

Resultados 1T18 | Eletropaulo



Como resultado da execução do Plano Estratégico de Criação de Valor, foram lançadas três ofertas públicas de aquisição das ações da Companhia. O leilão das ofertas está previsto para 4 de junho de 2018.

Comentários do Sr. Marcelo Antônio de Jesus

Diretor Vice-Presidente e de Relações com Investidores

Em 2018 seguimos com foco na implementação do Plano Estratégico de Criação de Valor, iniciado em 2017, por meio do qual buscamos criar valor aos acionistas, como resultado de ações em três frentes: (i) Programa de Produtividade; (ii) Estrutura de Capital e Mitigação de Riscos e (iii) Governança Corporativa. Nosso objetivo é incrementar a base de remuneração, e, portanto, a geração de receita, com um programa de investimentos no montante de R\$ 4,9 bilhões no período de 2018 a 2022 (em termos nominais).

Na frente de Estrutura de Capital e Mitigação de Riscos, atuamos em diversas ações visando a redução das incertezas, com destaque para a celebração do acordo com a Eletrobras no valor de R\$ 1,5 bilhão, eliminando um importante risco de contingência. Além disso, obtivemos, em abril, a manutenção da liminar que suspende a devolução dos valores referentes ao Ativo Possivelmente Inexistente (Cabos) e mantivemos a sobrecontratação abaixo do limite regulatório.

Na frente do Programa de Produtividade, como mencionamos, levamos o nível de investimentos a um novo patamar, que já no 1T18 somaram R\$ 266,3 milhões, 22,8% acima do 1T17. Os investimentos estão sendo alocados de forma a resultar em uma operação mais eficiente e com menores custos operacionais, contribuindo assim para o crescimento do EBITDA nos próximos anos e na melhoria da qualidade dos serviços públicos prestados.

Neste sentido, alcançamos o melhor desempenho dos indicadores de qualidade no 1º trimestre nos últimos dez 10 anos, com a redução do DEC para 9,70 horas, -33% no 1T18 em comparação ao 1T17, e do FEC para 5,50 vezes, 20% inferior ao 1T17. Este resultado refletiu na redução de compensações com DIC/FIC/DMIC/DICRI (-62% 1T18 ante 1T17), enquanto as ações de gestão e melhoria de processos contribuíram para a redução da inadimplência (-11% 1T18 ante 1T17), além da redução de despesas com serviços de terceiros (-5% 1T18 ante 1T17). Nesta frente, seguimos buscando maior produtividade dos processos e maior eficiência, com o compromisso de redução das despesas operacionais¹ de adicionais R\$ 150,0 milhões em 2018, dos quais R\$ 26,8 milhões realizados no 1T18, e R\$ 100,0 milhões em 2019.

Em Governança Corporativa, concluímos a migração para o Novo Mercado em 2017, que somado à celebração do acordo com a Eletrobras, além das outras conquistas do Plano Estratégico de Criação de Valor, tornou a Eletropaulo mais atrativa para novos investidores, fato esse comprovado pelo interesse de, pelo menos, três ofertantes em adquirir o controle da Companhia: Energisa S.A. (“Energisa”), Enel Brasil Investimentos Sudeste S.A. (“Enel”) e Neoenergia S.A. (“Neoenergia”), que no mês de abril apresentaram propostas públicas para aquisição das ações da Companhia, sendo a da Energisa revogada em 4 de maio. O maior preço ofertado até o momento foi de R\$ 32,20, uma valorização de 97% em relação ao fechamento de 2017. O leilão das ofertas está previsto para ocorrer, conjuntamente, em 4 de junho de 2018.

