consumo. Para isso, a Companhia tomou as medidas necessárias para a adequação de seus sistemas, procedimentos técnicos e aquisição de equipamentos ainda no ano de 2017.

Os consumidores que decidirem aderir ao programa de Tarifa Branca terão a possibilidade de pagar diferentes valores na tarifa em função da hora e dia que consumirem energia elétrica. Neste caso, o consumo de energia fora do horário de ponta ficará mais barato enquanto o consumo nos demais horários intermediários ficará mais caro. O consumidor que conseguir alocar seu maior consumo em horário fora de ponta conseguirá se beneficiar desta nova tarifa.

A Companhia ainda avalia os impactos da implementação desta nova regulamentação, como investimentos em novos medidores e baixa do Imobilizado.

Consulta Pública 33 - Regulação do Setor

Em 3 de julho de 2017, o MME anunciou uma série de alterações propostas em relação a legislação do setor elétrico. Segundo o MME, o principal objetivo destas medidas seria, entre outros pontos: (i) redução dos riscos para as distribuidoras; (ii) fortalecimento do mercado livre ao reduzir as barreiras de migração; (iii) redução de subsídios; e (iv) respeito aos contratos vigentes. Após avaliação das contribuições da sociedade, o MME divulgou em 9 de fevereiro de 2018 as propostas finais que compõem o Projeto de Lei enviado à Casa Civil da Presidência para encaminhamento e deliberação pelo Congresso Nacional.

Dentre as alterações propostas, que a Companhia entende como positivas, podem ser destacadas: (i) o objetivo do governo federal em reduzir os riscos para distribuidoras, na medida em que passaria, entre outros pontos, a considerar como involuntária a sobrecontratação relacionada a migração de clientes para o mercado livre, protegendo a remuneração das empresas de distribuição; (ii) modernização do Ambiente de Contratação Regulada (“ACR”) com o aprimoramento e ampliação dos mecanismos de transferência para que os distribuidores de energia comercializem contratos de eletricidade; (iii) a tarifação horária, que permite tarifação distinta de acordo com os diferentes horários de consumo; (iv) a redução da base de

cálculo de multas administrativas que passam a ter como referência o benefício econômico da distribuição, e não o faturamento; (v) a possibilidade da adoção de modalidade de consumo pré-pago, no caso de inadimplência recorrente; (vi) nova regra de ressarcimento de encargos que passa a ser responsabilidade de todos os clientes, incluindo auto produtores, que hoje contam com incentivo regulatório decorrente de isenções; (vii) repactuação do risco hidrológico e da indenização das transmissoras sem impactos tarifários para os consumidores; e (viii) fim do regime de cotas.

Revisão do WACC Regulatório

As discussões dos novos parâmetros do WACC regulatório aplicável às companhias de distribuição para aplicação nas revisões tarifárias entre janeiro/2018 e dezembro/2020 têm como objetivo obter contribuições quanto à atualização do cálculo. A atualização dos parâmetros representa uma etapa intermediária entre revisões metodológicas. Em 16 de novembro de 2017 a ANEEL instaurou a Audiência Pública nº 066/2017 com vistas a obter subsídios e informações adicionais para a revisão WACC.

Como resultado da referida Audiência Pública, em Reunião Pública realizada no dia 6 de março de 2018, a diretoria da ANEEL aprovou a manutenção do WACC regulatório no patamar de 8,09%, até 31/12/2019, e opinou por abrir nova audiência pública para discussão de metodologia de cálculo de WACC.

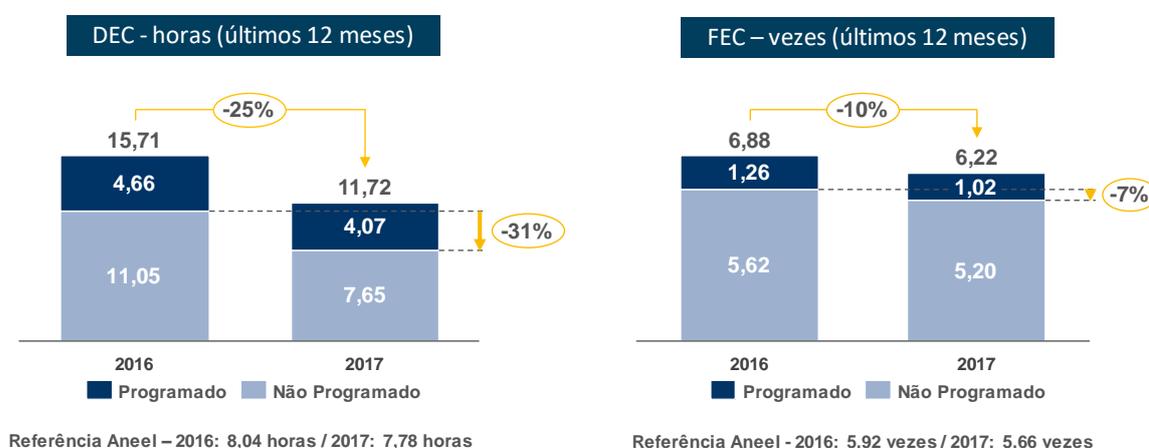
DESEMPENHO OPERACIONAL

OPERAÇÃO

Os critérios de cálculo do DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) e FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora), definidos pela ANEEL, consideram as interrupções acima de três minutos e, desse resultado, são expurgados os dias com volume atípico de ocorrências.

As compensações aos clientes pelas transgressões aos limites de DEC e FEC são definidas pela ANEEL para a distribuidora e seu pagamento se dá com base nos indicadores DIC, FIC, DMIC e DICRI; o ressarcimento ocorre diretamente ao cliente. As metas para estes indicadores são individuais e levam em consideração tanto a característica da instalação do cliente (alta, média ou baixa tensão) como a localização geográfica da instalação.

O gráfico a seguir apresenta um comparativo desses indicadores em 2017 vs. 2016:



DEC e FEC - (últimos 12 meses)

O indicador FEC do ano de 2017 foi de 6,22 vezes, uma redução de 9,6% em comparação ao indicador de 2016, de 6,88 vezes. Já o indicador DEC apresentou redução de 25,4%, ou 3,99 horas, totalizando 11,72 horas em 2017. Essas reduções refletem o grande investimento em novas subestações, modernização de

alimentadores através de larga aplicação de rede compacta (*spacer cable*) que permite melhor convivência com contatos acidentais e temporários de galhos de árvore com os cabos de média tensão, automação da rede, o aumento das ações de manutenção programada e de poda preventiva, além das melhorias nos processos de despacho de equipes de manutenção.

Em relação à parcela programada do indicador DEC houve expressiva redução de 30,8%, representando 3,4 horas a menos de interrupção emergencial sentida pelo cliente. A melhora do DEC não programado é obtida, principalmente, dos resultados das ações de maior priorização das ordens, redução de deslocamento improdutivo, despacho automático de secundário, aumento de equipamentos telecomandados e maior produtividade das equipes.

Vale ressaltar que a melhora do DEC é obtida por meio dos resultados das ações do Plano de Recuperação dos Indicadores de Qualidade, com foco na confiabilidade operacional por meio da transformação digital, e na evolução e otimização dos nossos processos a partir da intensificação da manutenção preventiva de rede, modernização da rede de distribuição, desenvolvimento de equipes multitarefa, melhorias de processos de despacho de ordens emergenciais com implantação de inovações, utilização da metodologia *Lean* e gestão a vista suportada por ferramentas *data analytics*.



Já em relação ao indicador FEC, a redução reflete o grande investimento em manutenção programada (expansão de rede, execução de manutenção preventiva e poda de árvores) e instalação de automação da rede (sistemas supervisionados e sistemas de auto recomposição), além de novas subestações e larga aplicação de rede compacta. A parcela não programada reduziu 0,42 vezes (7,5%) fruto de longo investimento na rede e atuação de equipamentos de auto recomposição, tais como religadores automáticos e chaves automáticas, enquanto a parcela programada reduziu 0,24 vezes (19,0%) com utilização de novos equipamentos, tais como *big jumper* e chave provisória para redução de trecho de desligamento com maior número de equipamentos e podas executadas preventivamente.

Como consequência da evolução dos indicadores de qualidade, e alinhamento à estratégia da Companhia, os valores em compensações com DIC/FIC/DMIC/DICRI tiveram redução 32,0% em relação a 2016, representando um impacto positivo de R\$ 40,2 milhões para a redução dos custos, uma das importantes frentes do plano de recuperação de valor da Eletropaulo apresentado no Programa de Produtividade. No 4T17, os valores em multas resultaram R\$ 10,7 milhões, redução de R\$ 1,6 milhões se comparado ao 4T16.

Conforme apresentado no gráfico abaixo, a redução das Durações Médias das Interrupções (“DM”) ocorreu em função das ações no âmbito do Plano de Recuperação dos Indicadores de Qualidade, a destacar:

- (i) substituição de 91,2 mil conectores e ramais em 2017;
- (ii) realização de 320,0 mil podas em 2017;
- (iii) instalação de 1,2 mil religadores automáticos no acumulado do ano; e
- (iv) instalação de 5,4 mil detectores de falha em 2017.



A duração média de atendimento das ocorrências emergenciais de 2017 caiu 17,5% comparado ao período de 2016, refletindo de forma positiva a melhoria no processo de priorização e despacho, e agilidade na reação dos desligamentos emergenciais.

DESEMPENHO COMERCIAL

CONSUMO¹²

Mercado total

O mercado total da Eletropaulo, conforme demonstrado na tabela a seguir, encerrou o 4T17 com um volume de 10.771,3 GWh, um crescimento de 2,6% ante ao 4T16. Esse desempenho refletiu o crescimento em todas as classes de consumo (incluído clientes livres), especialmente na classe comercial e o maior número de dias de faturamento (+0,7 dia).

Dentre as principais classes de consumo, a comercial registrou alta de 4,5% no 4T17 ante o 4T16, seguida pela residencial (+1,8%) e pela industrial (+1,1%), com as demais classes crescendo 2,4%. Quando ajustado pelos dias de faturamento (+0,7 dia, o equivalente à +72,2 GWh), o mercado total registra avanço de 1,9% no período.

Em 2017, o mercado total da área de concessão da Eletropaulo totalizou 42.982,0 GWh, em linha com o valor reportado em 2016. Considerando a mesma base de comparação, a classe residencial cresceu 1,0% e a comercial 0,6%, ao passo que a industrial e as demais registraram retrações de 0,6% e de 0,8%, respectivamente. A expansão mais modesta do consumo no ano refletiu os efeitos da economia, cuja recuperação da recessão tem ocorrido de modo moderado e desigual entre os setores.

Consumo - GWh	4T17	4T16	Var (%)	2017	2016	Var (%)
Residencial	3.987,6	3.916,6	1,8%	16.090,1	15.930,0	1,0%
Comercial	2.662,8	2.728,1	-2,4%	10.698,9	11.757,8	-9,0%
Industrial	831,0	903,6	-8,0%	3.343,9	4.055,5	-17,5%
Demais	640,9	650,1	-1,4%	2.643,5	2.720,3	-2,8%
Mercado Cativo	8.122,3	8.198,5	-0,9%	32.776,4	34.463,6	-4,9%
Clientes Livres	2.648,9	2.300,3	15,2%	10.205,6	8.362,1	22,0%
Mercado Total	10.771,3	10.498,7	2,6%	42.982,0	42.825,7	0,4%

Consumo total - GWh (inclusive Clientes Livres)	4T17	4T16	Var (%)	2017	2016	Var (%)
Residencial	3.987,6	3.916,6	1,8%	16.090,1	15.930,0	1,0%
Comercial	3.596,3	3.442,3	4,5%	14.261,3	14.177,4	0,6%
Industrial	2.183,2	2.159,4	1,1%	8.610,7	8.664,3	-0,6%
Demais	1.004,3	980,5	2,4%	4.019,8	4.054,0	-0,8%
Total	10.771,3	10.498,7	2,6%	42.982,0	42.825,7	0,4%

Não inclui Consumo Próprio: Dados de 2016 consideram consumo dos serviços de condomínio na classe comercial

Mercado cativo

O mercado cativo somou 8.122,3 GWh no 4T17, o que correspondeu uma retração de 0,9% comparado ao 4T16. O desempenho deste segmento refletiu os seguintes efeitos: (i) migrações do Ambiente de Contratação

¹² Considera o consumo de serviços de condomínio na classe comercial

Regulada (“ACR”) para o Ambiente de Contratação Livre (“ACL”), com impacto de 387,1 GWh; (ii) dias de faturamento a mais no 4T17 (+0,7 dia, o que equivaleu a +72,2 GWh); e (iii) retorno de clientes ao ACR, com impacto de 5,3 GWh. Ajustados esses efeitos, o mercado cativo teria um crescimento de 2,8%.

Em 2017, o mercado cativo totalizou 32.776,4 GWh, uma queda de 4,9% ante 2016. Dentre os principais fatores que influenciaram esse resultado, destacam-se: (i) efeitos da migração de clientes para o ACL (-2.044,0 GWh) e de retorno ao ACR (+14,7 GWh); (ii) dias a mais na escala de faturamento entre classes (0,7 dia, ou +17,5 GWh). Quando ajustados esses efeitos, o mercado cativo teria um crescimento de 0,9%.

Desempenho do mercado por classe de consumo

Residencial

O consumo da classe residencial somou 3.987,6 GWh no 4T17, o que correspondeu a um avanço de 1,8% em relação ao 4T16. Neste período, a classe foi impactada pelos seguintes fatores: (i) 0,9 dia a mais de faturamento (+39,0 GWh) no 4T17 que, se ajustado, faria com que essa classe crescesse 0,8%; e (ii) incremento de aproximadamente 141 mil unidades consumidoras nos últimos 12 meses encerrados no 4T17.

Em 2017, o consumo residencial totalizou 16.090,1 GWh, uma alta de 1,0% ante 2016. A classe registrou 0,8 dia a menos de faturamento (-31,7 GWh) em 2017, o que representaria crescimento de 1,2% ante 2016 quando ajustado.

Esse avanço ocorreu principalmente em função do aumento no número de unidades consumidoras supracitado, uma vez que o impacto positivo no início do ano em função das altas temperaturas foi compensado por conta de um mercado de trabalho na região metropolitana de São Paulo ainda adverso entre janeiro e outubro de 2017¹³. Tanto o nível de pessoas ocupadas como o rendimento médio na RMSP recuaram 1,5% ante 2016, e a massa real de rendimentos caiu 3,0% e, desta forma, o consumo médio ficou estável quando comparado a 2016.

Comercial

O total do consumo faturado para a classe comercial cativa foi de 2.662,8 GWh no 4T17, uma contração de 2,4% ante o 4T16. Neste período, o desempenho desta classe foi influenciado por: (i) 0,7 dia a mais de faturamento (+21,2 GWh); (ii) efeitos negativos da migração de clientes ao ACL (-234,7 GWh); e (iii) retorno de clientes ao ACR (+0,6 GWh). Desconsiderados os efeitos da migração ao ACL, retorno ao ACR e de dias de faturamento, o consumo da classe cresceria 5,4% no trimestre.

Em 2017, o consumo cativo da classe comercial somou 10.698,9 GWh, decréscimo de 9,0% com relação a 2016. Dentre os fatores que influenciaram esse resultado, destaques para: (i) impacto da migração de clientes para o ACL (-1.222,4 GWh) e de retorno ao ACR (+6,7 GWh); (ii) 1,0 dia a mais de faturamento (+33,7 GWh); e (iii) consumo ainda ameno dos clientes do varejo, visto que as vendas físicas no Estado de São Paulo cresceram 1,5% em 2017¹⁴. Quando desconsiderados os efeitos da migração e da diferença dos dias de faturamento, o mercado cresceria 1,0%.

Industrial

No 4T17, o consumo cativo da classe industrial diminuiu 8,0% ante ao 4T16, totalizando 831,0 GWh. As principais influências no desempenho desta classe no trimestre foram os seguintes: (i) migração de clientes ao ACL (-138,0 GWh); (ii) 0,7 dia adicional (+6,8 GWh) na escala de faturamento e (iii) retorno ao ACR (+4,7 GWh). Ajustado pelos efeitos da migração de clientes e dos dias de faturamento, a classe industrial cativa cresceria 6,0% no trimestre.

¹³ Região Metropolitana de São Paulo - Pesquisa de Emprego e Desemprego da DIEESE/ SEADE - SP.

¹⁴ Pesquisa Mensal de Comércio (PMC) do IBGE. Pesquisa mensal do comércio: Divulgação: 09/02/2018 (Referência: Dezembro/2017).

Em 2017, a classe industrial cativa registrou queda de 17,5% do consumo face a 2016. Os principais impactos no período foram: (i) migração de clientes para o ACL (-782,0 GWh); (ii) 1,0 dia a mais de faturamento (+11,2 GWh); (iii) moderado crescimento da produção industrial no Estado de São Paulo, que acumulou alta interanual de 3,5% em 2017¹⁵ e (iv) retorno ao ACR (+6,7 GWh). Se excluídos os efeitos da migração de clientes e de dias de faturamento, a classe industrial cativa avançaria 1,3% no ano.

Demais Classes (Poder Público, Rural, Serviço Público e Iluminação pública)

O consumo cativo das demais classes foi de 640,9 GWh no 4T17, um recuo de 1,4% em relação ao 4T16. Esse resultado foi puxado pela classe de serviços públicos, que apresentou queda de 12,3% no período, afetado pela migração de clientes para o mercado livre (-14,4 GWh). As demais classes também foram impactadas por 3,0 dias a mais de faturamento no trimestre (+5,5 GWh). Desconsiderando o efeito de dias de faturamento e migração, as demais classes ficariam estáveis no período.

Em 2017, o consumo das demais classes registraram queda de 2,8% em relação a 2016, puxada pelas classes de serviços públicos e poder público, que decresceram 7,2% e 2,0%, respectivamente. Desconsiderando o efeito de 1,5 dia a mais de faturamento (+4,4 GWh) e migração ao mercado livre (-39,7 GWh), o consumo das demais classes reduziria 1,5%.

Clientes Livres

No 4T17, houve migração de 35 clientes ao ACL, totalizando 1.190 unidades consumidoras livres na área de concessão da Eletropaulo.

O mercado faturado dos clientes livres foi de 2.648,9 GWh no 4T17, um aumento de 15,2% quando comparado ao 4T16, devido principalmente à migração de clientes ao ACL.

No ano de 2017, 299 unidades consumidoras migraram para o ACL, 4 unidades retornaram para o ACR, 2 foram ligadas no ACL e 5 foram desligadas, sendo o efeito líquido dessa movimentação um acréscimo de 398,0 GWh no mercado livre comparando o 4T17 com o 4T16. Se esses efeitos fossem descontados, o mercado teria uma queda de 1,8% no 4T17 comparado ao 4T16.

Em 2017, a movimentação líquida de clientes para o mercado livre supracitada representou um acréscimo de 2.037,0 GWh no ACL. Excluindo-se todos esses efeitos, o mercado livre recuaria 1,9% no período de 12 meses findos no 4T17.

Clientes Livres	Período	Número de unidades	GWh Faturado	Período	GWh Faturado (ano)
Total	4T16	894	2.300,3	12M16	8.362,1
Unidades desligadas		(5)	(4,5)		(13,1)
Unidades novas		6	20,7		20,7
Migração para ACL		299	387,1		2.044,0
Retorno para o ACR		(4)	(5,3)		(14,7)
Variação real		-	(49,3)		(193,5)
Total	4T17	1.190	2.648,9	12M17	10.205,6

¹⁵ Pesquisa Industrial Regional Mensal: Divulgação: 08/02/2018 (Referência: Dezembro/2017).