RESULTADOS

1T18

Teleconferência de resultados

21.05.2018
11h00 (BRT) / 10h00 (EST)

Código: Eletropaulo

Conexão:

- Brasil: +55 11 3193 1001
+55 11 2820 4001
- EUA: +1 800 492 3904

Slides da apresentação e áudio estarão disponíveis em:

ri.eletropaulo.com.br

Índice

DESTAQUES	3
PERFIL	4
CONTEXTO SETORIAL	5
DESEMPENHO OPERACIONAL	9
DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO	19
ENDIVIDAMENTO	26
INVESTIMENTOS	29
FLUXO DE CAIXA	31
MERCADO DE CAPITAIS	31
DESEMPENHO SOCIOAMBIENTAL	32
GOVERNANÇA CORPORATIVA	34
OUTROS EVENTOS	38
ANEXOS	43

R\$ milhões	1T18	1T17	Var (%)	Indicadores	1T18	1T17	Var (%)
Receita Líquida	3.201,9	2.834,7	13,0%	Dívida Líquida ⁴ (R\$ milhões)	4.583,7	3.342,3	37,1%
Custo/Despesas Operacionais ¹	2.682,3	2.352,2	14,0%	Dívida Líquida ³ / PL	2,62 x	1,23x	113,0%
EBITDA	251,1	262,5	-4,4%	Dívida Líquida ³ / EBITDA Ajustado ⁴ (LTM)	3,13x	2,87x	0,26 p.p.
Margem EBITDA	7,8%	9,3%	-1,4 p.p.	EBITDA Ajustado ⁴ / Desp. Fin. Sobre Empréstimos (LTM)	3,58x	2,27x	1,3 p.p.
EBITDA ajustado ²	343,7	360,5	-4,7%	Mercado Total (GWh)	10.699,4	10.873,5	-1,6%
Margem EBITDA Ajustado	10,7%	12,7%	-1,9 p.p.	Tarifa Média - Compra de Energia (R\$/MWh)	166,4	153,5	8,4%
Lucro (Prejuízo) Líquido	(5,4)	12,9	-142,1%	Funcionários	7.395	7.280	1,6%
Patrimônio Líquido (PL)	1.746,6	2.707,6	-35,5%	Unidades Consumidoras / Funcionários	975	968	0,6%
Investimentos (Capex)	266,3	216,9	22,8%				

1- Não inclui Depreciação / Amortização e Custo de Construção; 2- Ajustado por Fundo de Pensão e Ativo Possivelmente Inexistente; 3- Não considerando o efeito líquido de ganhos/perdas atuariais; 4- Ajustado por Fundo de Pensão; LTM = últimos 12 meses

ELPL3: R\$ 34,18 (15/05/2018)

VALOR DE MERCADO: R\$ 5,7 bilhões

VALOR DE MERCADO: US\$ 1,6 bilhões

São Paulo, 15 de maio de 2018 - Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A. (B3: ELPL3) anuncia hoje os resultados referentes ao 1º trimestre de 2018 (“1T18”). 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 Os valores são apresentados 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 do ano de 2016, excluindo as despesas com fundo de pensão e o impacto do reconhecimento, em dezembro de 2017, dos valores decorrentes do acordo com a Eletrobras (R\$ 9,2 milhões) e em 2018 dos valores decorrentes da preparação para a oferta primária de ações (R\$ 0,9 milhão).

DESTAQUES 1T18

Plano Estratégico de Criação de Valor

- Foram lançadas, como resultado da execução do Plano Estratégico de Criação de Valor, três ofertas públicas de aquisição das ações da Companhia, efetuadas pela Energisa (revogada em 4 de maio), Neoenergia e Enel;
- O preço por ação ofertado foi de R\$ 19,38, R\$ 32,10 e R\$ 32,20 respectivamente, sendo este último uma valorização de 97% em relação ao fechamento de 2017. O leilão da oferta de aquisição está previsto para 4 de junho;
- Celebração do acordo com a Eletrobras no montante de R\$ 1,5 bilhão visando encerrar disputa judicial em março;
- Manutenção, em abril de 2018, da liminar que suspende a devolução dos valores referentes ao Ativo Possivelmente Inexistente (Cabos), no valor de R\$ 780,9 milhões;
- Programa de Produtividade alcançou redução de despesas operacionais² de R\$ 26,8 milhões no 1T18. A meta para o ano completo é de R\$ 150 milhões e R\$ 100 milhões em 2019;
- Investimentos, incluindo recursos financiados pelos clientes, em modernização da rede e em qualidade do serviço prestado totalizaram R\$ 266,3 milhões no 1T18 (22,8% acima do 1T17), sendo R\$ 235,0 milhões de recursos próprios.