BALANÇO ENERGÉTICO E NÍVEL DE CONTRATAÇÃO¹⁶



A Eletropaulo encerrou o ano de 2017 com um nível de contratação de energia equivalente a 103,5% da sua carga cativa, dentro do limite regulatório de 105%. As sobras de energia (superávit) de 1.320 GWh acumuladas foram vendidas na CCEE.

Sobrecontratação de Energia

Em relação à energia contratada no Leilão A-1 de 2015, cabe ressaltar que, em cumprimento à regulação vigente à época, a Companhia declarou compulsoriamente o mínimo obrigatório de 96% do volume da energia definida pela ANEEL como montante de reposição de contratos encerrados no período, com a ressalva, em sua declaração, de que a mesma excedia a sua necessidade. No dia 02 de agosto de 2016, foi publicado o Decreto 8.828, alterando o Decreto 5.163 de 2004, que retirou a trava de obrigação de declaração para os montantes de reposição. O novo decreto é aderente às argumentações da Eletropaulo em relação à obrigatoriedade imposta para o leilão A-1 de dezembro de 2015.

Em relação à migração de consumidores especiais, seguindo orientações dadas em Reunião de Diretoria da ANEEL, a Companhia apresentou em julho de 2016 pedido administrativo de equiparação à tratativa existente para os clientes convencionais, com consequente reconhecimento de sobrecontratação involuntária. Também protocolou pedido administrativo para reconhecimento da compra compulsória de energia no leilão A-1 e consequente sobrecontratação involuntária. Conforme decisão da ANEEL de 25 de abril de 2017, a sobrecontratação involuntária devida a ambos os casos não foi reconhecida no caso genérico e será analisada individualmente considerando o esforço de cada concessionária na redução do montante sobrecontratado.

Por meio de uma série de iniciativas de gestão, incluindo renegociações bilaterais de acordos com geradores de energia (aproximadamente 52 acordos ao longo de 2017 e 46 acordos ao longo de 2016) e participação em 17 leilões e mecanismo de compensação de déficit (7 em 2016 e 10 em 2017), a Companhia reduziu seu nível de sobrecontratação, conforme demonstrado a seguir:

- (i) ano de 2016: redução de 116%¹⁷ para 110,3%, sendo o impacto acima do limite de 105% equivalente a R\$ 90,1 milhões (R\$ 106,1 milhões atualizado pela SELIC até 31 de dezembro de 2017), caso não venha a ser considerado como sobrecontratação involuntária pela ANEEL;

¹⁶ O balanço energético reflete os números de 2017 informados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). Os números demonstrados nas notas explicativas que constam nas Demonstrações Contábeis da Companhia refletem os valores por elas estimados à época do fechamento contábil e que são ajustados nos meses subsequentes, quando da disponibilização dos números finais pela CCEE.

¹⁷ Projeção divulgada em 13 de maio de 2016.

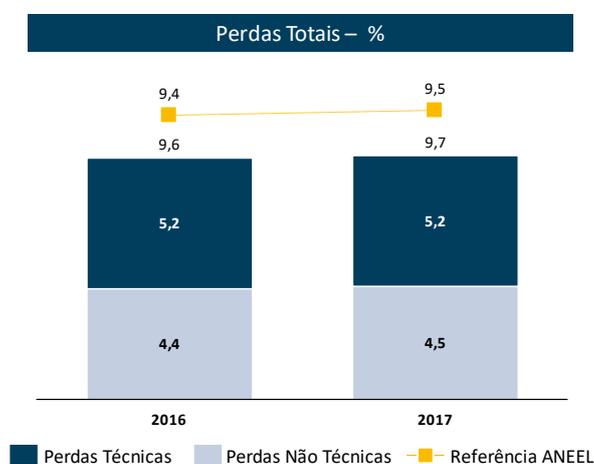
(ii) ano de 2017: redução de 113%¹⁸ para 103,54%, dentro do limite regulatório;

(iii) ano de 2018: redução esperada de 107,3%¹⁹ para 102,5%, dentro do limite regulatório.

PERDAS

O percentual de perdas é a taxa obtida por meio da divisão da diferença entre a energia medida na fronteira e a energia faturada dos clientes (descontada do faturamento retroativo da cobrança das fraudes) pelo total do suprimento de energia medida na fronteira nos últimos 12 meses (47.548 GWh).

As perdas totais apuradas nos últimos 12 meses foram de 9,7%, sendo divididas entre perdas técnicas (5,2%) e não técnicas (4,5%). Em comparação a 2016, as perdas totais apresentaram um leve aumento de 0,1 p.p, ainda resultado dos aumentos tarifários de 2015 e do cenário econômico que o país vem enfrentando, conforme demonstrado no gráfico a seguir.



Perdas Técnicas: Valores calculados pela Companhia para torná-los comparáveis ao referencial para perdas não técnicas sobre o mercado de baixa tensão determinado pela ANEEL|

Referência Aneel: Referência de perdas para o ano regulatório normalizada para o ano civil

Principais Ações para Redução de Perdas em 2017

Dentre as principais ações promovidas para a redução de perdas, incluindo os esforços com a população de baixa renda, destacam-se:

Inspecções de Fraude

Têm por objetivo identificar instalações com erros de medição, seja por defeitos nos equipamentos ou por ações de terceiros forjando a medição.

No 4T17 foram realizadas 97,9 mil inspeções e identificadas 23,2 mil irregularidades, contra 89,5 mil inspeções e 23,1 mil irregularidades no 4T16. Em 2017 foram realizadas 410,4 mil inspeções e identificadas 118,4 mil irregularidades, contra 384,7 mil inspeções e 91,0 mil irregularidades em 2016. Este aumento de 30,1% na identificação de irregularidades deve-se ao uso de tecnologias mais atuais, com inteligência analítica e *machine learning*, que têm contribuído para a eficiência desse processo.

¹⁸ Projeção divulgada em 3 de novembro de 2016.

¹⁹ Projeção divulgada em 5 de maio de 2017.

Recuperação de Instalações Cortadas

Têm por objetivo recuperar as instalações de clientes cortados por inadimplência e que, sem a quitação dos débitos pendentes, continuam a consumir energia, porém de forma irregular.

No 4T17, foram realizadas 91,5 mil visitas e 38,6 mil instalações foram recuperadas, ante 84,4 mil visitas e 15,9 mil instalações recuperadas no 4T16. A empresa vem atuando fortemente nesta iniciativa desde 2011, e intensificou essa ação em 2015 devido aos reajustes tarifários, visando combater o crescimento das perdas comerciais na empresa. Em 2017 foram realizadas 452,4 mil visitas e 146,8 mil instalações foram recuperadas, ante 388,6 mil visitas e 79,9 mil instalações recuperadas em 2016. O aumento de 83,7% na quantidade de instalações recuperadas é devido à melhoria no processo com a adoção de tecnologias de inteligência analítica e mineração de dados.

Regularização de Ligações Informais (Clandestinas)

Têm por objetivo transformar consumidores clandestinos em clientes regulares. No 4T17, foram regularizadas 19,5 mil ligações informais, contra 8,8 mil regularizações no 4T16. Em 2017 foram regularizadas 65,5 mil instalações informais, contra 45,6 mil instalações 2016.

Redução de Perdas Administrativas

O objetivo dessa iniciativa é identificar as oportunidades nos processos do ciclo comercial que geram perdas de faturamento.

No 4T17 a empresa identificou cerca de 22,7 mil instalações com esse tipo de perdas ante 67,8 mil no 4T16. As principais causas estão relacionadas às instalações ligadas com contratos rescindidos e os impedimentos de leitura de medidores para o faturamento. Em 2017 foram regularizadas 141,3 mil instalações, contra 143,1 mil instalações em 2016.

Em linha com o Programa de Produtividade divulgado pela Companhia, uma das frentes de ampla atuação é a transformação da equipe de leituristas em Agentes Comerciais. Essa frente de atuação também permite a essas novas equipes multifuncionais realizarem cortes de energia por falta de pagamento. Como resultado, 6 em cada 10 negociações realizadas pelos leituristas resultam em pagamento no mesmo dia. Os benefícios econômicos gerados por esta ação é a redução de custos para a Eletropaulo devido ao menor custo de 56% por operação de serviço de corte, reduzindo os custos também de religação.

No 4T17, as iniciativas de combate a perdas contribuíram com aproximadamente R\$ 73,4 milhões no resultado da Companhia e acrescentaram ao mercado faturado 210 GWh de energia, ante os R\$ 74,9 milhões e 190,1 GWh adicionados no 4T16, respectivamente.

Em 2017, as iniciativas de combate a perdas acrescentaram ao mercado faturado 815,5 GWh, ante 673,6 GWh em 2016. Este montante está dividido da seguinte forma:

- (i) R\$ 90,2 milhões (250,6 GWh) em 2017 em decorrência das inspeções de combate à fraude, sendo R\$ 22,8 milhões (63,4 GWh) no 4T17;
- (ii) R\$ 45,0 milhões (111,1 GWh) em 2017 com a regularização de ligações informais, sendo R\$ 12,4 milhões (29,9 GWh) no 4T17;
- (iii) R\$ 36,5 milhões (90,0 GWh) em 2017 com a recuperação de clientes cortados, sendo R\$ 2,1 milhões (29,4 GWh) no 4T17;
- (iv) R\$ 124,2 milhões (307,3 GWh) em 2017 com redução de perdas administrativas, sendo R\$ 28,8 milhões (69,7 GWh) no 4T17; e



- (v) R\$ 22,9 milhões (56,4 GWh) em 2017 com o faturamento de energia retroativa de consumo irregular, sendo R\$ 7,3 milhões (17,6 GWh) no 4T17.

Projeto Recycle Mais, Pague Menos



O Recycle Mais, Pague Menos é um projeto do programa de eficiência energética da Companhia que oferece desconto na conta de energia elétrica dos clientes residenciais em troca de materiais recicláveis. Não existe limite de desconto para os clientes. Desta forma, a conta de energia elétrica do mês pode ser zerada ou até mesmo gerar um crédito para o mês seguinte.

Este projeto tem se mostrado uma importante alternativa para os clientes conciliarem suas contas de energia elétrica com o orçamento familiar, contribuindo para evitar o aumento do índice de inadimplência e para melhorar o índice de recuperação de receita.

No 4T17, 544 novos clientes se cadastraram no projeto, comparado a 948 novos clientes cadastrados no 4T16, totalizando 52,6 mil desde o início do projeto em 2013. O valor de bônus concedido aos clientes chegou a R\$ 72,7 mil no 4T17 com a coleta de 361,2 toneladas de resíduos no trimestre, o que representou um aumento de 17% em relação ao 4T16, quando foram concedidos R\$ 62,0 mil em bônus.

Em 2017, cadastraram-se no programa o total de 2.447 novos clientes, frente aos 5.403 clientes cadastrados em 2016. O valor de bônus concedido aos clientes chegou em R\$ 254,4 mil com a coleta de 1.233 toneladas de resíduos. Já em 2016 foram concedidos R\$ 202 mil pela coleta de 1.444 toneladas de material.

Os valores concedidos como bônus aos clientes retornam para a Companhia por meio da recicladora contratada pelo projeto, que compra os materiais recicláveis, de forma que a receita não sofra alteração.

Tarifa Social de Energia Elétrica

A Resolução Normativa 572/2013 de 13/08/2013, com vigência a partir de 12 de dezembro de 2013, estabelece um procedimento para comprovação do atendimento aos critérios de elegibilidade à concessão da Tarifa Social de Energia Elétrica (“TSEE”). Com a referida Resolução, o cliente que não atender aos critérios estabelecidos perderá o direito à Tarifa Social, sendo que as distribuidoras devem comunicar os motivos e orientar sobre a manutenção do referido benefício. Para avaliação quanto ao atendimento aos critérios de elegibilidade, a Resolução Normativa 572/2013 estabelecia dois processos de validação anual, que ocorriam em janeiro e julho de cada ano.

A partir de 10 de maio de 2016 entrou em vigor a Resolução Normativa nº 717/2016 que aprimorou o procedimento para comprovação do atendimento dos critérios de elegibilidade à concessão da TSEE, onde as principais mudanças são:

- (i) inclusão do processo de validação pela repercussão cadastral e notificação ao cliente por meio de mensagem em fatura;
- (ii) processo de validação pela repercussão cadastral: visa avaliar se a situação cadastral da família é compatível com sua permanência na TSEE, conforme procedimentos do Ministério de Desenvolvimento Social e Combate à Fome (“MDS”) e ANEEL. Essa validação é realizada pelo MDS, sendo que mensalmente a ANEEL encaminha a lista de repercussão às distribuidoras contendo as famílias que devem ser notificadas para atualização cadastral ou sobre o descadastramento e;
- (iii) notificação por meio de mensagem em fatura: todas as famílias contidas na lista de repercussão devem ser notificadas com mensagem em fatura. O tipo de mensagem e o período em que essas devem ser impressas são definidos conforme cronograma da ANEEL.

Considerando as novas definições da Resolução Normativa 717/16, entre maio de 2016 e dezembro de 2017 foram realizados cerca de 208 mil descadastramentos da Tarifa Social e aproximadamente 551,2 mil notificações ao cliente por meio de mensagem em fatura.

Período	Relatório de Descadastramento	Descadastramento Efetivo
2T16	3.024	2.764
3T16	29.364	27.879
4T16	42.171	41.050
1T17	45.449	42.038
2T17	24.965	24.311
3T17	5.299	4.584
4T17	91.645	65.865
Total	241.917	208.491

Para minimizar o impacto aos clientes, a Eletropaulo tem realizado diversas medidas, como:

- (i) realização de reuniões sobre o tema com representantes dos 24 municípios da área de concessão, líderes comunitários e PROCON;
- (ii) realização de treinamento para as equipes de atendimento;
- (iii) realização de saneamento na base cadastral dos clientes e atuação junto aos consumidores por meio do Projeto CadÚnico Atualização.

Em dezembro de 2017, a Companhia faturou 442,4 mil clientes com TSEE vs. 472,7 mil faturados em dezembro de 2016.

FOCO NO CLIENTE

A Eletropaulo tem a responsabilidade e o compromisso de prestar um serviço de qualidade e garantir a satisfação de seus clientes, sendo essa a base dos objetivos de longo prazo de seu Planejamento Estratégico Sustentável. Um dos métodos para atingir a melhoria na satisfação do cliente é a realização de pesquisas, para avaliar os processos da companhia. Esta pesquisa é realizada em parceria com a ABRADÉE (Associação Brasileira das Distribuidoras de Energia Elétrica), por meio de entrevistas realizadas na área de concessão da Eletropaulo.

A tabela a seguir apresenta a evolução do índice de satisfação da Companhia:

Índice de Desempenho	Meta 2017	2017	2016
Índice de Satisfação de Clientes	79,60%	74,90%	74,70%

Em 2017, a Eletropaulo atingiu 74,9% no Índice de Satisfação de Qualidade Percebida pelos clientes residenciais (“ISQP”), evolução de 0,2 p.p quando comparado ao resultado de 2016, 74,7%. As áreas de qualidade que mais apresentaram evolução foram as de “Informação e Comunicação” e “Fornecimento” que apresentaram crescimento de 0,7 p.p e 0,6 p.p, respectivamente. Estas melhorias na percepção dos clientes nas áreas relacionadas a fornecimento é reflexo do novo patamar de investimentos e das ações voltadas para a Recuperação dos Indicadores de Qualidade divulgadas no início de 2017.

Um dos grandes avanços realizados foi o lançamento do portal de obras e investimentos²⁰, onde o cliente pode consultar de forma transparente, por meio de um mapa, os locais onde a Companhia está realizando obras, e para onde estão sendo direcionados os investimentos, além de ser possível



²⁰ <http://investimentoaeseletropaulo.com.br/home>.

verificar o tipo de obra está sendo feita na região, assim como a programação de interrupções para manutenções quando necessário.

Transformação Digital do Atendimento

Em linha com os objetivos estratégicos definidos, a Companhia vem se adaptando rapidamente aos novos hábitos de seus clientes visando aumentar a satisfação, por meio de soluções tecnológicas que oferecem comodidade, acessibilidade e resolutividade em suas solicitações.

Atualmente, quase 80% das solicitações são realizadas por meio dos canais digitais e em busca da excelência nesta experiência, foi iniciado em 2017 o Programa de Transformação Digital do Atendimento que visa a inovação dos canais tradicionais e oferta de serviços inovadores. Nesse sentido já foram disponibilizados aos clientes dois novos serviços com processos automatizados e de respostas online: transferência de responsabilidade e religação.

Para que esta transformação aconteça de acordo com as necessidades dos clientes, a Eletropaulo tem feito parceria com empresas de consultoria tecnológica, design e inovação.

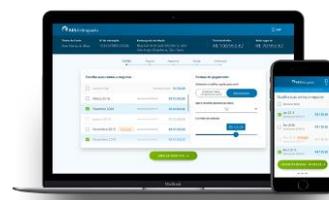
Em 2018, serão implementadas ferramentas tecnológicas com inteligência artificial que facilitem a comunicação do cliente com a empresa, como *chatbot* (programa de computador que tenta simular um ser humano na conversação com as pessoas) e URA (Unidade de Resposta Audível) visual.

Para a garantia de um atendimento resolutivo e com maior eficiência entre os diversos canais, será implementada a solução de *omnichannel* em todos canais, plataforma de integração de todos os canais, permitindo que o cliente não precise iniciar novamente o atendimento realizado anteriormente, sendo nas lojas, *call center* ou por meio eletrônico.

AÇÕES DE NEGOCIAÇÃO

O aumento das tarifas ocorrido em 2015 e a situação econômica do país contribuíram para o aumento da inadimplência. Para mitigar o impacto das ações de cobrança, a Eletropaulo intensificou as ações para o esclarecimento de dúvidas sobre o tema e ações para facilitar o pagamento.

Dentre essas ações destaca-se o lançamento do portal de negociação²¹ para os clientes da Eletropaulo no 1T17, oferecendo mais praticidade, agilidade e condições diferenciadas para negociação de dívidas. No 4T17, considerando apenas as negociações realizadas por meio do portal lançado, foram realizadas 94,5 mil negociações, totalizando um montante de R\$ 59,5 milhões negociados. No acumulado do ano, foram realizadas 219,4 mil negociações, as quais totalizaram R\$ 128 milhões negociados.



Nesse período também foi dada continuidade aos feirões de negociação, que são eventos em que os clientes podem negociar os débitos pendentes junto à empresa e obter descontos e opções de parcelamento. No 4T17 foram realizados cinco feirões de negociação, resultando em 1.732 acordos, somando R\$ 5,5 milhões negociados. No ano de 2017, foram realizados nove feirões de negociação. O resultado destes feirões no período somou R\$ 7,8 milhões negociados por meio de 2.539 acordos, em comparação a R\$ 3,8 milhões no ano anterior, e pode ser percebido na redução dos níveis de PECLD (Perda Estimada com Créditos de Liquidação Duvidosa).

Além disso a Eletropaulo investiu em ações de comunicação com os clientes, por meio de: (i) campanhas de marketing, utilizando SMS e e-mail marketing; (ii) reforço do tema nas redes sociais; (iii) divulgação nos canais de comunicação (conta de luz, cartaz em lojas, entre outros).

²¹ <https://portalnegociacao.aeseletropaulo.com.br/#/home>

DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

RECEITA OPERACIONAL BRUTA

A receita operacional bruta da Eletropaulo totalizou R\$ 5.863,6 milhões no 4T17, apresentando um crescimento de 14,7% ou R\$ 753,6 milhões, quando comparada ao 4T16. Esse desempenho é explicado, principalmente, por:

- (i) aumento de R\$ 565,1 milhões referente ao Ativo Financeiro Setorial, devido principalmente ao maior custo com aquisição de energia, decorrente da hidrologia;
- (ii) aumento de R\$ 155,6 milhões na receita de fornecimento faturada (ex-bandeira tarifária) devido a maior tarifa em comparação ao mesmo período do ano anterior; e
- (iii) maior faturamento com bandeiras tarifárias²² no valor de R\$ 252,3 milhões; parcialmente compensado pelo:
- (iv) menor valor faturado de R\$ 228,4 milhões com venda de energia no mercado de curto prazo, resultado do menor volume de GWh vendido na CCEE, resultado da estratégia de redução da sobrecontratação.

Em 2017, a receita bruta da Companhia totalizou R\$ 21.661,4 milhões, apresentando uma melhora de R\$ 1.151,1 milhões, representando um crescimento de 5,6% quando comparado ao ano passado. O desempenho é explicado, principalmente, por:

- (i) aumento de R\$ 2.351,4 milhões referente a constituição de Ativo Financeiro Setorial, em comparação ao Passivo Financeiro Setorial registrado em 2016, impactado principalmente, pelo maior custo com aquisição de energia no período, refletindo a piora das condições hidrológicas;
- (ii) aumento de R\$ 290,1 milhões com faturamento com Bandeira Tarifária²³; e,
- (iii) recebimento de R\$ 77,8 milhões referente a ressarcimento de acordos bilaterais, decorrente da estratégia de redução dos níveis de sobrecontratação adotada no 1S17; parcialmente compensado:
- (iv) pela redução de R\$ 1.459,4 milhões da receita de fornecimento faturada (ex-bandeira) devido, principalmente, ao menor consumo faturado das classes comercial e industrial.

DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL

As deduções representaram 39,7% da receita operacional bruta no 4T17, totalizando R\$ 2.329,8 milhões. Quando comparado ao 4T16, houve um aumento de R\$ 279,9 milhões. Esse desempenho é explicado principalmente pela redução de:

- (i) R\$ 267,7 milhões da CCRBT, em virtude das Bandeiras Tarifárias no período;
- (ii) aumento de R\$ 74,6 milhões no recolhimento de ICMS; e
- (iii) aumento de R\$ 20,5 milhões da conta de PIS/COFINS; parcialmente compensado pela:
- (iv) redução de R\$ 74,0 milhões da conta de CDE; e
- (v) R\$ 12,8 milhões de deduções relacionada ao PROINFA e eficiência energética.

²² Inclui apenas valores faturados

²³ Inclui apenas valores faturados

Em 2017, as deduções da receita representaram 39,2% da receita operacional bruta, totalizando R\$ 8.492,9 milhões, uma redução de R\$ 357,5 milhões em relação a 2016. As principais variações que impactaram as deduções no período foram:

- (i) redução de R\$ 420,2 milhões de da conta de CDE;
- (ii) redução de R\$ 202,9 milhões de ICMS;
- (iii) redução de R\$ 171,6 milhões da conta de PIS/COFINS, conforme mencionado acima;
- (iv) compensado pelo aumento de R\$ 403,4 milhões da CCRBT.

RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA

Considerando as variações expostas acima, no 4T17, a Companhia registrou uma receita operacional líquida de R\$ 3.533,9 milhões, um aumento de R\$ 473,8 milhões em relação ao 4T16.

Em 2017 a receita operacional líquida foi de R\$ 13.168,5 milhões, uma melhora de 12,9% representando R\$ 1.508,6 milhões em relação ao ano de 2016. Além das variações apontadas acima, destaca-se:

- (i) efeito da compensação relativa ao ativo possivelmente inexistente, fruto da liminar obtida em favor da Companhia em janeiro de 2015, que apresentou um impacto positivo de R\$ 86,3 milhões no 1S16. A compensação do valor foi concluída ao final do ano regulatório 2015-2016, e, portanto, não apresentou nenhum efeito em 2017.

CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS

Os custos e despesas operacionais da Eletropaulo, excluindo depreciação e custo de construção, totalizaram R\$ 2.966,3 milhões no 4T17, um aumento de 16,6% em relação ao 4T16, em função do aumento nos custos da Parcela A. No ano, o total de custos e despesas operacionais somaram R\$ 11.071,3 milhões, contra R\$ 10.123,1 milhões em 2016, um aumento de 9,4%. As principais variações estão detalhadas a seguir:

Custos e Despesas Operacionais (R\$ milhões)	4T17	4T16	Var (%)	2017	2016	Var (%)
Parcela A	2.402,6	1.965,8	22,2%	8.743,6	7.681,0	13,8%
Energia Comprada para Revenda	2.128,7	1.828,2	16,4%	7.799,4	6.737,9	15,8%
Encargos Uso Rede Elétrica e Transmissão	273,9	137,6	99,0%	944,3	943,2	0,1%
PMSO	563,7	577,2	-2,3%	2.327,7	2.442,1	-4,7%
Pessoal e Entidade de Previdência	309,9	293,2	5,7%	1.214,6	1.139,2	6,6%
Pessoal	211,0	194,7	8,4%	821,9	783,5	4,9%
Entidade de Previdência	98,8	98,4	0,4%	392,7	355,7	10,4%
Serviços de Terceiros	144,1	140,4	2,6%	563,4	567,1	-0,6%
Materiais	13,8	17,2	-19,3%	61,5	77,1	-20,3%
PECLD	37,4	70,9	-47,2%	170,7	309,0	-44,8%
Multas	10,7	12,3	-12,8%	85,3	125,6	-32,0%
Contingências	12,5	(9,2)	-235,1%	45,8	24,8	84,5%
Outros	35,2	52,5	-32,8%	186,3	199,3	-6,5%
Total	2.966,3	2.543,0	16,6%	11.071,3	10.123,1	9,4%

* Não considera custo de construção e Depreciação/Amortização

Parcela A

Custo com Energia Elétrica Comprada para Revenda

No 4T17, a despesa com energia comprada para revenda aumentou em 16,4%, ou R\$ 300,5 milhões, em comparação ao 4T16, totalizando R\$ 2.128,7 milhões. Em 2017, tal despesa aumentou R\$ 1.061,5 milhões, uma variação de 15,8% em relação a 2016. Abaixo estão detalhadas as principais variações nas despesas com compra de energia elétrica:

- (i) **Risco Hidrológico:** o impacto do risco hidrológico no trimestre foi de R\$ 685,9 milhões, valor R\$ 478,3 milhões superior ao mesmo período de 2016, devido à baixa afluência em 2017 e aumento do despacho térmico. Em 2017, o risco hidrológico contribuiu negativamente em R\$ 2.024,0 milhões, aumento de R\$ 1.625,0 milhões;
- (ii) **Leilões²⁴:** redução de R\$ 223,3 milhões no trimestre, em função, principalmente, de uma redução de 19,5% no montante de energia adquirida no 4T17 em comparação ao 4T16, apesar do aumento de 2,0% na tarifa média no período. No ano, o valor reduziu R\$ 534,1 milhões em comparação com o ano anterior, explicado pelos mesmos fatores;
- (iii) **Itaipu:** aumento de R\$ 60,2 milhões, refletindo maior volume contratado em 2,0% no período e aumento da tarifa em dólar/kW. Em 2017, apresentou aumento de R\$ 104,6 milhões, explicado pelos mesmos motivos;
- (iv) **Proinfa:** aumento de R\$ 2,0 milhões, refletindo aumento de 12,0% na tarifa média entre os trimestres, parcialmente compensado pela de redução de 7,8% no volume de energia adquirida. No ano, a redução foi de R\$ 63,9 milhões.

Fontes de Compra de Energia	Tarifa Média de Energia Comprada por Fonte em R\$/MWh						% da Fonte	
	4T17	4T16	Var (%)	2017	2016	Var (%)	2017 Part.	2016 Part.
Itaipu	198,2	176,2	12,5%	200,1	192,5	3,9%	23,7%	20,5%
Leilão*	156,2	153,1	2,0%	147,3	139,3	5,7%	70,0%	73,8%
Angra 1 e 2	167,1	200,0	-16,4%	227,6	201,0	13,2%	4,1%	3,7%
Proinfa	272,4	243,3	12,0%	287,7	337,6	-14,8%	2,1%	2,0%
Tarifa**	240,1	171,5	40,0%	198,1	150,9	31,3%	100,0%	100,0%

* Considera Quotas de Garantia Física e Ressarcimento | ** Considera Quotas de Garantia Física, Ressarcimento e Risco Hidrológico

Volume de Energia Comprada por Fonte (GWh)	4T17	4T16	Var (%)	2017	2016	Var (%)
Itaipu	2.360,7	2.313,5	2,0%	9.344,5	9.166,8	1,9%
Leilão	6.585,7	8.176,9	-19,5%	27.552,6	32.956,2	-16,4%
Angra 1 e 2	566,6	411,0	37,9%	1.631,3	1.635,8	-0,3%
Proinfa	225,7	244,7	-7,8%	838,8	904,0	-7,2%
Volume Total	9.738,6	11.146,0	-12,6%	39.367,2	44.662,9	-11,9%

Custo com Encargos do Uso da Rede Elétrica e de Transmissão

As despesas com encargos do uso da rede elétrica e de transmissão totalizaram R\$ 273,9 milhões no 4T17, um aumento de 99,0%, ou R\$ 136,3 milhões, em comparação ao mesmo período de 2016. A variação é explicada, principalmente, pelo:

- (i) aumento do custo com uso da rede básica em R\$ 197,3 milhões devido ao aumento nas tarifas no reajuste tarifário 2017, decorrente da indenização de investimentos realizados por transmissoras que renovaram concessão em 2013;

²⁴ Inclui Cotas de Garantia Físicas, Ressarcimento relacionado aos leilões e Compra na CCEE.

- (ii) maiores despesas no montante de R\$ 38,5 milhões referente ao transporte de energia - Furnas/Itaipu em função da referida indenização às transmissoras; parcialmente compensado por:
- (iii) maiores custos no valor de R\$ 44,7 milhões do Encargo de Serviço do Sistema ("ESS"), devido ao maior custo com despacho de térmicas fora da ordem de mérito; parcialmente compensado por:
- (iv) maior valor recebido de recursos financeiros da CONER, no valor de R\$ 141,8 milhões.

Em 2017, as despesas com encargos do uso de rede elétrico e transmissão totalizaram R\$ 944,3 milhões, uma variação positiva de R\$ 1,1 milhão, valor estável comparado ao registrado em 2016, de R\$ 943,2 milhões. O resultado do período deve-se:

- (i) aumento do custo com uso da rede básica em R\$ 386,8 milhões devido ao aumento nas tarifas decorrentes da indenização de investimentos realizados por transmissoras que renovaram concessão em 2013;
- (ii) maiores despesas no montante de R\$ 80,4 milhões referente ao transporte de energia - Furnas/Itaipu em função da referida indenização às transmissoras; parcialmente compensado por:
- (iii) maior montante recebido de recursos da CONER de R\$ 309,6 milhões; e,
- (iv) menores custos na conta de ESS, R\$ 130,2 milhões inferior em relação a 2016, devido ao menor despacho térmico fora da ordem de mérito.

OPEX - PMSO (Pessoal, Material, Serviços e Outros)

No 4T17, o OPEX reportado foi de R\$ 536,7 milhões, uma redução de R\$ 13,5 milhões quando comparado ao mesmo período do ano de 2016, ou 2,3%. Excluindo o fundo de pensão, a redução representaria uma variação negativa de 2,9%.

Em 2017, OPEX reportado totalizou R\$ 2.327,7 milhões, uma redução de 4,7% em relação ao ano anterior, ou R\$ 114,4 milhões. Excluindo o fundo de pensão, tal redução totalizaria 7,3%.

As principais variações são detalhadas a seguir:

OPEX - R\$ milhões	4T17	4T16	Var (%)	2017	2016	Var (%)
Pessoal	211,0	194,7	8,4%	821,9	783,5	4,9%
Serviços de Terceiros	144,1	140,4	2,6%	563,4	567,1	-0,6%
Material	13,8	17,2	-19,3%	61,5	77,1	-20,3%
Outras Despesas	35,2	52,5	-32,8%	186,3	199,3	-6,5%
PMSO (ex-FCESP)	404,2	404,8	-0,1%	1.633,1	1.627,0	0,4%
PECLD e Baixas	37,4	70,9	-47,2%	170,7	309,0	-44,8%
Contingências	12,5	(9,2)	-235,1%	45,8	24,8	84,5%
Multas (DIC/FIC/DMIC/DICRI)	10,7	12,3	-12,8%	85,3	125,6	-32,0%
OPEX (ex-FCESP)	464,9	478,7	-2,9%	1.934,9	2.086,4	-7,3%
Entidade de Previdência	98,8	98,4	0,4%	392,7	355,7	10,4%
OPEX Reportado	563,7	577,2	-2,3%	2.327,7	2.442,1	-4,7%

Opex (em termos reais)²⁵

Em termos reais, o OPEX reportado, excluindo fundo de pensão, ficou inferior em R\$ 16,0 milhões no 4T17 comparado ao 4T16, com destaque para a redução nos grupos materiais e serviços, e de outras despesas, principalmente PECLD. No ano, a redução totalizou R\$ 193,8 milhões, em comparação a 2016 em termos reais. Desconsiderando o efeito de R\$ 9,2 milhões de despesas associadas ao Acordo com a Eletrobras, a redução do OPEX reportado teria sido de R\$ 203,0 milhões, redução superior ao projetado para a Companhia em seu Programa de Produtividade, conforme será detalhado na respectiva seção.

Pessoal

Pessoal - R\$ milhões	4T17	4T16	Var (%)	2017	2016	Var (%)
Pessoal e Encargos	211,0	194,7	8,4%	821,9	783,5	4,9%
Entidade de Previdência Privada	98,8	98,4	0,4%	392,7	355,7	10,4%
Total	309,9	293,2	5,7%	1.214,6	1.139,2	6,6%

Despesas com Pessoal e Encargos

No 4T17, as despesas com pessoal e encargos totalizaram R\$ 211,0 milhões, um incremento de 8,4% ou R\$ 16,3 milhões em comparação ao 4T16. Essa variação deve-se, sobretudo, ao:

- (i) aumento de R\$ 10,5 milhões devido a ajuste de provisão de remuneração variável, devido a melhora do resultado em relação a 2016;
- (ii) aumento de R\$ 9,3 milhões decorrente do reajuste de remuneração e benefícios em função de acordos coletivos de 2016 e 2017;
- (iii) redução de R\$ 7,2 milhões referente a maior capitalização devido ao aumento do CAPEX;

No ano, as despesas com pessoal e encargos totalizaram R\$ 821,9 milhões, um aumento de 4,9% em comparação ao ano anterior. Essa variação deve-se, principalmente, ao:

- (i) aumento de R\$ 36,3 milhões em função do reajuste de acordos coletivos;
- (ii) maiores dispêndios com assistência médica no montante de R\$ 12,0 milhões; e
- (iii) aumento de R\$ 8,0 milhões referente às despesas com rescisão e Programa de Incentivo à Aposentadoria; parcialmente compensados pela:
- (iv) redução de R\$ 18,4 milhões atrelada à maior capitalização de mão de obra devida ao maior volume de investimentos realizados em 2017.

Despesa com Entidade de Previdência Privada

No 4T17, a despesa com entidade de previdência privada somou R\$ 98,8 milhões, resultado em linha comparado ao 4T16, de R\$ 98,4 milhões.

Em 2017, a despesa com entidade de previdência privada somou R\$ 392,7 milhões, um aumento de 10,4% ou R\$ 37,1 milhões em comparação ao ano de 2016. Contribuiu para esta variação, a redução da taxa de desconto do passivo, reduzida de 7,30% ao final de 2015, para 6,05% no 1S16, com impacto em 2016, para 5,80% ao final de 2016, com impacto em 2017.

Despesas com materiais e serviços de terceiros

No 4T17, as despesas com materiais e serviços de terceiros totalizaram R\$ 157,9 milhões, resultado em linha quando comparado ao 4T16 de R\$ 157,6 milhões. O resultado no período deve-se, sobretudo a:

²⁵ Valores ponderados pela alíquota efetiva mensal (IPCA em relação aos custos de pessoal e IGP-M para demais custos) e em comparação com as despesas operacionais de 2016, excluindo as despesas com fundo de pensão.

- (i) aumento de R\$ 9,2 milhões referente às despesas associadas ao acordo com Eletrobras; parcialmente compensado por:
- (ii) ganhos do programa de produtividade, incluindo melhorias no processo de poda seletiva, otimização de recursos e impostos no valor de R\$ 2,8 milhões.

No ano, as despesas com materiais e serviços de terceiros totalizaram R\$ 624,9 milhões, uma redução de 3,0% ou R\$ 19,3 milhões em comparação a 2016. Esta variação deve-se, principalmente a:

- (i) redução de R\$ 21,0 milhões em função da otimização no processo de poda seletiva, com a utilização de equipes próprias para execução; e
- (ii) redução de R\$ 8,0 milhões devido ao aumento na produtividade nas ações de corte e cobrança, consequência da ampliação do papel do leiturista em agente comercial; parcialmente compensados pelo:
- (iii) aumento de R\$ 9,2 milhões referente às despesas associadas ao acordo com Eletrobras; e
- (iv) aumento de R\$ 4,0 milhões referente a despesas com o processo de migração para o Novo Mercado.

Outras despesas operacionais

As principais despesas incluídas neste grupo são: (a) Perda Estimada com Créditos de Liquidação Duvidosa (“PECLD”) e Baixas; (b) Provisão de Litígios e Contingências (c) compensações de DIC/FIC/DMIC/DICRI e (d) Demais Despesas, incluindo aluguéis, publicidade, IPTU, entre outros.

Outras Despesas Operacionais R\$ milhões	4T17	4T16	Var (%)	2017	2016	Var (%)
PECLD	37,4	70,9	-47,2%	170,7	309,0	-44,8%
Provisão de Litígios e Contingências	12,5	(9,2)	-235,1%	45,8	24,8	84,5%
DIC / FIC / DMIC / DICRI	10,7	12,3	-12,8%	85,3	125,6	-32,0%
Outros	35,2	52,5	-32,8%	186,3	199,3	-6,5%
Total	95,9	126,4	-24,1%	488,2	658,7	-25,9%

Outros: Multas, arrendamentos e aluguéis, indenizações, perdas e danos, publicidade, tarifas bancárias, IPTU, baixa de ativos, etc

No 4T17, o total de Outras Despesas Operacionais manteve a redução apresentada nos demais trimestres, caindo 24,1%, ou R\$ 30,5 milhões, em comparação ao mesmo período de 2016, totalizando R\$ 95,9 milhões. Dentre os principais componentes deste grupo, destacam-se as variações a seguir:

- (i) redução de R\$ 33,4 milhões em despesas com PECLD, resultado da implementação de novas ações de cobrança, como a criação de uma célula dedicada ao público de baixa renda, lançamento da plataforma de negociação online e ampliação do papel do leiturista, com diminuição do ticket médio da carteira de inadimplentes no trimestre em 17,4% (R\$ 105,5/MWh no 4T17 versus R\$ 113,5/MWh no 4T16), fruto das iniciativas do Programa de Produtividade, com redução no volume médio de clientes inadimplentes (218,5 mil no 4T17 versus 258,3 mil no 4T16); e
- (ii) redução em R\$ 1,6 milhão com DIC / FIC / DMIC do 4T17 comparado ao 4T16, refletindo melhora nos indicadores de qualidade, fruto dos resultados do Programa de Produtividade; parcialmente compensados pelo:
- (iii) aumento de R\$ 21,7 milhões em contingências, no 4T17 quando comparado ao 4T16, referente a mudança do critério de contabilização trabalhista em 2016, gerando redução no exercício citado.