Operacional

- Redução de 33% do DEC no 1T18 para 9,70 horas em comparação com o registrado no 1T17 de 14,52 horas;
- Redução do indicador FEC em 20% para 5,50 vezes, versus 6,85 vezes registrados no mesmo período do ano passado;
- Redução de 22% da Duração Média (DM) quando comparado com o 1T17, resultado dos investimentos na modernização e automação da rede como religadores automáticos, equipamentos telecomandados, detectores de falha e redução do deslocamento improdutivos e maior produtividade das equipes.

Comercial

- Queda de 1,6% do mercado total no 1T18, com retração de 4,5% no mercado cativo, reflexo da migração de clientes para o mercado livre e menor temperatura em relação ao ano anterior, gerando menor consumo de energia;
- Migração da plataforma de atendimento para a nuvem visando a otimização do atendimento ao cliente com aquisição de quatro ferramentas adicionais: *omnichannel*, URA visual, nova URA e *speech analytics*;
- Por meio do portal de negociação foram realizadas 97 mil negociações no trimestre, resultando em R\$ 52,0 milhões negociados, contribuindo para uma redução de 10,8% da PECLD no 1T18.

Financeiro

- EBITDA reportado de R\$ 251,1 milhões no 1T18, redução de 4,4% *versus* os R\$ 262,5 milhões registrados no 1T17. EBITDA ajustado por fundo de pensão e não-recorrentes³ de R\$ 343,7 milhões no 1T18 (R\$ 360,5 milhões no 1T17);
- Prejuízo líquido reportado de R\$ 5,4 milhões no 1T18 comparado ao lucro de R\$ 12,9 milhões no 1T17. Prejuízo líquido ajustado por efeitos não-recorrentes de R\$ 5,4 milhões no 1T18 em comparação ao prejuízo líquido ajustado de R\$ 34,2 milhões no 1T17.
- Saldo de CVA líquida ativa em R\$ 79,0 milhões no 1T18 ante CVA líquida passiva de R\$ 95,1 milhões no 4T17;
- Relação de Dívida Líquida/EBITDA Ajustado⁶ de 3,13x no 1T18 ante 2,87x no 1T17.

Regulatório

- Atualização dos parâmetros de cálculo dos custos operacionais regulatórios que valerão para a próxima revisão tarifária. Os custos operacionais passarão a incluir os custos de desativação;
- A audiência pública para discussão da revisão da metodologia das bandeiras tarifárias e dos valores de suas faixas de acionamento foi encerrada em 24 de abril de 2018, e a Diretoria da ANEEL aprovou a manutenção dos valores de adicional utilizados durante o andamento da Audiência Pública, mas alterou os valores de gatilho que definem o acionamento de cada patamar da bandeira. O novo critério de acionamento entrou em vigor em maio de 2018.

Reconhecimentos e Socioambiental

- O Projeto Recicle Mais, Pague Menos teve 855 novos clientes cadastrados no 1T18, totalizando 53,5 mil clientes cadastrados desde o início do projeto em 2013;
- Nas comunidades onde atua, a Eletropaulo regularizou ligações elétricas de 15,7 mil famílias no 1T18.