Em 2017, a redução foi de 25,9%, ou R\$ 170,5 milhões, em comparação ao 2016, totalizando R\$ 488,2 milhões realizados no período. Destacam-se, entre os principais componentes, as variações abaixo:

- (i) redução de R\$ 138,3 milhões em despesas com PECLD, resultado da implementação de novas ações de cobrança, como indicado anteriormente, com diminuição do ticket médio da carteira de

inadimplementos em 15,5% (R\$ 101,0/MWh em 2017 vs R\$ 119,5/MWh em 2016), com redução na quantidade média de clientes inadimplentes em 8,2% (233,5 mil em 2017 vs 254,5 mil em 2016);

- (ii) redução de R\$ 40,2 milhões com DIC/FIC/DMIC/DICRI, como resultado do nosso Programa de Produtividade e consequente melhoria dos indicadores de qualidade, conforme indicado anteriormente; e
- (iii) reconhecimento de R\$ 16,9 milhões com es referente ao valor a receber de empreiteiras devido às faltas de materiais identificados nos inventários realizados em seus depósitos; parcialmente compensados pelo:
- (iv) aumento de R\$ 21,0 milhões em provisão para processos judiciais devido, principalmente, à mudança no critério de contabilização trabalhista realizada em 2016, conforme indicado.

PROGRAMA DE PRODUTIVIDADE

A Companhia divulgou no início de 2017, o Plano Estratégico de Criação de Valor, no qual se insere o Programa de Produtividade, que tem como consequência a redução das despesas operacionais²⁶, considerando diversas iniciativas detalhadas ao longo deste documento, que se baseiam em:

a. Recuperação dos Indicadores de Qualidade (redução de DEC e FEC) por meio de:

- (i) Novo patamar de investimentos;
- (ii) Inteligência da rede;
- (iii) Revisão e Digitalização de processos.

b. Gestão da Receita por meio de:

- (i) Desenvolvimento de sistema para antecipar o comportamento dos clientes;
- (ii) Trazer inteligência para o processo;
- (iii) Transformação do leiturista em agente comercial.

c. Eficiência como resultado de maior produtividade.

Atuando em todas estas frentes, que se traduzem, principalmente em redução das compensações e PECLD, a Companhia demonstrou seu comprometimento com as metas estabelecidas no Programa de Produtividade e atingiu em 2017, R\$ 203,0 milhões de redução de despesas operacionais, acima dos R\$ 200,0 milhões de meta.

Para 2018, a redução esperada é de 150 milhões e para 2019, R\$ 100 milhões, somando R\$ 453,0 milhões no período de 2017 a 2019. Os valores são em termos reais ponderados pela alíquota efetiva mensal (IPCA em relação aos custos de pessoal e IGP-M para demais custos) e em comparação com as despesas operacionais de 2016, excluindo as despesas com fundo de pensão e o impacto do reconhecimento, em dezembro, dos valores decorrentes do acordo com Eletrobras (R\$ 9,2 milhões).

²⁶ Valores são em termos reais, ponderados pela alíquota efetiva mensal (IPCA em relação aos custos de pessoal e IGP-M para demais custos), em comparação com o resultado de 2016, excluindo as despesas com fundo de pensão e o impacto do reconhecimento, em dezembro, dos valores decorrentes do acordo com Eletrobras (R\$ 9,2 milhões).

EBITDA AJUSTADO²⁷

No 4T17, o EBITDA Ajustado pelo fundo de pensão registrou crescimento de 11,4%, em comparação ao mesmo período de 2016, totalizando R\$ 363,8 milhões. O aumento de R\$ 37,2 milhões no EBITDA Ajustado é explicado, principalmente por:

- (i) redução de R\$ 13,8 milhões no OPEX, ajustado pelo fundo de pensão, como resultado das ações do Programa de Produtividade empenhadas pela Companhia;
- (ii) impacto positivo de R\$ 37,7 milhões referente a efeitos regulatórios/tributários, principalmente:
 - a. efeito positivo da atualização monetária do ativo financeiro;
 - b. efeito positivo da neutralização da variação cambial de Itaipu; e,
 - c. composição de CVA referente a não neutralidade de risco hidrológico.
- (iii) impacto negativo de mercado em R\$ 14,3 milhões, principalmente, em decorrência das variações no volume cativo.

O EBITDA reportado no 4T17 foi de R\$ 265,0 milhões, ante um EBITDA de R\$ 228,1 milhões no 4T16, apresentando um aumento de R\$ 36,9 milhões, ou 16,2%.

No ano, o EBITDA Ajustado pelo fundo de pensão e ativo possivelmente inexistente registrou crescimento significativo de 45,0%, em comparação a 2016, totalizando R\$ 1.454,9 milhões. O aumento de R\$ 451,3 milhões é explicado principalmente, por:

- (i) redução de R\$ 151,4 milhões no OPEX ajustado pelo fundo de pensão, já contemplando os resultados das ações do Programa de Produtividade;
- (ii) impacto positivo de R\$ 211,8 milhões referente a efeitos regulatórios/tributários, principalmente, devido a:
 - a. efeito positivo da alteração na base de cálculo do PIS/COFINS sobre ICMS-ST (clientes ACL);
 - b. efeito positivo dos ressarcimento de contratações bilaterais;
 - c. efeito negativo da atualização monetária do ativo financeiro;
 - d. efeito positivo da neutralização da variação cambial de Itaipu;
 - e. efeito negativo da recontabilização da liquidação de 2012 a 2015.
- (iii) efeito positivo na margem, no valor de R\$ 88,1 milhões, em decorrência do reajuste tarifário de 2017, parcialmente compensado pelas variações no volume cativo.

O EBITDA reportado em 2017 foi de R\$ 1.062,2 milhões, ante um EBITDA de R\$ 734,3 milhões em 2016, apresentando um aumento de R\$ 327,9 milhões, ou 44,7%.

RESULTADO FINANCEIRO

A Companhia registrou no 4T17 um resultado financeiro negativo em R\$ 1.596,2 milhões, em comparação com o resultado financeiro negativo de R\$ 91,8 milhões reconhecido no 4T16. Esta variação é decorrente, principalmente, do reconhecimento integral do acordo celebrado com a Eletrobras e correção de custos associados, totalizando R\$ 1.508,3 milhões.

Em 2017, o resultado financeiro líquido totalizou R\$ 1.802,4 milhões negativos ante R\$ 228,5 milhões negativos em 2016, representando uma redução de R\$ 1.574,0 milhões.

As variações das receitas e despesas financeiras dos períodos estão detalhadas a seguir:

²⁷ Ajustes referentes as despesas com fundo de pensão e ativo possivelmente inexistente (apenas em 2016).

Receitas Financeiras

As receitas financeiras totalizaram R\$ 65,5 milhões no 4T17, uma redução de R\$ 9,1 milhões em relação aos R\$ 74,6 milhões registrados no 4T16. Esse desempenho é explicado principalmente pela:

- (i) redução de R\$ 16,3 milhões da renda de aplicações financeiras em função das menores disponibilidades e redução do CDI médio no período (7,46% no 4T17 e 13,85% no 4T16);
- (ii) reclassificação da receita financeira para Receita Operacional no valor de R\$ 6,0 milhões principalmente referente à multas relacionadas a atividade operacional; e
- (iii) aumento de R\$ 1,0 milhão de multas e atualização monetária e juros sobre contas de energia atrasadas.

A receita financeira da Companhia em 2017 totalizou R\$ 340,1 milhões ante R\$ 434,9 milhões em 2016, representando uma redução de 21,8%. Esse resultado é explicado, principalmente, pela:

- (i) menor receita, em R\$ 36,1 milhões, com rendimento de aplicações financeiras, reflexo da menor disponibilidade de caixa e do CDI médio, de 10,07% em 2017 vs. 14,06% em 2016;
- (ii) redução de R\$ 43,4 milhões com multas, atualização monetária e juros sobre contas atrasadas em função dos esforços da Companhia na estratégia de Gestão da Receita;
- (iii) redução de R\$ 48,0 milhões na linha de atualização monetária do ativo financeiro setorial; parcialmente compensado pelo:
- (iv) aumento de R\$ 43,4 milhões referente à receita de atualização monetária de créditos retroativos de PIS/COFINS, oriundo da exclusão do ICMS-ST (clientes ACL) da base de cálculo.

Despesas Financeiras

A despesa financeira da Companhia no 4T17 totalizou R\$ 1.652,8 milhões, um aumento de R\$ 1.489,0 milhões, quando comparado ao mesmo período do ano anterior. Essa variação é explicada, principalmente, por:

- (i) pelo reconhecimento, em dezembro de 2017, do valor integral do acordo com a Eletrobras no valor de R\$ 1.500,0 milhões; e
- (ii) R\$ 8,3 milhões referentes a correção de custos associados ao referido acordo; parcialmente compensado pela:
- (iii) redução dos encargos da dívida com impacto positivo em R\$ 41,4 milhões em função da redução do CDI médio no período (7,46% no 4T17 e 13,85% no 4T16).

A despesa financeira totalizou R\$ 2.138,7 milhões em 2017, um aumento de R\$ 1.440,0 milhões quando comparada a 2016. Essa variação é explicada, principalmente:

- (i) pelo reconhecimento, em dezembro de 2017, do valor integral do acordo com a Eletrobras no valor de R\$ 1.500,0 milhões;
- (ii) R\$ 8,3 milhões referentes a correção de custos associados ao referido acordo; e
- (iii) por maior despesa de R\$ 66,2 milhões com atualização monetária do passivo financeiro setorial; parcialmente compensada por
- (iv) menores custos com encargos da dívida no valor de R\$ 143,5 milhões devido, principalmente, ao CDI médio de 10,07% em 2017 vs. 14,06% registrado em 2016.

Variações Cambiais Líquidas

No 4T17, as variações cambiais líquidas apresentaram resultado negativo de R\$ 8,9 milhões ante R\$ 2,6 milhões no 4T16, um aumento de R\$ 6,3 milhões em função da oscilação cambial referente à aquisição de energia de Itaipu.

No acumulado do ano as variações cambiais líquidas encerraram com resultado negativo de R\$ 3,8 milhões ante ganho de R\$ 35,3 milhões em 2016. A variação negativa de R\$ 39,1 milhões é justificada pelo mesmo motivo exposto acima.

LUCRO LÍQUIDO

No 4T17, a Companhia reportou um prejuízo líquido de R\$ 962,7 milhões versus um lucro líquido reportado de R\$ 19,4 milhões no 4T16. Essa variação é explicada pelas variações abaixo:

- (i) variação negativa no resultado financeiro de R\$ 1.504,4 milhões, principalmente pelo reconhecimento do acordo com a Eletrobras, para encerramento de disputa judicial; e
- (ii) aumento das despesas com depreciação e amortização em R\$ 2,4 milhões;
- (iii) aumento nas despesas com fundo de pensão em R\$ 0,4 milhões; parcialmente compensado pelo
- (iv) aumento do EBITDA ajustado pelo fundo de pensão de R\$ 37,2 milhões em relação ao 4T16, em função principalmente do resultado das ações do programa de produtividade; e
- (v) menores impostos (IR/CSLL) em R\$ 487,8 milhões, em comparação ao 4T16, em razão do maior diferimento devido ao reconhecimento de despesas decorrentes do referido acordo com Eletrobras.

Em 2017, a Companhia registrou um prejuízo líquido de R\$ 844,4 milhões, ante um lucro líquido de R\$ 20,9 milhões em 2016. A variação de R\$ 865,3 deve-se ao:

- (i) variação negativa no resultado financeiro de R\$ 1.574,0 milhões, principalmente pelo reconhecimento do referido acordo com a Eletrobras;
- (ii) aumento das despesas com fundo de pensão em R\$ 37,1 milhões;
- (iii) aumento com depreciação e amortização no valor de R\$ 33,6 milhões; e
- (iv) ativo possivelmente inexistente no valor de R\$ 86,3 milhões, com impacto no 1S16; parcialmente compensados pelo:
- (v) aumento do EBITDA ajustado pelo fundo de pensão e ativo possivelmente inexistente (2016) em R\$ 451,3 milhões se comparado a 2016; e
- (vi) menores impostos (IR/CSLL) em R\$ 414,3 milhões, em comparação a 2016, reflexo do reconhecimento de despesas decorrentes do acordo com a Eletrobras, conforme explicado anteriormente.

ATIVOS E PASSIVOS FINANCEIROS SETORIAIS LÍQUIDOS

No ano de 2017, a Companhia registrou uma CVA Líquida Passiva (“a pagar”) de R\$ 95,1 milhões, uma redução de R\$ 173,6 milhões em relação ao saldo de CVA Líquida Passiva de R\$ 268,7 milhões em 2016, conforme detalhado a seguir.

Ativos e Passivos Financeiros Setoriais	4T16	Diferimentos	Amortização	Bandeira	Atualização Monetária	Reclassificações	4T17
Itaipu	978,2	413,8	(865,6)	-	54,0	(109,6)	470,7
Proinfa	24,6	(22,0)	(12,7)	-	(0,6)	-	(10,7)
Transporte - Rede Básica	29,7	56,0	(27,7)	-	3,2	-	61,3
Transporte - Itaipu	5,8	12,9	(4,9)	-	0,6	-	14,4
CDE	42,1	(250,5)	(44,7)	-	(21,1)	(49,8)	(324,0)
Custo de Energia	(581,2)	1.767,4	713,0	(976,4)	(36,9)	75,1	961,1
Encargos do Serviço de Sistema	(376,7)	(759,4)	282,3	-	(37,7)	44,3	(847,3)
Demais Ativos e Passivos Financeiros Setoriais	(391,1)	(143,3)	101,5	-	(27,8)	40,0	(420,7)
Neutralidade Parcela A	200,4	82,3	(197,0)	-	7,0	-	92,7
Sobrecontratação	96,5	(92,3)	4,2	-	9,1	(0,6)	16,9
RTE	(416,2)	-	347,1	-	(15,7)	84,9	-
Ultrapassagem de Demanda e Excedente de Rea	(206,1)	(88,8)	-	-	(24,7)	-	(319,6)
Fator Xq	(61,3)	55,7	-	-	5,6	-	(0,0)
Devolução Angra III	-	175,1	(66,9)	-	3,0	(44,3)	66,9
Risco Hidrológico	-	(226,6)	-	-	(3,4)	-	(230,0)
Outros	(4,3)	(48,7)	14,0	-	(8,6)	-	(47,6)
Total	(268,7)	1.075,0	141,1	(976,4)	(66,2)	-	(95,1)

O ativo setorial líquido de R\$ 1.075,0 milhões averiguado nos diferimentos deste trimestre podem ser explicados, principalmente, pelo:

- (i) ativo financeiro setorial diferido no valor de R\$ 1.767,4 milhões referente ao aumento do custo de compra de energia associado as piores condições hidrológicas.
- (ii) aumento do custo de aquisição de energia de Itaipu no montante de R\$ 413,8 milhões devido à maior tarifa em dólares;
- (iii) constituição de ativo financeiro setorial no valor de R\$ 175,1 milhões no 2T17 referente à devolução tarifária antecipada dos custos de Angra III; parcialmente compensada por;
- (iv) redução dos ESS que constituiu um passivo financeiro regulatório diferido no valor de R\$ 759,4 milhões devido ao menor despacho térmico fora da ordem de mérito;
- (v) constituição de passivo financeiro setorial de R\$ 250,5 milhões devido à redução do encargo da CDE; e
- (vi) adiantamento de componente financeiro referente à cobertura do risco hidrológico no valor de R\$ 473,1 milhões previsto no processo tarifário de 2017 das distribuidoras, ocorrendo a reversão mensal, totalizando R\$ 226,6 milhões no 4T17.

ENDIVIDAMENTO

A Companhia registrou em 31 de dezembro de 2017 uma dívida bruta²⁸ de R\$ 4.817,2 milhões, montante 5,2% maior em relação a 2016, R\$ 4.580,7 milhões.

As disponibilidades somaram R\$ 601,3 milhões em 2017, ante R\$ 1.067,6 milhões no ano anterior redução explicada pela piora no cenário hidrológico no 2S17 acompanhada pelo aumento dos investimentos realizados pela Companhia em 2017 vs. 2016.

Dessa forma, a dívida líquida da Companhia totalizou R\$ 4.216,0 milhões em 31 de dezembro de 2017, um aumento de R\$ 702,9 milhões em relação ao saldo de R\$ 3.513,1 milhões do ano anterior. Esse aumento deve-se principalmente à:

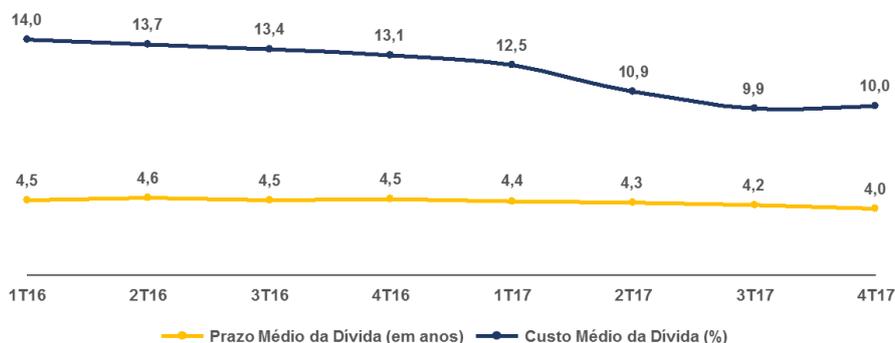
- (i) redução das disponibilidades em R\$ 466,4 milhões;
- (ii) emissões de R\$ 839,3 milhões, no período, incluindo debêntures, notas promissórias e CCB com destaque para (i) a 3ª emissão de nota promissória no valor de R\$ 100 milhões; (ii) a emissão da 20ª e 21ª emissão de debêntures que totalizaram o valor de R\$ 456,9 milhões e (iii) a emissão da CCB com Banco Safra no valor de R\$ 200,0 milhões referente a empréstimo ponte para FINEM; parcialmente compensados pelas;
- (iii) amortizações de debêntures, CCB, FINEM, FINEP e Nota Promissória, contemplando principal e juros no valor de R\$ 909,7 milhões, com destaque para amortização do principal dos seguintes instrumentos (i) CCB Bradesco no valor de R\$ 120,0 milhões mais juros; (ii) 13ª debênture no valor de R\$ 80,0 milhões mais juros; (iii) 17ª emissão de debêntures no valor de R\$ 90,0 milhões mais juros e (iv) 19ª emissão de debêntures no valor de R\$ 71,1 milhões mais juros;
- (iv) redução do saldo do fundo de pensão (“FUNCESP”) em R\$ 61,1 milhões.

Dívida - R\$ milhões	2017	2016	Var (%)
Empréstimos, Financiamentos e Debêntures	3.569,0	3.271,4	9,1%
Fundo de Pensão	1.248,2	1.309,3	-4,7%
(-) Disponibilidades ¹	601,3	1.067,6	-43,7%
Dívida Líquida	4.216,0	3.513,1	20,0%
EBITDA (12 meses)	1.062,2	734,3	44,7%
Despesa com FUNCESP (12 meses)	392,7	355,7	10,4%
EBITDA Ajustado (12 meses)	1.454,9	1.090,0	33,5%
Despesa financeira sobre empréstimos²	445,1	505,3	-11,9%
Dívida Líquida/EBITDA Ajustado	2,90	3,22	-10,1%
EBITDA Ajustado/Despesa financeira²	3,27	2,16	51,5%

¹ - Caixa, equivalentes de caixa e investimentos de curto prazo | ² - Despesa financeira sobre empréstimos (caixa) (12 meses)

²⁸ Dívida Bruta corresponde ao somatório dos empréstimos, financiamentos, arrendamento financeiro e debêntures de curto e longo prazo, além do saldo devedor com o fundo de pensão de R\$ 1.248,2 milhões em 31 de dezembro de 2017 (não considerando o efeito líquido de ganhos/perdas atuariais no montante de R\$ 2.458,9 milhões) e R\$ 1.309,3 milhões em 31 de dezembro de 2016.

Custo e Prazo Médio da Dívida *



* Prazo médio considera principal; custo médio considera principal e juros.

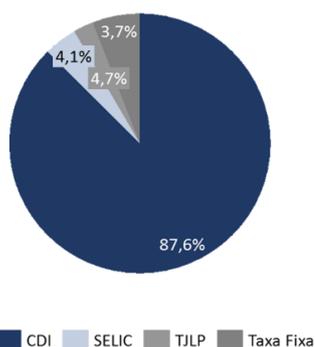
Em 31 de dezembro de 2017, a dívida da Eletropaulo atrelada ao CDI²⁹ foi de R\$ 3.132,0 milhões com um custo médio de CDI + 2,03 % a.a., maior do que o registrado em 2016 de CDI + 1,92 % a.a. sob a dívida de R\$ 2.810,7 milhões em função, principalmente, das novas emissões e pagamentos de dívidas ocorridas no período, conforme descritas anteriormente.

O saldo da dívida atrelada aos demais índices³⁰, principalmente IGP-DI + 5,9% a.a. totalizou R\$ 1.601,5 milhões em 31 de dezembro de 2017 vs. R\$ 1.693,1 milhões ao custo médio de IGP-DI + 5,5% a.a. registrado em 2016.

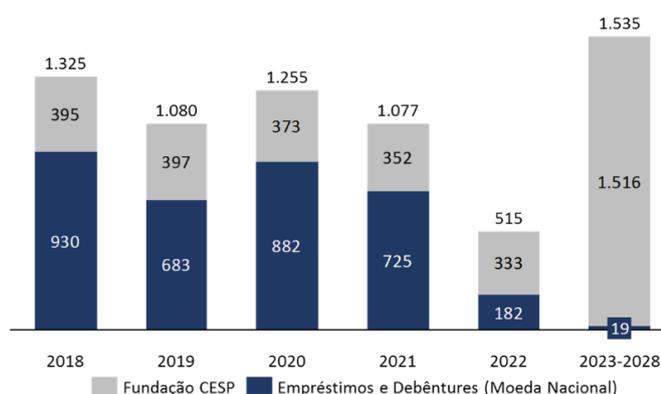
O prazo médio da dívida em 31 de dezembro de 2017 era de 4,0 anos, patamar inferior ao prazo de 4,5 anos do ano anterior, também explicado pelas novas emissões e pagamentos de dívidas ocorridos neste exercício.

A seguir, é mostrada a segregação da dívida bruta da Companhia por indexador e cronograma de amortização:

Dívida Bruta por Indexador *



Cronograma de Amortização ** – R\$ milhões



* Referente a Empréstimos, Financiamentos e Debêntures. | ** Fluxo composto por amortização de principal, juros acumulados e saldos de diferidos. Não considera arrendamento financeiro.

²⁹ Dívida atrelada ao CDI compreende ao somatório de principal e encargos das debêntures, nota promissória e cédulas de crédito bancário (CCB).

³⁰ A dívida atrelada aos demais índices compreende ao somatório do FINEM, FINEP e fundo de pensão (excluindo corredor). Não considera arrendamento financeiro.

Escala de rating da Companhia

Em 16 de agosto de 2017, a S&P elevou o rating da Companhia em escala nacional em dois níveis, de “A-” para “A+”, com perspectiva estável. De acordo com a agência, a nova classificação de risco reflete o impacto da alteração de perspectiva do rating soberano, com alteração na tabela de mapeamento de ratings, anunciada na mesma data.

Em 25 de setembro de 2017, a Fitch afirmou em, ‘BB’ os IDRs (*Issuer Default Ratings* - Ratings de Probabilidade de Inadimplência do Emissor) em Moedas Estrangeira e Local da Companhia e o Rating Nacional de Longo Prazo ‘AA- (bra)’. A Perspectiva dos ratings corporativos é estável.

Escola	Ratings	Fitch ¹	S&P ²	Moody's ³
	Nacional	AA-	A+	A3
	Internacional	BB	BB-	Ba3

Últimas atualizações: Fitch - Set'17; S&P - Ago'17; Moody's - Mar'17

Emissões Recentes

Em 8 de janeiro de 2018, a Companhia concluiu a 22ª emissão de debêntures simples no montante total de R\$ 300,0 milhões. O prazo de vencimento é de 1 ano contados da data de emissão com o pagamento de juros remuneratórios equivalentes a CDI + 2,95% a.a. Os recursos líquidos foram destinados ao reperfilamento do passivo da Companhia e reforço de capital de giro.

Cláusulas Restritivas (“Covenants”)

Para efeito de cálculo dos covenants em contratos de dívida da Companhia, considera-se o saldo devedor com o fundo de pensão de R\$ 1.248,2 milhões em 31 de dezembro de 2017 (não considerando o efeito das perdas atuariais líquidas do plano de pensão, registradas em “Outros resultados abrangentes”, no montante de R\$ 2.458,9 milhões).

Considerando o EBITDA previsto nos covenants³¹ dos últimos 12 meses findos em 30 de setembro de 2017, a Eletropaulo apresentou indicadores Dívida Líquida/EBITDA Ajustado de 2,90x, e EBITDA Ajustado/Despesa Financeira de 3,27x.

Os covenants das dívidas são:

- (i) Dívida Líquida/EBITDA Ajustado não pode ser superior a 3,5x e
- (ii) EBITDA Ajustado/Despesa Financeira não pode ser inferior a 1,75x.

Desta forma, em 31 de dezembro de 2017, a Companhia estava dentro dos limites estabelecidos nos seus contratos de dívida.

³¹ O EBITDA ajustado corresponde ao somatório dos últimos doze meses do resultado operacional conforme demonstrativo contábil consolidado na linha “Resultado Operacional” (excluindo as receitas e despesas financeiras), todos os montantes de depreciação e amortização e todos os montantes relativos com entidade de Previdência Privada classificado na conta de “custo de operação”.

INVESTIMENTOS

No 4T17, a Eletropaulo investiu R\$ 300,5 milhões. Destes, R\$ 264,5 milhões foram realizados com recursos próprios e R\$ 36,6 milhões correspondem a projetos financiados pelos clientes.

No ano de 2017, a Companhia investiu R\$ 1.026,0 milhões. Destes R\$ 911,2 foram realizados com recursos próprios e R\$ 114,9 correspondem a projetos financiados pelos clientes.

Investimentos - R\$ milhões	4T17	4T16	Var (%)	2017	2016	Var (%)
Serviços ao cliente e expansão do sistema	156,6	112,5	39,2%	486,1	320,5	51,6%
Confiabilidade operacional	74,7	90,7	-17,7%	306,3	244,1	25,5%
Recuperação de perdas	4,1	2,7	52,1%	12,0	8,1	47,8%
Tecnologia da Informação	21,0	4,5	365,3%	48,0	33,9	41,7%
Outros	8,2	34,9	-76,6%	58,8	74,9	-21,5%
Total com Recursos Próprios	264,5	245,3	7,8%	911,2	681,5	33,7%
Financiado pelo cliente	36,0	40,3	-10,6%	114,9	110,0	4,4%
Total	300,5	285,6	5,2%	1.026,0	791,5	29,6%

Para 2017 a Companhia previa investir R\$ 942,0 milhões, número 8,9% (ou R\$ 84,0 milhões) inferior ao investimento realizado. O incremento nos investimentos no ano de 2017, alinhado com o Plano Estratégico de Criação de Valor da Companhia, teve como objetivo melhor atender aos clientes, por meio da melhor qualidade da rede, e incrementar a base de remuneração regulatória, visando melhorar a receita e reduzir de Opex a medida que os investimentos são direcionados à maior eficiência da operação, combinando no aumento do EBITDA.

A variação de R\$ 84,0 milhões entre o investimento realizado e o projetado para o ano tem como justificativas: (i) a variação positiva, de R\$ 69,9 milhões da conta de investimentos com Recursos Próprios, resultante principalmente de investimento no sistema para a melhoria da qualidade do fornecimento de energia, e (ii) a variação positiva, de R\$ 14,2 milhões, dos projetos financiados pelos clientes referente principalmente à conversão e remoção de redes e alteamento de linhas de alta tensão.

Principais Investimentos no 4T17 e em 2017

Serviços ao Cliente e Expansão do Sistema

Visam o atendimento ao crescimento do mercado e melhoria da capacidade do sistema, com a ampliação/reforço de subestações, instalação de bancos de capacitores e reforço de redes subterrâneas.

No 4T17, R\$ 57,6 milhões foram investidos na adição de 65,7 mil novos clientes, na religação de 11,9 mil clientes com emprego de medidor e na regularização de 19,5 mil conexões informais. Na expansão, foram investidos R\$ 99,0 milhões no sistema para a melhora da qualidade do fornecimento, destacam-se a Construção da Subestação Granja Viana com 3 transformadores de 40 MVA e 6 circuitos primários de distribuição (GVI-103, 105, 108, 109 e 111) beneficiando mais que 152 mil clientes nos Municípios Barueri, Carapicuíba, Cotia, Itapevi, Jandira e Osasco; a Construção da Subestação Caucaia com 2 transformadores de 20 MVA, beneficiando mais de 33,9 mil clientes nos Municípios Cotia, Itapevi e Vargem Grande Paulista; o acréscimo de 15 MVA em capacidade na Subestação Utinga com a substituição de 2 transformadores, beneficiando mais de 57 mil clientes nos Municípios Santo André e São Caetano do Sul. Também foi inaugurado o circuito primário de distribuição CAI-108 e recapitados os circuitos primários de distribuição CUP-110 e ITP-112.

Em 2017, R\$ 191,6 milhões foram investidos na adição de 228,7 mil novos clientes, na religação de 61,1 mil clientes com emprego de medidor e na regularização de 65,5 mil conexões informais. Na expansão do sistema, foram investidos R\$ 294,5 milhões no sistema para a melhora da qualidade do fornecimento de energia. No total, o investimento na frente de Serviços ao Cliente e Expansão do Sistema, totalizou R\$ 486,1 milhões, valor 51,6% superior ao investido em 2016.

Confiabilidade Operacional

Objetiva reduzir as ocorrências na rede elétrica, aumentando a resiliência do fornecimento, evitando acidentes com a população e modernizando a rede de distribuição, por meio da substituição de postes de madeira, digitalização de subestações e manutenção/preservação dos sistemas da subtransmissão e subterrâneo, saneamento de anomalias em religadores automáticos e equipamentos de telecomunicações.

No 4T17 foram investidos R\$ 74,7 milhões em projetos de manutenção preventiva e corretiva da rede, além da modernização da subtransmissão e redes subterrâneas, ante R\$ 90,7 milhões investidos no 4T16.

Em 2017 foram investidos R\$ 306,3 milhões em projetos de manutenção preventiva e corretiva da rede, além da modernização da subtransmissão e redes subterrâneas. Este montante é R\$ 62,2 milhões acima, ou 25,5% maior, ao total investido em 2016.

Recuperação de Perdas

Objetiva a diminuição das ligações ilegais, recuperação de receita e diminuição do risco para os clientes regulares da Companhia.

No 4T17 o montante investido em recuperação de perdas atingiu R\$ 4,1 milhões, valor 52,1% acima do investido no 4T16, de R\$ 2,7 milhões. Foram realizadas 12,6 mil regularizações, com emprego de medidor, por meio de inspeções de fraude e anomalias.

Em 2017 o montante investido em recuperação de perdas atingiu R\$ 12,0 milhões, valor 47,8% acima do investido em 2016, de R\$ 8,1 milhões. Foram realizadas 46,2 mil regularizações, com emprego de medidor, por meio de inspeções de fraude e anomalias.

Tecnologia da Informação

Visa melhorias no conjunto de atividades e soluções providas por recursos de computação buscando melhor produção, armazenamento, transmissão, acesso, segurança e uso das informações.

No 4T17 foram investidos R\$ 21,0 milhões em projetos de tecnologia da informação, e no total de 2017 os investimentos somaram R\$ 48,0 milhões em projetos relacionados à modernização e automação dos sistemas de distribuição e operação da Companhia. Este total representou um aumento de 41,7% no montante investido, em comparação aos R\$ 33,9 milhões realizados em 2016.

Outros

No 4T17, foram investidos R\$ 8,2 milhões em outros projetos referentes principalmente a manutenções prediais e segurança eletrônica e no acumulado do ano, foram investidos R\$ 58,8 milhões, valor 21,5% inferior ao investidor em 2016.

Financiado pelo Cliente

Os investimentos financiados pelos clientes totalizaram R\$ 36,0 milhões no 4T17 e referem-se principalmente à conversão e remoção de redes, alteamento de linhas de alta tensão, entre outros.

No acumulado do ano os investimentos financiados pelos clientes totalizaram R\$ 114,9 milhões e também se referem, principalmente, à conversão e remoção de redes, alteamento de linhas de alta tensão, entre outros. Em comparação a 2016, os investimentos realizados pelos clientes foram 4,4% superiores.

Investimento Remunerável

O investimento remunerável, também denominado como Base de Remuneração, é constituído pelo Ativo Imobilizado em Serviço - AIS e Almoarifado de Operação, deduzido do saldo das Obrigações Vinculadas ao Serviço Público de Energia Elétrica ("Obrigação Especial"). Sobre o valor líquido da base de remuneração é calculada a remuneração, e sobre o valor bruto, a cota de depreciação, que fazem parte da Parcela "B" da Receita Requerida - RR da Concessionária, homologada pela Resolução Homologatória No 2.263 ANEEL de 27/06/2017.

A tabela a seguir apresenta os valores da Base de Remuneração aprovada pela ANEEL para o 4º ciclo de Revisão Tarifária Periódica vigente de julho de 2015 a julho 2019 e suas atualizações pelo IGP-M dos subsequentes reajustes tarifários, em cálculo efetuado pela Companhia para referência, não sendo consideradas eventuais adições/baixas do Ativo em decorrência dos investimentos realizados pela Companhia.

A variação percebida no reajuste ocorrido em julho de 2017, no qual vemos uma diminuição do Ativo Imobilizado em Serviço Bruto em comparação a julho de 2016 está diretamente relacionada a queda do fator (IGP-M do referido período) de atualização utilizado.

Componentes de Investimentos Remunerável (R\$ milhões)	Revisão (1) jul/15	Reajuste jul/16	Reajuste jul/17
a) Ativo Imobilizado em Serviço Bruto	21.183,1	23.769,0	23.584,0
b1) (-) Depreciação Acumulada	13.391,3	15.026,0	14.909,0
b2) (-) Depreciação Acumulada %	63,2%	63,2%	63,2%
c1) (-) Obrigação Especial Bruta	2.315,6	2.598,3	2.578,1
c2) (-) Obrigação Especial Líquida	1.767,6	1.983,4	1.967,9
d) Bens 100% depreciados	6.147,9	6.898,4	6.844,7
e) Terrenos e Servidões	456,4	512,1	508,1
f) = Ativo Imobilizado em Serviço Bruto Depreciável*	12.263,3	13.760,3	13.653,1
g) (+) Almojarifado	56,7	63,6	63,1
h) = Investimento Remunerável (Base Remuneração)**	6.080,9	6.823,3	6.770,1
i) Variação do IGPM (RH Aneel/ Reajuste Tarifário)	5,59%	12,21%	-0,78%
j) cota de Depreciação - Taxa média Anual %	3,75%	3,75%	3,75%

(1) 4º ciclo de RTP - Julho 2015

* Ativo Imobilizado em Serviço Bruto Depreciável = (a) - (c1) - (d) - (e)

** Investimento Remunerável (Base Remuneração) = (a) - (b1) - (c2) + (g)

Plano de Investimentos - 2018 até 2022

A Companhia pretende investir R\$ 4,9 bilhões³² no período de 2018 até 2022 (24% acima dos R\$ 4,0 bilhões previstos anteriormente para o período de 2017 até 2021), principalmente na expansão da rede de atendimento e novos clientes e na preservação dos ativos para garantir a distribuição de energia e melhorar os indicadores de qualidade.

Os investimentos previstos para o ano de 2018 são os maiores já realizados pela Eletropaulo, e o aumento do montante esperado para o ciclo demonstra a aceleração na estratégia iniciada em 2017, que visa o aumento da base de remuneração regulatória e melhoria dos indicadores de qualidade, buscando atingir as metas regulatórias por meio da transformação digital e maior eficiência.

Investimentos estimados*	2018	2019	2020	2021	2022	2018-2022
Recursos próprios	1.090,2	632,0	770,9	966,2	1.064,0	4.523,3
Recursos financiados pelos clientes	94,0	77,2	76,7	83,0	87,8	418,7
Total	1.184,2	709,2	847,6	1.049,2	1.151,7	4.942,0

*Em termos nominais

³² Valores em termos nominais.

FLUXO DE CAIXA

Fluxo de Caixa - R\$ milhões	4T17	4T16	Var.	2017	2016	Var.
Saldo inicial de caixa	1.065,7	1.335,4	(269,7)	1.067,6	531,2	536,5
Geração de caixa operacional	(196,6)	702,6	(899,2)	1.115,0	2.731,9	(1.616,8)
Investimentos	(236,2)	(234,2)	(2,0)	(1.036,4)	(796,0)	(240,4)
Despesa Financeira Líquida / Amortizações	14,8	(525,0)	539,7	(161,9)	(847,1)	685,2
Despesas com Fundo de Pensão	(97,0)	(107,3)	10,3	(428,3)	(409,1)	(19,2)
Imposto de Renda	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(1,3)	1,3
Caixa restrito e/ou bloqueado	73,0	(62,1)	135,1	67,7	(100,1)	167,8
Caixa livre	(442,0)	(226,0)	(216,1)	(443,9)	578,2	(1.022,2)
Pagamento de Dividendos e JSCP	(22,4)	(41,9)	19,4	(22,4)	(41,9)	19,4
Saldo final de caixa	601,3	1.067,6	(466,3)	601,3	1.067,6	(466,3)

No 4T17, a Companhia registrou uma geração de caixa operacional negativa de R\$ 196,6 milhões, desempenho R\$ 899,2 milhões inferior ao apresentado no 4T16. Esta redução, em comparação ao mesmo período do ano anterior, se deve, principalmente, aos fatores abaixo:

- (i) maiores gastos com compra de energia, em razão da piora na hidrologia e do aumento dos custos de transmissão; parcialmente compensados por:
- (ii) redução dos gastos com encargos setoriais devido, essencialmente, (i) ao aumento do recebimento de bandeira tarifária e (ii) a redução nas despesas com CDE.