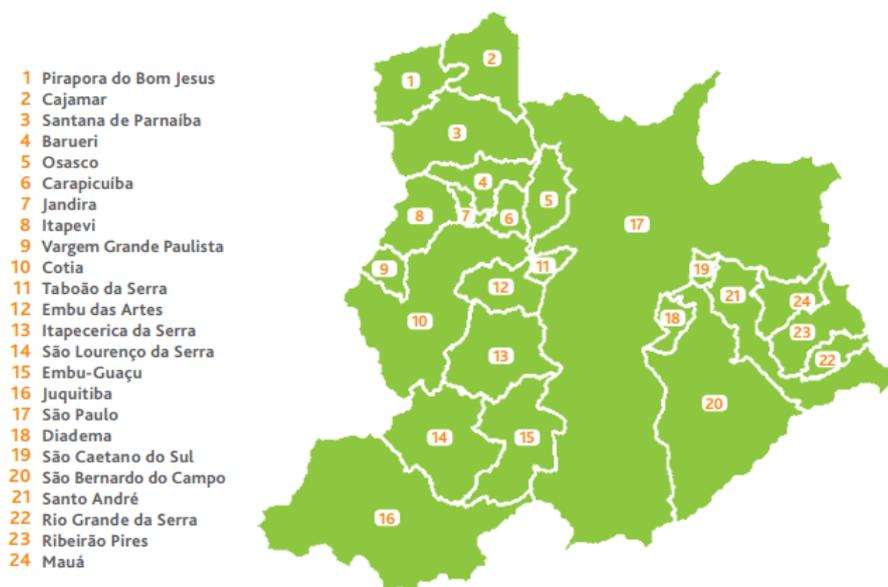
² Os valores são apresentados em termos reais ponderados pela alíquota efetiva mensal (IPCA em relação aos custos de pessoal e IGP-M para demais custos) e em comparação com as despesas operacionais do ano de 2016, excluindo as despesas com fundo de pensão e o impacto do reconhecimento, em dezembro de 2017, dos valores decorrentes do acordo com a Eletrobras (R\$ 9,2 milhões) e em 2018 dos valores decorrentes da preparação para a oferta primária de ações (R\$ 0,9 milhão).

³ EBITDA ajustado pelo fundo de pensão.

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 vendida⁴ 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, 1.593 unidades consumidoras⁵ por km², o que corresponde a 33,1% do total de energia elétrica consumida no Estado de São Paulo⁶ e 9,3% do total do Brasil⁷.

Para cumprir com excelência o desafio de atender aproximadamente 18 milhões de pessoas todos os dias, a Eletropaulo é incansável em prestar serviços sempre da melhor forma 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.

Buscamos atingir nossos objetivos estratégicos traçados para um horizonte de cinco anos (2018-2022) por meio da inovação, da eficiência operacional e de uma gestão que reduz os riscos e busca ampliar opções para os negócios.

Os objetivos de longo prazo da Companhia são a satisfação do cliente (ISQP - Índice de Satisfação da Qualidade Percebida) e o retorno aos acionistas acima da média setorial, representado pelo Índice de

⁴ Dados da Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica - ABRADDEE, de dezembro de 2016.

⁵ Dados internos de unidades faturadas, de março de 2018.

⁶ Dados da Secretaria de Energia e Mineração do Estado de São Paulo, de fevereiro de 2018.

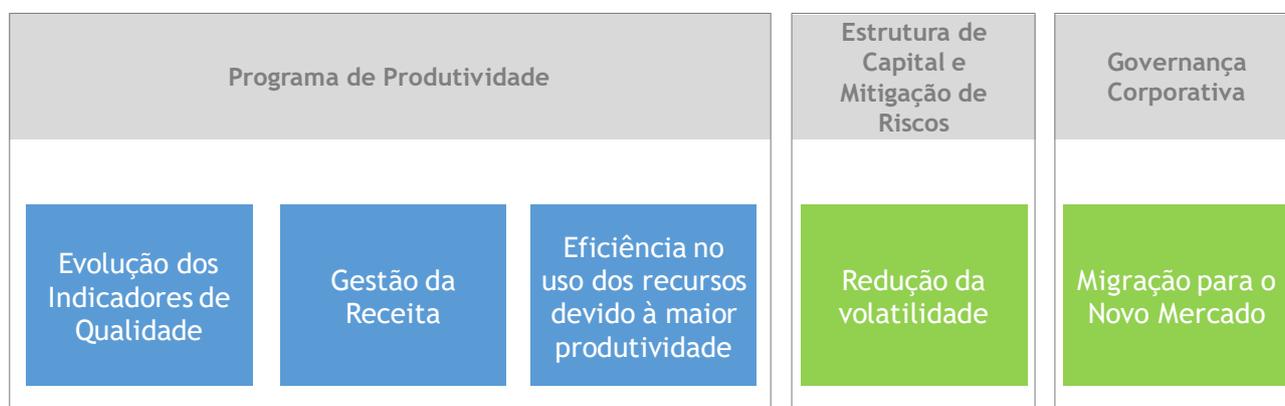
⁷ Dados da Empresa de Pesquisa Energética - EPE, de fevereiro de 2018.

Energia Elétrica, (“IEE”). Atrrelados 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 permanecer entre as melhores empresas para se trabalhar em pesquisa a ser realizada pela Fundação Instituto de Administração.

Plano Estratégico de Criação de Valor

O Plano Estratégico de Criação de Valor da Eletropaulo é alicerçado em três importantes frentes que, juntas, visam garantir o alcance dos objetivos da Companhia e agregar resultados positivos para os principais públicos de relacionamento, 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;
- (ii) Estrutura de Capital e Mitigação de Riscos: visando a redução da volatilidade por meio também da resolução de contingências. A Companhia direcionou esforços bem-sucedidos que reduziram a sobrecontratação de energia abaixo do limite regulatório, bem como aprovou, em março de 2018, acordo com a Eletrobras para encerramento de disputa judicial, e obteve em abril de 2018 a manutenção da liminar que suspende a devolução dos valores referentes ao Ativo Possivelmente Inexistente;
- (iii) Governança Corporativa: concluímos em 2017 a migração da Eletropaulo para o segmento Novo Mercado, da B3. Com essa mudança, elevamos o patamar de governança corporativa da Companhia, melhorando a relação com os acionistas e a capacidade de geração de valor.



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 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 resultado do cálculo corrigido pelo chamado Fator X, calculado para compartilhar ganhos de produtividade da distribuidora com os consumidores 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 em:

- (i) XPd - componente de produtividade: Consiste nos ganhos de produtividade da distribuidora no período histórico analisado, ajustado pela variação observada no mercado e nas unidades consumidoras;
- (ii) XT - componente de trajetória de custos operacionais: Objetiva ajustar os custos operacionais observados ao custo operacional eficiente;
- (iii) XQ - componente de qualidade: Mede a qualidade dos serviços técnicos e comerciais prestados por cada distribuidora aos seus consumidores. 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.

O Fator X é o resultado da somatória desses três componentes.

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%, 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 ao 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 em 24 de abril de 2018, e a Diretoria da ANEEL aprovou a manutenção de tais valores de adicional utilizados durante o andamento da Audiência Pública, mas alterou os valores de gatilho que definem o acionamento de cada patamar da bandeira, e este novo critério de acionamento das bandeiras entrou em vigor a partir do mês de maio de 2018.

As bandeiras tarifárias que vigoraram ao longo de 2017 e 2018, reflexo das condições hidrológicas, estão demonstradas a seguir.

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)

2018	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Bandeira Tarifária												
PLD gatilho R\$/MWh	189,63	157,8	184,91	40,16	193,36	-	-	-	-	-	-	-

PLD Gatilho: Referência de PLD médio mensal para o Patamar da Bandeira Tarifária, definido pelo CCEE

Audiência Pública - Baixas Prematuras

No dia 6 de março de 2018, a ANEEL aprovou em sua Reunião Pública Ordinária a atualização dos parâmetros de cálculo dos Custos Operacionais Regulatórios que valerão para a próxima Revisão Tarifária. A ANEEL passou a incluir no cálculo os custos com desativação de bens, que incluem: (i) custos de retirada (PMSO) e (ii) valor residual (em função de baixa prematura - sem que houvesse a amortização do bem em sua totalidade). Ou seja, a partir da próxima revisão tais custos terão tratamento tarifário, compondo o cálculo dos custos operacionais regulatórios.