O saldo do serviço da dívida, amortização e captação apresentou variação positiva durante o 4T17 quando comparado com o 4T16 de R\$ 539,7 milhões, devido à maior volume de captações no total de R\$ 241,0 milhões, principalmente CCB e Finep, realizadas em novembro de 2017, e amortização de debênture, no 4T16, de R\$ 250,0 milhões (15ª emissão).

No acumulado do ano, a Companhia registrou redução de R\$ 1.616,8 milhões na geração de caixa operacional quando comparada a 2016 devido, principalmente:

- (i) a uma piora comparativa na arrecadação líquida, especialmente em razão:
 - a. recebimento da CVA de 2015 ao longo do ano de 2016;
 - b. redução do mercado cativo com reflexo de caixa em 2017;
- (ii) aumento dos gastos com compra de energia, em função, sobretudo, do aumento do risco hidrológico e dos custos de transmissão; parcialmente compensada:
- (iii) redução dos gastos com encargos setoriais e tributos devido, essencialmente, (i) ao aumento do recebimento de bandeira tarifária, (ii) a redução nas despesas com CDE e (iii) efeito positivo da alteração na base de cálculo do PIS/COFINS sobre ICMS-ST (clientes ACL).

O saldo do serviço da dívida, amortização e captação apresentou variação positiva de R\$ 685,2 milhões, devido, ao menor volume de vencimentos, principalmente CCB e debêntures (13ª, 17ª, 18ª emissões), combinado ao maior volume de captações durante o ano de 2017, em especial 20ª e 21ª emissões, quando comparado com o ano de 2016.

MERCADO DE CAPITAIS

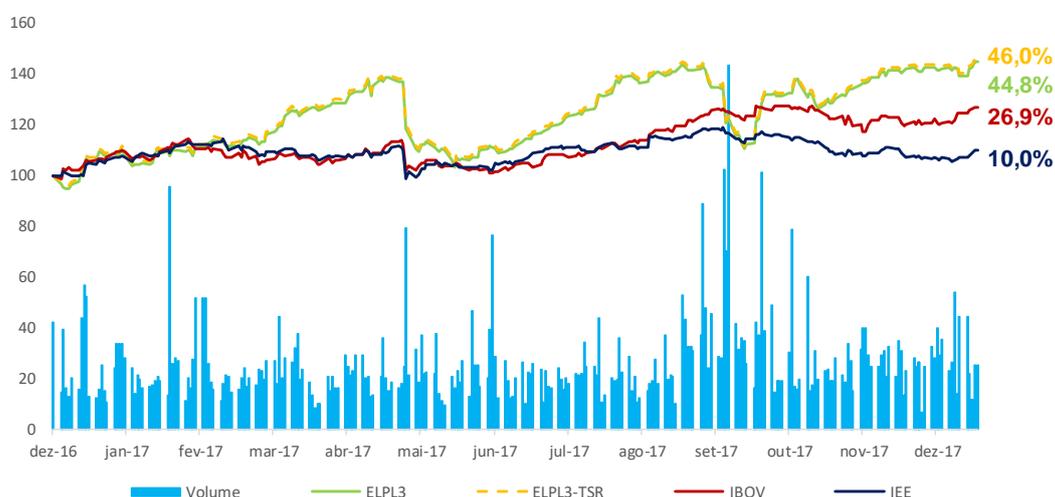
As ações da Companhia integram, atualmente (i) o mais alto nível de governança corporativa da B3, o Novo Mercado, (representado pelo IGC-NM); (ii) o Índice de Ações com *Tag Along* Diferenciado (“Itag”); (iii) o Índice de Energia Elétrica (“IEE”); (iv) o Índice Brasil 100 (“IBrX”); e (v) o ISE da B3, entre outros.

Em 2017, as ações ordinárias (ELPL3) da Eletropaulo encerraram o período cotadas a R\$ 16,35, com valorização de 44,8%³³, quando comparado ao final de 2016, enquanto o IEE valorizou 10,0% e o Ibovespa 26,9%. O volume médio diário negociado de ações preferenciais (ELPL4), listadas até a migração para o Novo Mercado, ocorrida em 27 de novembro de 2017, foi de 1.646 mil ações, e a partir desta data até o fim do exercício a média diária de negociação de ações ordinárias foi de 1.678 mil ações.

Desempenho das ações (últimos 12 meses)

Eletropaulo³⁴ x Ibovespa x IEE

Base 100 = 31/12/2016



TSR (“*Total shareholder return*” - retorno total do acionista, o qual representa os ganhos de capitais adicionado os dividendos no período)

Remuneração aos Acionistas

A proposta da Diretoria Executiva da Companhia em relação à destinação do resultado do exercício findo em 31 de dezembro de 2017, face à apuração do prejuízo líquido ajustado pela realização de ajuste de avaliação patrimonial e dividendos prescritos do exercício no montante de R\$ 770,1 milhões, é reverter parcela da reserva estatutária de lucro da Companhia para absorver o prejuízo líquido do exercício. Tal

³³ Para fins de cálculo da valorização, considera-se ações preferenciais (ELPL4) até dia 27 de novembro de 2017, data da efetivação da migração para o Novo Mercado, e ações ordinárias (ELPL3) a partir de então.

³⁴ Considera-se ações preferenciais (ELPL4) até dia 27 de novembro de 2017, data da efetivação da migração para o Novo Mercado, e ações ordinárias (ELPL3) a partir de então.

proposta deverá ser aprovada pelo Conselho de Administração e ratificada em Assembleia Geral Ordinária (“AGO”).

Remuneração aos Acionistas (R\$ milhões)	
Resultado do Exercício - 31 de dezembro de 2017	-844,4
Realização de ajuste de avaliação patrimonial	74,0
Dividendos e JSCP prescritos	0,4
Base para distribuição de dividendos	-770,1
Dividendos - mínimo obrigatório	-
Absorção pela Reserva Estatutária	770,1

DESEMPENHO SOCIOAMBIENTAL

SEGURANÇA E MEIO AMBIENTE

A segurança de nossos colaboradores, prestadores de serviços e da comunidade é prioridade no desenvolvimento das atividades da Companhia. No Planejamento Estratégico Sustentável, foram estabelecidas metas de desempenho relacionadas a esse aspecto e que são acompanhadas pela Companhia.

A gestão dos indicadores de segurança segue a norma OSHA (*Occupational Safety & Health Administration*), definida pela Agência Norte-Americana de Saúde e Segurança do Trabalho. Os indicadores conforme norma OSHA, estão apresentados a seguir:

Indicadores OSHA		4T17	4T16	2017	2016
Próprios	Fatalidade	0	0	0	0
	Taxa LTI*	0,249	0,575	0,276	0,356
	Taxa Recordable**	0,349	1,092	0,589	0,684
Contratados	Fatalidade	0	0	0	0
	Taxa LTI*	0,336	0,402	0,355	0,170
	Taxa Recordable**	0,925	1,207	1,177	0,815

* Taxa de incidentes com tempo perdido (acidentes típicos, com perda de dias de trabalho)

** Taxa de acidentes registráveis (acidentes típicos, sem perda de dias de trabalho).

A performance dos indicadores conforme norma OSHA mostra a melhora do desempenho com equipes próprias, fruto das ações preventivas do Programa de Meio Ambiente, Saúde e Segurança do Trabalho. Em relação aos indicadores com contratados, a deterioração ocorreu devido à maior exposição ao risco uma vez que o número de equipes contratadas foi maior quando comparado ao ano anterior. A Companhia tem intensificado os acompanhamentos periódicos dos programas e ações de segurança direcionados aos contratados.

Os indicadores de Segurança do Trabalho de acordo com a NBR 14.280 da ABNT (Associação Brasileira de Normas Técnicas), estão apresentados a seguir:

Indicadores NBR 14280		4T17	4T16	2017	2016
Próprios	Fatal - Típico	0	0	0	0
	Taxa de Frequência - TF	1,74	8,04	3,82	5,62
	Taxa de Gravidade - TG	7	185	109	104
Contratados	Fatal - Típico	0	0	0	1
	Taxa de Frequência - TF	5,89	8,8	6,77	6,75
	Taxa de Gravidade - TG	96	143	86	579

A performance dos indicadores conforme norma NBR mostra melhoria do desempenho com equipes próprias, excluído a TG que ficou em linha com 2016, também fruto das ações preventivas do Programa de Meio Ambiente, Saúde e Segurança do Trabalho. Em relação aos indicadores com contratados, destaca-se a melhora significativa na TG (86 em 2017 vs. 579 em 2016), devido a não ocorrência de acidente fatal no ano de 2017.

Segurança da população

No 4T17 foram reportados cinco acidentes fatais, o que representa uma diminuição de 44% se comparado com o mesmo trimestre de 2016, quando ocorreram nove acidentes fatais. No ano de 2017 foram reportados 122 acidentes com a população, o que representa um aumento de 33% se comparado com o ano de 2016. A maior parcela dos acidentes ocorreu em atividades informais de construção civil, nas quais as vítimas eram trabalhadores autônomos e com baixo grau de especialidade (ausência de equipamentos de proteção individual na realização de tarefas, vestimenta inadequada, etc.). Os acidentes em construção civil foram os que mais contribuíram para as fatalidades com população envolvendo a rede elétrica.

Em 2017, ocorreram 23 fatalidades com a população, dos quais, 3 tentativas de suicídios resultando em 2 fatalidades, 4 acidentes com furto de cabo resultando em 3 fatalidades e 5 acidentes com furto de energia resultando em 2 mortes.

A Companhia realiza esforços de mitigação e prevenção de acidentes com a população alinhados ao seu valor número 1, segurança, sendo (i) plano de segurança com o uso de mídias de massa (TV, rádio e blitz em construção civil) e (ii) programa de segurança para conscientização da população (palestras de segurança nas escolas, ONGs e empresas, entrega de folhetos, etc.). Não obstante, verifica-se que a maioria dos acidentes ocorre em construções irregulares que acabam avançando em direção à rede elétrica, já instalada, desrespeitando as distâncias mínimas de segurança.

A Companhia realizou 5.059 ações proativas em 2017, incluindo palestras de segurança, ações comerciais e blitzes de segurança, nas cidades da região metropolitana de São Paulo, com o objetivo de promover a conscientização dos perigos da rede elétrica, atingindo um público de quase 240 mil pessoas.

O Programa de Segurança da Companhia está focado em ações proativas que promovam o fortalecimento da cultura de segurança e comportamento seguro, realizado com base nos requisitos do Sistema de Gestão de Segurança e Saúde do Ocupacional, certificado conforme a norma internacional OHSAS 18001, e na Política de Sustentabilidade da Companhia.

Sistema de Gestão Ambiental

O Sistema de Gestão Ambiental é estruturado de acordo com a norma ISO 14.001 que determina ações para a busca da excelência nos programas ambientais e da eficácia da gestão voltada à identificação de aspectos e impactos ambientais e controles operacionais.

Com o objetivo de manter-se preparada para prevenir acidentes e responder às eventuais situações de emergência, manter boas práticas para prevenção à poluição, e, visando evitar ou mitigar os seus impactos adversos na sociedade e no meio ambiente, a Eletropaulo estabelece procedimentos, planos de preparação e respostas a emergências; mantém contrato com e está sempre preparada para atender aos principais cenários emergenciais, identificados em seu Sistema de Gestão Ambiental.

Para manter a Certificação ISO 14.001 em 100% de seus processos, a Eletropaulo envolve suas equipes próprias e contratadas em uma mudança cultural, realizando campanhas de conscientização e treinamentos para disseminar a importância da conscientização ambiental dentro da organização. Como ferramenta para a verificação de seu desempenho, realiza auditorias internas e externas periodicamente.

Em 2017, o Sistema de Gestão Ambiental foi atualizado de acordo com a nova versão da ISO 14.001 (2015) e em setembro de 2017, recebeu a Auditoria Externa de Manutenção da Certificação que validou esta atualização.

Emissões de Gases de Efeito Estufa

Houve aumento das emissões indiretas de gases de efeito estufa no 4T17, em relação ao 4T16, devido à maior quantidade de energia perdida no sistema de distribuição - perdas totais.

Para o ano de 2017, a Companhia estabeleceu o objetivo de evitar a emissão de gases de efeito estufa por meio da redução de 151 GWh de perdas no sistema de distribuição, em relação ao total medido em 2016. Entretanto, não foi possível atender à meta devido ao aumento das perdas totais.

Em 2017, foi criado o Subcomitê de Mudanças Climáticas, subordinado ao Comitê de Sustentabilidade, para tratar do assunto na Companhia, visando mapear riscos e oportunidades relacionadas a mudanças climáticas, além de propor metas de redução de emissões e coordenar ações para atingir essas metas.

Indicador de Desempenho	4T17	4T16	2017	2016
GWh de perdas totais	1.130	1.160	4.589	4.582

COLABORADORES E COMUNIDADES

COLABORADORES

Ser reconhecida como um dos melhores lugares para se trabalhar é um dos objetivos traçados pelo Planejamento Estratégico Sustentável da Companhia. O foco é garantir que os colaboradores se sintam motivados e valorizados no ambiente de trabalho, assumindo o protagonismo profissional e responsável para realizar suas atividades com excelência e satisfação, o que resulta em ganhos de eficiência, produtividade e qualidade.

Em 2017, a Eletropaulo foi reconhecida pelo segundo ano consecutivo como uma das 150 Melhores Empresas para Trabalhar segundo o Guia Você S/A.

COMUNIDADES

Nas comunidades onde atua, a Eletropaulo regularizou ligações elétricas de 19,5 mil famílias no 4T17 (cerca de 78 mil pessoas), em 169 núcleos distintos, comparado com 8,8 mil famílias regularizadas no 4T16 (cerca de 35 mil pessoas). Com a meta de totalizar 65 mil regularizações durante 2017, foram regularizadas efetivamente 65,5 mil famílias no ano, 43,6% maior que a quantidade total de 2016, quando foram regularizadas 45,6 mil famílias.

Por meio do Programa Transformação de Consumidores em Clientes, as famílias são beneficiadas não só com acesso regular à energia, mas também com um comprovante de cidadania, uma vez que por meio da conta de energia (comprovante de residência) podem abrir conta em banco, ter acesso a crédito e regularizar o imóvel. A Eletropaulo também realiza um intenso trabalho educacional de consumo para realizar suavemente a transição da situação de consumidor irregular para a condição de novo cliente sustentável,

Meta	Indicador de Desempenho	4T17	4T16	2017	2016
Regularizar 65 mil ligações em 2017	Número de ligações regularizadas	19,5	8,8	65,5	45,6

POLÍTICA DE INVESTIMENTO SOCIAL PRIVADO

Com a conclusão da migração para o Novo Mercado, em novembro de 2017, a política de Investimento Social Privado (“ISP”), no que tange ao uso de recursos em projetos de interesse público, deixou de ser responsabilidade do Instituto AES e passou a ser realizada diretamente pela Companhia, com os projetos de ISP diretamente conectados com a marca ‘Eletropaulo’.

GOVERNANÇA CORPORATIVA

A governança corporativa é o conjunto de processos, costumes, políticas, leis, regulamentos e instituições que regulam a direção, administração e controle da Companhia, envolvendo as práticas e o relacionamento entre acionistas, Conselho de Administração, Conselho Fiscal e Diretoria. A adoção de boas práticas de governança é essencial para a gestão estratégica e eficiente do negócio. Com foco na criação de valor para seus acionistas, a Companhia concluiu a migração para o Novo Mercado, mais alto nível de governança corporativa da B3, em 27 de novembro de 2017.

No âmbito interno, a Eletropaulo é administrada pelo Conselho de Administração e pela Diretoria Executiva. O Conselho de Administração é responsável pelo planejamento e pelas questões estratégicas da empresa. A composição do Conselho de Administração foi alterada visando refletir a nova composição do capital social da Companhia, e conforme aprovado em Assembleia Geral Extraordinária de 2 de janeiro de 2018, passou a ser composto por 9 membros (sem suplentes), sendo 5 membros independentes. O mandato dos atuais membros do Conselho de Administração se encerrará na data da realização da AGO que examinará as contas da administração da Companhia referente ao exercício social findo em 31 de dezembro de 2017.

A atual Diretoria é composta por cinco membros, incluindo o Diretor Presidente. Os membros da Diretoria Executiva desempenham suas funções de acordo com o objeto social da Companhia, conduzindo os negócios e operações com estrita observância das disposições do Estatuto Social, das decisões das Assembleias Gerais de Acionistas e do Conselho de Administração.

Atualmente, a Companhia possui um Conselho Fiscal, que tem como principal função fiscalizar os atos dos administradores e verificar o cumprimento dos seus deveres legais e estatutários. Além disso, o Conselho Fiscal também é responsável por analisar trimestralmente o balancete e as demonstrações contábeis elaboradas pela Companhia, opinar sobre o relatório anual da administração e sobre as propostas dos órgãos da administração a serem submetidos em Assembleia Geral. O Conselho Fiscal da Companhia é atualmente composto por nove membros, sendo cinco membros efetivos e quatro suplentes.

Além de ter sua gestão administrativa fiscalizada pelo Conselho Fiscal, a Eletropaulo avalia anualmente seu ambiente de controle interno com o objetivo de garantir acuracidade e transparência as suas demonstrações financeiras.

Com o objetivo de elevar o nível de governança corporativa e gerar benefícios aos acionistas, o Conselho de Administração da Eletropaulo constituiu os seguintes comitês:

- **Comitê de Sustentabilidade (jun/2017)**, de natureza não estatutária e composto por, no mínimo, 5 e, no máximo, 10 membros, sendo um deles conselheiro de administração, preferencialmente independente e executivos da diretoria da Companhia;
- **Comitê de Partes Relacionadas (mar/2017)**, de natureza estatutária e composto por 3 a 5 membros, sendo a totalidade dos membros independentes do Conselho;

- **Comitê de Remuneração e Pessoas (jun/2017)**, de natureza estatutária e composto por 3 a 5 membros que sejam conselheiros de administração, sendo a maioria conselheiros independentes;
- **Comitê de Auditoria (ago/2017)**, de natureza estatutária e composto por 3 a 5 membros eleitos pelo Conselho de Administração, sendo a maioria de conselheiros independentes.

O Comitê de Partes Relacionadas foi ratificado na Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária de abril de 2017. Após a migração para o Novo Mercado, o Comitê de Auditoria, o Comitê de Partes Relacionadas e o Comitê de Remuneração e Pessoas, se tornaram estatutários. Todos os comitês foram criados com o objetivo de assessorar o Conselho de Administração da Companhia nas tratativas de temas relevantes e contam com a participação de conselheiros independentes.

Destaca-se também que, desde 2005 a Companhia integra a carteira do ISE, que reúne as empresas que apresentam os melhores desempenhos sob o aspecto da sustentabilidade corporativa, baseada em eficiência econômica, equilíbrio ambiental, justiça social e governança corporativa.

MIGRAÇÃO PARA O NOVO MERCADO

Em 12 de setembro de 2017, foi aprovada, em Assembleia Geral Extraordinária, a conversão da totalidade das ações preferenciais em ações ordinárias e a migração da Companhia para o segmento especial da B3 denominado Novo Mercado. A deliberação que aprovou a conversão das ações foi ratificada por 60,36% dos acionistas preferencialistas da Companhia em Assembleia Especial de acionistas preferencialistas realizada na mesma data.

Os acionistas titulares de ações preferenciais da Companhia que não compareceram, se abstiveram de votar ou votaram contra a conversão das ações, tiveram a prerrogativa de exercer o direito de retirada. O período para exercício do direito de retirada iniciou-se em 29 de setembro de 2017 e foi encerrado em 30 de outubro de 2017. Durante este prazo, 359 acionistas titulares de 3.058.154 ações preferenciais de emissão da Companhia, correspondentes a 2,7% das ações preferenciais, optaram pelo exercício do direito de retirada. O valor de direito de retirada a estes acionistas foi calculado com base no patrimônio líquido da Companhia em 31 de dezembro de 2016 (R\$ 16,10 por ação), totalizando o montante de R\$ 49,2 milhões que foram pagos em 9 de novembro de 2017.

A migração da Companhia ao Novo Mercado teve por objetivos principais: (i) fortalecer a governança corporativa; (ii) aumentar a capacidade de investimento por maior acesso ao mercado de capitais e potencial redução no custo de capital; e (iii) potencializar a liquidez das ações negociadas publicamente pela Companhia, por meio da consolidação da negociação dos valores mobiliários exclusivamente em ações ordinárias, aumentando também a atratividade para novos investidores.

Em 27 de novembro de 2017, a totalidade das ações preferenciais da Companhia foi convertida em ações ordinárias na proporção de uma ação preferencial para uma ação ordinária, passando estas a serem negociadas, a partir dessa data, no Novo Mercado da B3, sob o código ELPL3. Com a efetivação da migração ao Novo Mercado, a Companhia não é mais controlada pela The AES Corporation, e o Acordo de Acionistas, celebrado em 30 de dezembro de 2016, entre a The AES Corporation, AES Holdings Brasil Ltda. e o BNDES Participações S.A. - BNDESPAR, foi extinto. Em Assembleia Geral Extraordinária realizada em 2 de janeiro de 2018, o Conselho de Administração foi adaptado à nova estrutura acionária, passando a ser composto por 9 membros, sem suplentes.

ESTRUTURA SOCIETÁRIA

Ao final de dezembro de 2017, o capital social da Eletropaulo era de R\$ 1.323,5 milhões, representado por 167.343.887 ações ordinárias, sendo 3.058.154 ações ordinárias em tesouraria e 164.285.733 ações ordinárias como *free float* à medida que a Companhia se tornou uma *True Corporation* (Companhia com

controle diluído) após a migração para o Novo Mercado, sem a figura de um acionista controlador. Ao final do exercício, a Companhia contava com aproximadamente 63 mil acionistas.

A tabela a seguir apresenta a estrutura societária da Companhia em 31 de dezembro de 2017:

ACIONISTA	ON	%
BNDESPAR	31.350.329	18,73%
AES Holdings Brasil	28.179.237	16,84%
União Federal	13.342.642	7,97%
GWI	11.585.400	6,92%
Ações em Tesouraria	3.058.154	1,83%
Outros	79.828.125	47,70%
Total	167.343.887	100,00%

TRANSPARÊNCIA E ÉTICA

O Programa de Ética e Compliance da Eletropaulo foi criado a partir do compromisso da empresa em garantir a transparência e o comprometimento de todos na manutenção de uma conduta ética em todos os seus negócios, bem como em atender às legislações nacionais e estrangeiras aplicáveis. As iniciativas desenvolvidas no âmbito do programa visam resguardar os mais elevados níveis de integridade e de valores éticos junto a todos os públicos de relacionamento da Companhia.

O programa de educação e treinamento conta com diversas iniciativas relacionadas aos temas de Ética, Compliance, Valores Corporativos e Anticorrupção, entre outros, para colaboradores de todos os níveis hierárquicos da Companhia.

Além disso, a Eletropaulo conta com o Helpline, um canal de comunicação aberto ao público interno e externo. O canal está disponível 24 horas por dia, nos 365 dias do ano, para receber e tratar alegações de desvio ético ou dúvidas relacionadas aos valores da empresa.

COMPLIANCE CONTRATUAL

A Eletropaulo está comprometida em manter o mais alto nível de integridade nos negócios que realiza, por isso, conduz pesquisas (*due diligences*) nos parceiros com as quais se relaciona para conhecer as empresas com as quais faz negócios sob o ponto de vista reputacional e assegurar-se de que são empresas idôneas. A Companhia visa ainda obter o comprometimento de seus parceiros, por meio de linguagens legais específicas, a agir com ética, transparência e de acordo com a legislação anticorrupção aplicável. Os colaboradores da Eletropaulo, parceiros de negócios, prestadores de serviços, fornecedores e terceiros que realizam trabalhos junto à Eletropaulo devem aderir a todas as leis e regulamentos aplicáveis e demonstrar comportamento ético em suas relações e decisões de negócios.

OUTROS EVENTOS

ATIVO POSSIVELMENTE INEXISTENTE

A Companhia ingressou com Ação Anulatória objetivando a obtenção de liminar para suspender os efeitos da (i) decisão da diretoria da ANEEL, no processo do Cabo 1271 MVM, que determinou que a Companhia efetuassem a restituição aos seus consumidores da quantia total de R\$ 626,1 milhões (atualizada até novembro de 2013), anulando os efeitos da incorporação das parcelas de amortização e depreciação associadas a ativo possivelmente inexistente (i.e., Cabo), e (ii) das decisões administrativas subsequentes da ANEEL que

negaram pedido subsidiário relativo à inclusão de determinados ativos subavaliados em sua base de remuneração para o Reajuste Tarifário Anual de 2014, com a anulação das decisões da ANEEL ao final do processo.

A devolução da quantia de R\$ 626,1 milhões foi determinada pelo Diretor Geral da ANEEL (Despacho nº 4.259/2013). A devolução deveria ter sido feita por meio de componente financeiro negativo na tarifa da Companhia em até 4 eventos tarifários, a partir de julho de 2014.

A tutela antecipada foi indeferida pela primeira instância, interpondo a Companhia recurso de Agravo de Instrumento (“Agravo”) perante o Tribunal Regional Federal da 1ª Região (“TRF1”).

Em 9 de setembro de 2014, a Companhia obteve decisão liminar no Agravo para que a ANEEL efetuasse o recálculo das tarifas sem o componente financeiro negativo constante nos Despachos ANEEL nº 4.259/2013 e 2.176/2014 até o julgamento do mérito do recurso.

Em 13 de outubro de 2014, teve início o julgamento do mérito do Agravo, sendo proferido, inicialmente, voto favorável pelo Desembargador relator do Agravo e posteriormente o julgamento foi suspenso uma vez que o Desembargador revisor pediu vista dos autos. O julgamento prosseguirá com o voto do Desembargador revisor e mais um voto de outro Desembargador em data ainda a ser definida.

Em 5 de janeiro de 2015, em razão da liminar obtida, a ANEEL publicou a Resolução Homologatória nº 1.844, determinando a devolução dos valores já descontados da Companhia. O montante anteriormente restituído aos consumidores, foi totalmente revertido à Companhia por meio da Revisão Tarifária de 2015, finalizando o recebimento no ciclo tarifário encerrado em 3 de julho de 2016.

Em 7 de janeiro de 2015, a ANEEL ajuizou perante o Superior Tribunal de Justiça (STJ) um pedido de Suspensão Liminar de Segurança (SLS) visando suspender a liminar em vigor, deferida pelo TRF1. O recurso foi negado de forma definitiva pelo STJ.

Em 31 de dezembro de 2017, os efeitos da liminar favorável à Companhia continuam vigentes. Aguarda-se o julgamento do caso em primeira instância, atualmente na fase de instrução probatória.

A Companhia, fundamentada em avaliação jurídica preparada por seus assessores legais externos e com base na liminar vigente, classifica o risco de perda como possível nesta discussão, não havendo, portanto, nenhuma provisão constituída. Em 31 de dezembro de 2017, o valor atualizado pelo IGP-M da devolução tarifária em discussão é de R\$ 769,6 milhões (R\$ 773,6 milhões em 31 de dezembro de 2016).

Termo de Notificação - ANEEL

Processos classificados como prováveis (contabilizados)

A Companhia possui 2 autos de infração (nº 0014/2015- ARSESP-SFE - TN 0012/2015, nº 001/2016-ARSESP-SFE - TN 0005/2015) em virtude de indicadores de continuidade individuais e coletivos para os anos de 2014 e 2013, respectivamente, que refletem a avaliação do processo de coleta de dados e apuração dos indicadores de continuidade individuais e coletivos, bem como pagamento das compensações financeiras relacionadas às transgressões dos índices. As penalidades recebidas somam o total de R\$ 81,6 milhões, sendo R\$ 35,9 milhões referente ao AI nº 0014/2015 e R\$ 45,7 milhões ao AI nº 001/2016. Em 2016, a diretoria da ARSESP deliberou em juízo de reconsideração pela revisão do valor das penalidades dos autos de infração nº 0014/2015 e nº 001/2016, reduzindo para R\$ 31,5 milhões e R\$ 44,7 milhões, respectivamente. Com isso, o montante total de todas as penalidades reduziu de R\$ 81,6 milhões para R\$ 76,2 milhões.

Considerando a avaliação da assessoria jurídica da Companhia, de um total atualizado até 31 de dezembro de 2017 de R\$ 96,5 milhões relativo a essas penalidades, somente R\$ 27,0 milhões e R\$ 18,5 milhões (R\$ 24,5 milhões e R\$ 16,8 milhões em 31 de dezembro de 2016), são classificados como de perda provável no Judiciário, estando esses montantes provisionados nesta mesma data. Em dezembro de 2017 a Companhia deu continuidade às tratativas com a ANEEL sobre o seu recurso, tendo arquivado novas informações ao processo. Essas novas informações têm por objetivo materializar evidências que a Companhia acredita que poderão modificar a decisão manifestada pela ANEEL nos autos, oferecendo, a partir de então, a expectativa

de cancelamento de algumas não conformidades e a reconsideração parcial de outras, com a consequente redução das multas aplicadas. Mesmo com as novas informações, a Companhia manteve sua reavaliação em relação à provisão já constituída para esses dois autos, devido ao recebimento de mais dois processos de mesma natureza.

Processos classificados como possíveis (não contabilizados)

Em 2017, a Companhia recebeu os autos de infração nº 0063/2017 e nº 0064/2017 nos montantes de R\$ 24,7 milhões e R\$ 29,8 milhões, respectivamente, que são da mesma natureza dos demais (AI nº 0014/2015 e AI nº 001/2016). Tendo em vista que há expectativa de redução das multas relacionadas aos autos de infração anteriormente mencionados, a Companhia acredita que os eventuais desdobramentos das novas informações produzirão os mesmos efeitos redutores nessas penalidades mais recentes. A Companhia concluiu que, até que a ANEEL se manifeste sobre os recursos apresentados aos Autos de Infração nº 014/2015 e nº 001/2016, não é possível avaliar o risco jurídico-regulatório dos novos autos apresentados, considerando a expectativa de cancelamento e/ou redução das penalidades. A Companhia estima que a manifestação pela ANEEL ocorrerá durante o primeiro trimestre de 2018.

Considerando a avaliação da assessoria jurídica da Companhia, de um total de R\$ 151,5 milhões atualizado até 31 de dezembro de 2017 relativo a essas penalidades, o valor de R\$ 106,1 milhões (AI nº 0014/2015 de R\$ 13,9 milhões, AI nº 001/2016 de R\$ 37,2 milhões, AI nº 0063/2017 de R\$ 24,9 milhões e AI nº 0064/2017 de R\$ 30,1 milhões) é classificado como de perda possível.

CTEEP/ELETOBRAS - CONTRATO DE FINANCIAMENTO

Em 4 de outubro de 2017, a Companhia iniciou o processo de mediação junto a Eletrobras visando estabelecer critérios para negociar as bases para um acordo a fim de encerrar a disputa judicial que envolve a Eletrobras, a Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista (“CTEEP”) e a Companhia, quanto à responsabilidade pelo pagamento do saldo de encargos financeiros referentes ao empréstimo concedido em 1986 pela Eletrobras à empresa estatal (“ECF-1.046/1986”), que posteriormente foi cindida, dando origem à quatro companhias, entre as quais a Eletropaulo e a CTEEP atuais.

Após longa discussão judicial, a Companhia focada em seu objetivo principal de criação de valor a todos os seus acionistas, aprovou os termos e condições, bem como a celebração, de um acordo com a Eletrobras em 9 de março de 2018, visando encerrar a discussão quanto à responsabilidade pelo pagamento do saldo de encargos financeiros referentes ao empréstimo ECF-1046/86.

No âmbito do acordo, a Companhia irá desembolsar R\$ 1.500 milhões, com a finalidade de quitar o débito oriundo do processo judicial, objeto da ação de cobrança, ora em fase de liquidação, da seguinte forma:

(i) R\$1.400 milhões em favor da Eletrobras, com data base em 31 de janeiro de 2018, sendo:

- pagamento de R\$ 250 milhões a ser realizado após o trânsito em julgado da homologação judicial do acordo com a Eletrobras e do acordo com os advogados, o que ocorrer por último;
- pagamento de 3 parcelas anuais de R\$ 300 milhões, sendo a primeira 12 meses após o pagamento da primeira parcela;
- pagamento de R\$ 250 milhões a ser realizado 48 meses após o pagamento da primeira parcela;
- todos os pagamentos serão atualizados por CDI + 1%, na efetiva data do pagamento de cada parcela.

(ii) R\$ 100 milhões em relação à sucumbência aos advogados, com data base em 31 de janeiro de 2018, sendo:

- pagamento de 50% a ser realizado após o trânsito em julgado da: (a) homologação judicial do acordo; e (b) homologação judicial da transação com os advogados relativa à sucumbência; o que ocorrer por último;

- pagamento do saldo remanescente ao final de 60 meses a contar do pagamento da primeira parcela acima;
- os pagamentos serão atualizados por CDI + 1%, na efetiva data do pagamento de cada parcela.

A eficácia do acordo ainda está sujeita ao trânsito em julgado da sua homologação judicial perante o Juízo da 5ª Vara Cível da Comarca do Rio de Janeiro, o que dará ensejo ao encerramento do processo judicial e contribuirá para o Plano Estratégico de Criação de Valor da Companhia.

A Administração, com base na opinião de seus assessores jurídicos, considera que as chances de não homologação do acordo a ser firmado entre a Companhia e Eletrobras são remotas, já que o mesmo está em perfeita consonância com a legislação, possui justificativa econômica e põe fim a uma controvérsia de quase trinta anos.

RENOVAÇÃO DAS CONCESSÕES

A ANEEL, em 26 de outubro de 2015, após analisar as contribuições da sociedade, publicou o novo aditivo ao contrato de concessões vencidas e vincendas, por meio do Despacho 3.540/2015. Dentre outros pontos, os novos contratos de concessão impõem condicionantes de eficiência às distribuidoras: qualidade do serviço e sustentabilidade da gestão econômico-financeira. O descumprimento dos limites pode resultar em caducidade da concessão ou, também, em limitações à distribuição de resultados financeiros aos acionistas das empresas que aderirem à renovação das concessões.

Como resultado da Audiência Pública nº 029/2016, realizada entre 27 de maio de 2016 a 27 de junho de 2016, a ANEEL permitiu, por meio do Despacho nº 2.194/2016, que as concessionárias que não passaram pelo processo de renovação das concessões possam aderir, de forma opcional, ao novo modelo de cláusula econômica dos novos contratos ou também aderir a todos os itens do novo contrato de concessão resultante da Audiência Pública nº 038/2015.

Por fim, em fevereiro de 2017, a ANEEL emitiu a Resolução Normativa nº 761/2017, que regulamentou os procedimentos tarifários a serem adotados para as distribuidoras de energia elétrica que tiverem contratos de concessão prorrogados, bem como para aquelas que assinarem, por opção, o termo aditivo com as novas regras, de acordo com o Despacho nº 2.194/2016. A Companhia não está alcançada por essas novas regras, sua concessão tem vigência até 2028 e as regras de renovação são as previstas no Contrato de Concessão.

ADITIVO AO CONTRATO DE CONCESSÃO

A Companhia divulgou ao mercado em maio de 2017 que solicitou o início formal de avaliação de viabilidade técnica, econômica e financeira de celebração de termo aditivo ao contrato concessão da Companhia, celebrado em 15 de abril de 1998, nos termos do Despacho nº 2.194, de 16 de agosto de 2016. O eventual aditivo irá tratar de temas específicos da área de concessão da Eletropaulo e a Companhia acredita que o novo aditivo poderá gerar valor para clientes, comunidade e acionistas.

RESOLUÇÃO ANEEL - ANGRA III

Em 28 de março de 2017, a ANEEL decidiu, por meio da Resolução Homologatória nº 2.214/2017, republicar as tarifas de energia das distribuidoras, com o objetivo de excluir da cobertura tarifária relativa ao Encargo de Energia de Reserva (“EER”) os custos correspondentes à contratação da usina de Angra III no ano de 2016. Conforme divulgado pela ANEEL na Nota Técnica nº 68 de 24 de março de 2017, a cobertura tarifária relativa aos custos correspondentes à contratação da usina de Angra III no Reajuste Tarifário da Eletropaulo no ano de 2016 foi de R\$ 190,0 milhões.

Isto ocorreu, pois, a energia proveniente da referida usina não chegou a ser utilizada, já que não entrou em operação em 2016. Dessa forma, a ANEEL decidiu pelo ajuste das tarifas de todas as concessionárias de distribuição de energia elétrica do país.

O procedimento de devolução foi implementado em duas etapas. Na primeira etapa, válida para o consumo de energia elétrica no mês de abril de 2017, além da exclusão da tarifa dos custos de Angra III no mês, haverá também a reversão do montante de custos da usina de Angra III incluídos nas tarifas vigentes desde o processo tarifário anterior, atualizado pela SELIC. A segunda etapa, válida de 1º de maio de 2017 até o reajuste tarifário de 2017, apenas foi excluído da tarifa do mês os custos da usina de Angra III.

Cabe destacar que o Encargo de Energia de Reserva compõe a Parcela A da tarifa das distribuidoras, a qual inclui os custos não gerenciáveis. Portanto, a maior cobertura tarifária desde o Reajuste Tarifário de 2016 até abril de 2017 estava provisionada como um Passivo Regulatório, e seria revertida para a modicidade do Reajuste Tarifário de 2017.

Com a devolução da maior cobertura tarifária antecipada do Reajuste Tarifário de 2017 para abril de 2017, a Companhia teve em contrapartida a redução do Passivo Regulatório provisionado, não gerando, portanto, nenhum efeito no resultado.