Os custos com desativação de bens apurados pela ANEEL para a Eletropaulo e que entraram na base de dados do *benchmarking* foram de R\$ 116 milhões em 2015 e R\$ 97 milhões em 2016 (valores atualizados pelo IPCA até dezembro de 2016). Importante destacar que o reconhecimento destes custos no cálculo do *benchmarking* não significa um incremento direto nos custos operacionais que serão ressarcidos à empresa, já que este impacto só será integralmente percebido ao final do próximo ciclo, em 2023. A inclusão de tais custos será percebida gradualmente no próximo ciclo por meio de uma trajetória mais acentuada de Fator XT.

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, sendo composta por três postos horários (horário ponta, fora da ponta e intermediário). 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 por posto horário. Neste caso, o consumo de energia fora do horário de ponta ficará mais barato enquanto o consumo nos demais horários intermediários ficará mais caro em comparação com a modalidade tarifária convencional. O consumidor que conseguir alocar seu maior consumo em horário fora de ponta conseguirá se beneficiar desta nova modalidade tarifária.

A Companhia tomou todas as providências necessárias para o cumprimento dessa nova regulamentação, inclusive com investimento em novos medidores. Desde janeiro de 2018 os pedidos de migração para a

modalidade tarifa branca tem sido atendida regularmente e até o momento a quantidade de solicitações é de 227 pedidos⁸.

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 à migração de clientes para o mercado livre, protegendo a remuneração das empresas de distribuição; (ii) modernização do Ambiente de Contratação Regulada (“ACR”) com aprimoramento e ampliação de mecanismos de compensação de contratos de energia para ajuste do nível de contratação; (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 custo de capital (WACC regulatório)

As discussões dos novos parâmetros do custo de capital regulatório (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 do 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.

DESEMPENHO OPERACIONAL

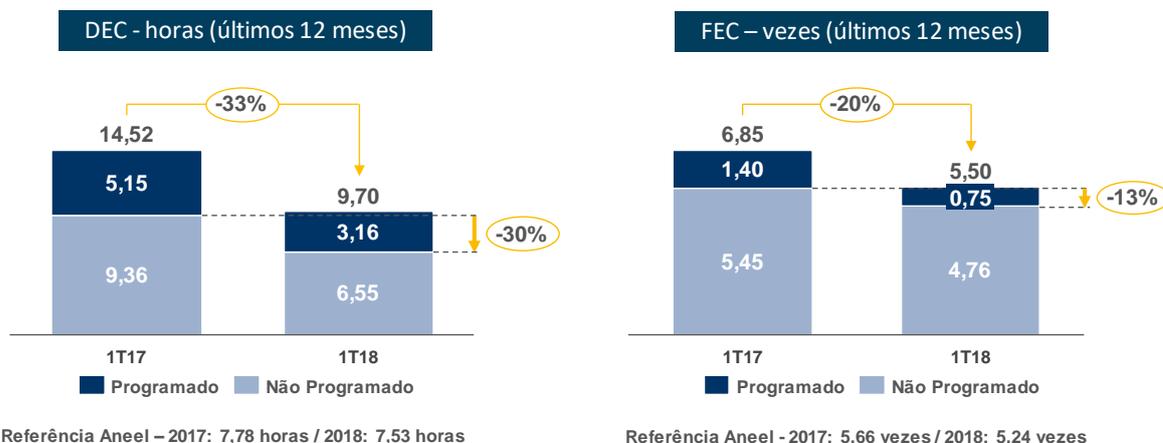
OPERAÇÃO

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.

⁸ Números obtidos de janeiro a abril/18

O gráfico a seguir apresenta um comparativo desses indicadores no 1T18 ante 1T17:



DEC - Últimos 12 meses

No 1T18 o DEC da Companhia foi de 9,70 horas, uma redução expressiva de 33,2% em relação ao valor registrado no 1T17.

Em relação à parcela programada houve uma redução de 38,6%, representando 1,99 horas a menos de interrupção emergencial sentida pelo cliente, enquanto que a parcela não programada reduziu 30,0% em relação ao mesmo período do ano passado, fruto, 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.



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 e na evolução e otimização dos nossos processos, inclusive por meio da transformação digital.

As iniciativas da Companhia para alcançar esse resultado ocorrem a partir da intensificação da manutenção preventiva e modernização da rede, desenvolvimento de equipes multitarefa, melhorias de processos de despacho de ordens emergenciais com implantação de inovações, utilização da metodologia *Lean* e gestão à vista suportada por ferramentas *data analytics*.

FEC - Últimos 12 meses

No 1T18 o FEC da Companhia foi de 5,50 vezes, uma redução de 19,7% em relação ao valor registrado no 1T17.

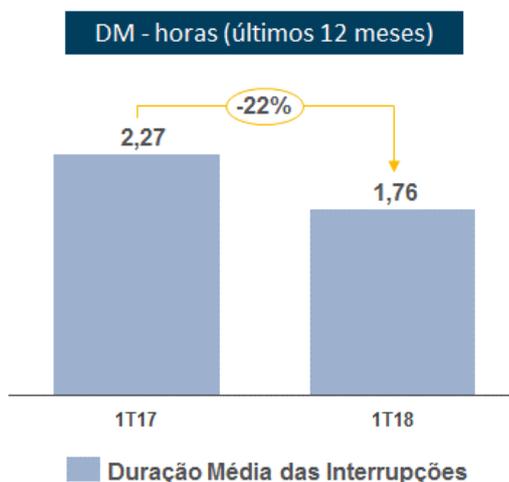
Em relação à parcela programada, a Companhia registrou uma expressiva redução de 46,4% em relação ao mesmo período de 2017, enquanto que a parcela não programada reduziu 0,69 vezes (12,7%).

Essa melhora na performance reflete o grande investimento em manutenção programada, como expansão de rede, execução de manutenção preventiva, poda de árvores e instalação de automação da rede (sistemas supervisionados e sistemas de auto recomposição, tais como religadores e chaves automáticas), além de novas subestações, larga aplicação de rede compacta e utilização de novos equipamentos, tais como *big jumper* e chave provisória para redução de trecho de desligamento com maior número de equipamentos.

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 62,3% em relação ao 1T17, representando um impacto positivo de R\$ 25,6 milhões, uma das importantes frentes do plano de criação de valor da Eletropaulo apresentado no Programa de Produtividade.

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

- (i) substituição de 16,2 mil conectores e ramais no 1T18;
- (ii) realização de 73,7 mil podas no 1T18;
- (iii) instalação de 146 religadores automáticos no 1T18; e
- (iv) instalação de 825 detectores de falha no 1T18.



A duração média de atendimento das ocorrências emergenciais no 1T18 caiu 22,4% comparado ao período de 2017, refletindo de forma positiva a melhoria no processo de priorização e despacho, e agilidade na reação dos desligamentos emergenciais.

DESEMPENHO COMERCIAL

CONSUMO⁹

Mercado total

O mercado total da Eletropaulo, conforme demonstrado na tabela a seguir, encerrou o 1T18 com um volume de 10.699,4 GWh, queda de 1,6% em relação ao 1T17. Quando ajustado pelos dias de faturamento (0,3 dia, o equivalente a 31,6 GWh), o mercado total teria queda de 1,3% no período.