EQUIPE DE RELAÇÕES COM INVESTIDORES

CONTATO

Tel.: (11) 2195-7048 / ri.eletropaulo@eletropaulo.com.br

Diretora de RI

Isabela Klemes Taveira isabela.taveira@eletropaulo.com.br (11) 2195-2212

Analistas de RI

Daniel Spencer Pioner daniel.spencer@eletropaulo.com.br (11) 2195-2799

João Pedro Paschoal joao.paschoal@eletropaulo.com.br (11) 2195-7221

Luiza Chaves Gabriel luiza.chaves@eletropaulo.com.br (11) 2195-7707

ANEXOS

Receita Operacional

Receita Operacional - R\$ milhões	4T17	4T16	Var (%)	2017	2016	Var (%)
Residencial	2.230,0	2.107,1	5,8%	8.792,3	9.047,1	-2,8%
Comercial	1.401,1	1.362,7	2,8%	5.473,0	6.192,2	-11,6%
Industrial	418,5	431,2	-2,9%	1.634,3	2.035,7	-19,7%
Rural	1,7	1,0	64,1%	5,5	4,1	33,4%
Poder Público	143,0	136,2	4,9%	554,9	589,4	-5,9%
Iluminação Pública	60,4	55,7	8,4%	243,5	252,9	-3,7%
Serviço Público	53,7	58,6	-8,3%	228,4	261,5	-12,7%
Bandeira Tarifária	293,1	41,1	613,9%	667,2	377,5	76,7%
Total de Fornecimento	4.601,5	4.193,5	9,7%	17.599,1	18.760,5	-6,2%
Energia no Curto Prazo	20,8	249,2	-91,7%	170,1	684,3	-75,1%
Não Faturado	61,9	89,2	-30,5%	28,9	(103,2)	-128,0%
Rec. Disponibilidade da Rede Elétrica (TUSD)	233,5	234,4	-0,4%	1.000,4	943,4	6,0%
Subvenção recursos CDE	91,1	69,4	31,4%	321,1	255,7	25,6%
Receita de construção	302,6	289,0	4,7%	1.035,0	802,5	29,0%
Ativo (Passivo) Financeiro Setorial	486,1	(79,0)	-714,9%	1.216,2	(1.135,2)	-207,1%
Atualização do ativo financeiro da concessão	25,2	14,1	78,6%	51,9	141,9	-63,4%
Ressarcimento - Ônus de acordos bilaterais	0,2	-	0,0%	77,8	-	0,0%
Outros	40,8	50,3	-19,0%	160,9	160,4	0,3%
Total Outros	1.262,1	916,5	37,7%	4.062,3	1.749,8	132,2%
Total Receita Bruta	5.863,6	5.110,0	14,7%	21.661,4	20.510,3	5,6%
Dedução do Resultado Bruto	(2.329,8)	(2.049,9)	13,7%	(8.492,9)	(8.850,4)	-4,0%
ICMS	(919,5)	(845,0)	8,8%	(3.567,8)	(3.770,7)	-5,4%
Residencial	(489,0)	(440,9)	10,9%	(1.902,1)	(1.926,7)	-1,3%
Comercial	(284,6)	(264,2)	7,7%	(1.099,4)	(1.203,1)	-8,6%
Industrial	(103,4)	(101,0)	2,4%	(400,6)	(466,8)	-14,2%
Rural	(0,0)	(0,0)	39,3%	(0,2)	(0,1)	28,6%
Poder Público	(15,3)	(15,2)	0,9%	(61,3)	(66,2)	-7,3%
Iluminação Pública	(13,4)	(10,1)	31,7%	(48,5)	(46,7)	3,8%
Serviço Público	(13,7)	(13,4)	2,3%	(55,7)	(61,1)	-8,8%
Encargos do Consumidor	(922,6)	(737,2)	25,2%	(3.171,3)	(3.153,3)	0,6%
PROINFA	(20,2)	(33,0)	-38,7%	(85,4)	(64,8)	31,9%
Eficiência Energética, P&D, FNDCT e EPE	(31,7)	(27,1)	16,9%	(118,6)	(104,6)	13,4%
CDE	(561,9)	(636,0)	-11,6%	(2.255,2)	(2.675,3)	-15,7%
Bandeira Tarifária (CCRBT)	(308,8)	(41,1)	651,2%	(712,0)	(308,6)	130,7%
Outros (PIS, Cofins e ISS)	(484,4)	(463,9)	4,4%	(1.739,9)	(1.911,6)	-9,0%
Taxa de Fiscalização da Aneel	(3,2)	(3,8)	-17,1%	(13,9)	(14,8)	-6,0%
Receita Líquida	3.533,8	3.060,1	15,5%	13.168,5	11.659,9	12,9%

Demonstração de Resultados

Demonstração dos Resultados - R\$ milhões	4T17	4T16	Var (%)	2017	2016	Var (%)
Receita Bruta	5.863,6	5.110,0	14,7%	21.661,4	20.510,3	5,6%
Dedução à Receita Operacional	(2.329,8)	(2.049,9)	13,7%	(8.492,9)	(8.850,4)	-4,0%
Receita Líquida	3.533,9	3.060,1	15,5%	13.168,5	11.659,9	12,9%
<i>Receita Líquida (ex-receita de construção)</i>	<i>3.231,3</i>	<i>2.771,1</i>	<i>16,6%</i>	<i>12.133,5</i>	<i>10.857,4</i>	<i>11,8%</i>
Custos e Despesas Operacionais	(3.404,8)	(2.965,6)	14,8%	(12.630,3)	(11.416,0)	10,6%
Parcela A	(2.402,6)	(1.965,8)	22,2%	(8.743,6)	(7.681,0)	13,8%
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(2.128,7)	(1.828,2)	16,4%	(7.799,4)	(6.737,9)	15,8%
Encargos Uso Rede Elétrica e Transmissão	(273,9)	(137,6)	99,0%	(944,3)	(943,2)	0,1%
Despesas Operacionais	(1.002,2)	(999,7)	0,2%	(3.886,7)	(3.735,0)	4,1%
Pessoal	(211,0)	(194,7)	8,4%	(821,9)	(783,5)	4,9%
Entidade de Previdência Privada	(98,8)	(98,4)	0,4%	(392,7)	(355,7)	10,4%
Serviços de Terceiros	(144,1)	(140,4)	2,6%	(563,4)	(567,1)	-0,6%
Materiais	(13,8)	(17,2)	-19,3%	(61,5)	(77,1)	-20,3%
PECLD	(37,4)	(70,9)	-47,2%	(170,7)	(309,0)	-44,8%
(Provisão) Reversão para contingências	(12,5)	9,2	-235,1%	(45,8)	(24,8)	84,5%
Outros custos	(46,0)	(64,8)	-29,0%	(271,7)	(324,8)	-16,4%
Custo de construção	(302,6)	(289,0)	4,7%	(1.035,0)	(802,5)	29,0%
Depreciação e Amortização	(136,0)	(133,6)	1,8%	(524,1)	(490,4)	6,9%
EBITDA	265,0	228,1	16,2%	1.062,2	734,3	44,7%
Desp. Passivo - FCESP	98,8	98,4	0,4%	392,7	355,7	10,4%
Ativo possivelmente inexistente	-	-	0,0%	-	(86,3)	-100,0%
EBITDA Ajustado	363,8	326,6	11,4%	1.454,9	1.003,6	45,0%
Receita Financeira	65,5	74,6	-12,2%	340,1	434,9	-21,8%
Despesa Financeira	(1.652,8)	(163,7)	909,3%	(2.138,7)	(698,7)	206,1%
Var. Cambial / Monetária Líquida	(8,9)	(2,6)	241,3%	(3,8)	35,3	-110,8%
Resultado Financeiro	(1.596,2)	(91,8)	1639,4%	(1.802,4)	(228,5)	688,9%
Resultado antes da Tributação	(1.467,1)	2,8	-53219,1%	(1.264,3)	15,4	-8303,7%
Imposto de Renda e Contribuição Social	504,4	16,7	2929,7%	419,8	5,5	7517,0%
Lucro (Prejuízo) Líquido	(962,7)	19,4	-5059,3%	(844,4)	20,9	-4135,9%

Balanço Patrimonial - Ativo

Balanço Patrimonial	2017	2016	Var (%)
Ativo Total	14.270,4	13.565,2	5,2%
Ativo Circulante	3.410,2	3.719,0	-8,3%
Caixa e equivalentes de caixa	309,3	198,8	55,6%
Investimentos de curto prazo	292,0	868,9	-66,4%
Consumidores, revendedores e outros	2.114,1	2.065,2	2,4%
Imposto de renda e contribuição social compensáveis	32,1	34,6	-7,0%
Outros tributos compensáveis	89,5	68,5	30,6%
Devedores diversos	-	-	0,0%
Contas a receber - acordos	141,2	90,0	56,9%
Outros créditos	346,4	291,8	18,7%
Almoxarifado	30,2	24,0	26,0%
Despesas pagas antecipadamente	37,1	33,0	12,2%
Ativo financeiro setorial, líquido	18,3	44,2	-58,7%
Ativo Não Circulante	10.860,2	9.846,2	10,3%
Consumidores, revendedores e outros	26,7	25,5	4,5%
Outros tributos compensáveis	62,2	44,0	41,5%
Imposto de renda e contribuição social diferidos	1.969,3	1.552,5	26,8%
Cauções e depósitos vinculados	532,5	491,8	8,3%
Contas a receber - acordos	11,7	6,8	70,3%
Outros créditos	46,8	67,2	-30,4%
Ativo financeiro da concessão	3.011,8	2.386,2	26,2%
Ativo financeiro setorial, líquido	-	-	0,0%
Investimento	44,0	13,1	236,7%
Imobilizado, líquido	72,8	69,6	4,5%
Intangível	5.082,5	5.189,3	-2,1%

Balanço Patrimonial - Passivo

Balanço Patrimonial	2017	2016	Var (%)
Passivo Total e Patrimônio Líquido	14.270,4	13.565,2	5,2%
Passivo Circulante	4.433,1	3.888,7	14,0%
Fornecedores	1.789,7	1.468,3	21,9%
Empréstimos e financiamentos	461,1	278,2	65,7%
Debêntures	534,7	575,1	-7,0%
Arrendamento financeiro	30,6	28,6	7,1%
Subvenções governamentais	4,9	4,0	23,8%
IRCS a pagar	-	2,6	-100,0%
Outros tributos a pagar	453,0	524,9	-13,7%
Dividendos e JSCP a pagar	2,0	23,1	-91,1%
Obrigações estimadas	-	-	0,0%
Obrigações sociais e trabalhistas	119,4	115,7	3,1%
Encargos setoriais	296,9	454,5	-34,7%
Provisão para processos judiciais e outros	481,9	163,6	194,6%
Outras obrigações	258,8	250,2	3,4%
Passivo financeiro setorial	-	-	0,0%
Passivo Não Circulante	8.028,9	6.981,7	15,0%
Empréstimos e financiamentos	473,1	510,6	-7,4%
Debêntures	2.016,6	1.830,8	10,2%
Arrendamento financeiro	52,9	48,1	9,9%
Subvenções governamentais	12,6	12,0	5,2%
Obrigações com entidade de previdência privada	3.707,1	3.777,3	-1,9%
Provisão para processos judiciais e outros	1.546,9	359,6	330,2%
Encargos setoriais	30,9	56,5	-45,4%
Obrigações sociais e trabalhistas	0,9	0,7	26,1%
Reserva de reversão	66,1	66,1	0,0%
Outras obrigações	8,5	7,0	20,0%
Passivo financeiro setorial	113,4	312,9	-63,8%
Patrimônio Líquido	1.808,4	2.694,8	-32,9%
Capital social	1.323,5	1.257,6	5,2%
Reserva de capital	693,3	692,5	0,1%
Ações em Tesouraria	(49,2)	-	0,0%
Outros resultados abrangentes/ajustes de avaliação patrimonial	(646,7)	(578,8)	11,7%
Aumento de capital proposto	-	65,9	-
Reserva de lucros:	-	-	-
Reserva legal	249,0	249,0	0,0%
Reserva estatutária	238,5	1.008,6	-76,3%
Proposta de distribuição de dividendos adicionais	-	-	-
Lucros (prejuízos) acumulados	(0,0)	-	-

GLOSSÁRIO

ACL - Ambiente de Contratação Livre. Segmento do mercado no qual se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica, objeto de contratos bilaterais livremente negociados, conforme regras e procedimentos de comercialização específicos.

ABRACE - Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres.

ACR - Ambiente de Contratação Regulada. Segmento do mercado no qual se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica entre agentes vendedores e agentes de distribuição. As operações são precedidas de licitação, ressalvados os casos previstos em lei, conforme regras e procedimentos de comercialização específicos.

Alta tensão - Unidade Consumidora atendida em tensão nominal igual ou superior a 69kV.

ANACE - Associação Nacional dos Consumidores de Energia

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica: autarquia sob regime especial, que tem por finalidade regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, zelando pela qualidade do serviço prestado, pelo trato isonômico dispensado aos usuários e pelo controle da razoabilidade das tarifas cobradas aos clientes, preservando, sempre, a viabilidade econômica e financeira dos agentes e da indústria.

Baixa Tensão - Unidade Consumidora atendida com tensão nominal igual ou inferior a 1kV.

BRR - Base de Remuneração Regulatória

CAPEX - *Capital Expenditures*, em português, despesas de capital ou investimento em bens de capital

CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. Pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos. Atua sob autorização do Poder Concedente e da regulação e fiscalização da ANEEL, com a finalidade de viabilizar as operações de compra e venda de energia elétrica entre os agentes da CCEE, restritos ao Sistema Interligado Nacional (“SIN”)

CCRBT - Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeira Tarifária.

CDE - Conta de Desenvolvimento Energético. É usada para promover a competitividade da energia elétrica produzida por usinas que utilizam fontes alternativas: eólicas, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, carvão mineral nacional, etc. Parte dos recursos provenientes da Conta também é repassada para a universalização da energia elétrica no País. O custo da CDE é rateado por todos os clientes atendidos pelo Sistema Interligado. Os clientes dos Sistemas Isolados estão isentos desse custo.

CDI (Certificado de Depósito Interbancário) - Certificado de Depósito Interbancário. Taxa de referência no mercado de juros, originada da média negociada entre instituições financeiras.

Clientes Livres - São clientes de energia que, de acordo com a Lei 9.074, de julho de 1995, e Resolução ANEEL 264, de 13 de agosto de 1998, podem optar por comprar energia de qualquer distribuidor/comercializador, negociando livremente o preço e duração do fornecimento de energia elétrica, conforme legislação e regulamentos específicos.

Contrato bilateral - Instrumento jurídico que formaliza a compra e venda de energia elétrica entre agentes da CCEE, tendo por objeto estabelecer preços, prazos e montantes de suprimento em intervalos temporais determinados.

Covenants - Compromisso em um contrato de emissão de títulos, restringindo determinadas situações ou atividades com o objetivo de dar maior segurança ao financiador.

CVA - Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A.

CVM - Comissão de Valores Mobiliários.

CVU - Custo Variável Unitário. Representa o custo variável da última usina despachada.

DEC - Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora. Indica o número de horas, em média, que um cliente fica sem energia elétrica durante um período, geralmente mensal.

DIC - Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora. Indica quanto tempo a unidade consumidora ou ponto de conexão ficou sem luz.

DMIC - Duração máxima de Interrupção. Tempo máximo de interrupção no fornecimento de energia elétrica em uma Unidade Consumidora.

DICRI - Duração da Interrupção individual ocorrida em dia Crítico. Indica o tempo em que a unidade consumidora ou ponto de conexão ficou sem luz, no dia em que a quantidade de ocorrências é muito alta.

EBITDA (*Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation & Amortization Expenses*) - Resultados financeiros da empresa antes de serem subtraídos os juros, impostos, depreciação e despesas de amortização.

Fator X - Mecanismo que permite repassar aos consumidores, por meio das tarifas, projeções de ganhos de produtividade das distribuidoras de energia elétrica.

FEC - Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora. Indica quantas vezes, em média, houve interrupção na unidade consumidora.

FIC - Frequência de Interrupções Individuais. Indica a frequência com que a falta de luz ocorre.

Free float - Percentual de ações em circulação sobre o capital total da empresa.

Giga Watt (GWh) - Unidade de energia equivalente a um bilhão de watts por hora.

Ibovespa - O objetivo do Ibovespa é ser o indicador do desempenho médio das cotações dos ativos de maior negociabilidade e representatividade do mercado de ações brasileiro.

ICMS - Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Prestações de Serviços de Transporte Interestadual e Intermunicipal e de Comunicação.

IEE - o Índice de Energia Elétrica foi lançado em agosto de 1996 com o objetivo de medir o desempenho do setor de energia elétrica.

IFRS - *International Financial Reporting Standards*, correspondente às normas internacionais de contabilidade.

IPCA (Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo) - Medido mensalmente pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística ("IBGE"), o índice de inflação mensal calcula a variação dos preços no comércio, refletindo o custo de vida para famílias com renda mensal de 1 a 40 salários mínimos.

IGP-M (Índice Geral de Preços do Mercado) - Índice de inflação mensal, medido pela Fundação Getúlio Vargas ("FGV"), que calcula a variação de preços no mercado de atacado, consumo, e construção civil, considerando inclusive produtos importados. O indicador apura as variações de preços de matérias-primas agrícolas e industriais no atacado e de bens e serviços finais no consumo.

ISE (Índice de Sustentabilidade Empresarial) - Ferramenta para análise comparativa do desempenho das empresas listadas na B3 sob o aspecto da sustentabilidade corporativa. Busca criar um ambiente de investimento compatível com as demandas de desenvolvimento sustentável da sociedade contemporânea e estimular a responsabilidade ética das corporações.

ISQP (Índice de Satisfação da Qualidade Percebida) - Índice que mede o grau de satisfação dos consumidores de energia, produzido a partir dos dados levantados na Pesquisa Abradee de Satisfação do Cliente Residencial.

JSCP - Juros sobre Capital Próprio.

MCSD - Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits. Possibilita que distribuidoras com nível de sobrecontratação de energia acima do limite regulatório negociem reduções contratuais com geradoras,

além de equilibrar as trocas com a realização de cessões compulsórias entre as distribuidoras que declararem sobras.

MME (Ministério de Minas e Energia) - Órgão que atua na formulação e implementação de políticas para o setor energético, de acordo com as diretrizes do CNPE.

MoU - Memorando de Entendimentos.

MP - Medida Provisória.

PECLD - Perda Estimada com Créditos de Liquidação Duvidosa.

PROINFA - Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica.

RMSP - Região Metropolitana de São Paulo.

RTE - Recomposição Tarifária Extraordinária. Aumento tarifário, temporário, autorizado pelo art. 4º da Medida Provisória nº 14, de 21 de dezembro de 2001, convertida na Lei nº 10.438, de 2002.

Taxa SELIC - Taxa dos financiamentos diários, com lastro em títulos federais, apurados no Sistema Especial de Liquidação e Custódia.

TJLP - Taxa de Juros de Longo Prazo, conforme determinado pelo Conselho Monetário Nacional.

TSEE - Tarifa Social de Energia Elétrica.

WACC - *Weighted Average Capital Cost*, em português, custo médio ponderado do capital.

LIMITAÇÃO DE RESPONSABILIDADE

Declarações contidas neste documento relativas a perspectivas dos negócios da Eletropaulo, projeções de resultados operacionais e financeiros e ao potencial de crescimento da Companhia, constituem-se em meras previsões e foram baseadas nas expectativas da administração em relação ao futuro da Companhia. Essas expectativas são altamente dependentes de mudanças no mercado, do desempenho econômico do Brasil, do setor elétrico e do mercado internacional, estando, portanto, sujeitas a mudanças.

RELAÇÕES COM INVESTIDORES

ri.eletropaulo.com.br

ri.eletropaulo@eletropaulo.com.br

(11) 2195-7048



Eletropaulo