Consumo - GWh	1T18	1T17	Var (%)
Residencial	3.996,6	4.017,4	-0,5%
Industrial	2.037,2	2.052,9	-0,8%
Cativo	750,3	831,8	-9,8%
Livre	1.286,9	1.221,1	5,4%
Comercial	3.671,6	3.794,3	-3,2%
Cativo	2.681,0	2.906,1	-7,7%
Livre	990,6	888,2	11,5%
Demais	994,1	1.008,9	-1,5%
Cativo	615,7	671,0	-8,2%
Livre	378,4	337,9	12,0%
Mercado Cativo	8.043,6	8.426,2	-4,5%
Clientes Livres	2.655,9	2.447,2	8,5%
Mercado Total	10.699,4	10.873,5	-1,6%

Não inclui Consumo Próprio

⁹ Considera o consumo de serviços de condomínio na classe comercial.

Mercado cativo

O mercado cativo somou 8.043,6 GWh no 1T18, o que correspondeu a uma queda de 4,5% comparado ao 1T17. O desempenho deste segmento refletiu os seguintes efeitos: i) migrações do Ambiente de Contratação Regulada (ACR) para o Ambiente de Contratação Livre (ACL), com impacto de 243,0 GWh; ii) dias de faturamento a menos no 1T18 (0,3 dia, o que equivaleu a 33,6 GWh); e iii) retorno de clientes ao ACR, com impacto de 13,4 GWh. Ajustados esses efeitos, a queda seria de 1,4%.

Clientes Livres

O mercado faturado dos clientes livres foi de 2.655,9 GWh no 1T18, um aumento de 8,5% quando comparado ao 1T17, devido principalmente à migração de clientes ao ACL.

Desde o 1T17, 210 unidades adicionais foram faturadas no ACL, totalizando 1.232 unidades no 1T18. O efeito líquido dessa movimentação foi um acréscimo de 228,8 GWh no mercado livre que, se descontados do mercado faturado no período, teria uma queda de 0,8% no trimestre.

Desempenho do mercado por classe de consumo (Cativo + livre)

Residencial

O consumo da classe residencial somou 3.996,6 GWh no 1T18, o que correspondeu a uma queda de 0,5% em relação ao 1T17. Neste período, a classe foi impactada favoravelmente por 0,3 dia a mais de faturamento (11,9 GWh) e incremento de aproximadamente 158 mil unidades consumidoras nos últimos 12 meses encerrados no 1T18. Em contrapartida, houve redução do consumo médio por unidade (2,7%), em função das baixas temperaturas registradas no período correspondente ao faturamento. Se descontado o efeito da diferença de dias de faturamento, o mercado residencial teria uma queda de 0,8% no trimestre.

Adicionalmente, o consumo da classe residencial foi influenciado pela queda da massa de renda na região metropolitana de São Paulo¹⁰, de 1,0% no período entre dezembro de 2017 e janeiro de 2018 em relação ao mesmo período do ano anterior.

Comercial

O total do consumo faturado para a classe comercial foi de 3.671,6 GWh no 1T18, o que representou uma contração de 3,2% ante o 1T17. Neste período, a classe foi impactada desfavoravelmente por 0,6 dia a menos de faturamento (24,7 GWh) e pela redução do consumo médio por unidade (3,4%), principalmente em função das baixas temperaturas registradas no período correspondente ao faturamento. Por outro lado, houve incremento de aproximadamente 1,3 mil unidades consumidoras nos últimos 12 meses encerrados no 1T18. Se descontado o efeito da diferença de dias de faturamento, o mercado comercial teria uma queda de 2,6% no trimestre.

Industrial

No 1T18, o consumo da classe industrial recuou 0,8% em relação ao 1T17, totalizando 2.037,2 GWh. Neste período, o desempenho da classe foi influenciado negativamente por 0,6 dia a menos de faturamento (13,0 GWh) e pela queda do consumo dos segmentos de fabricação de produtos químicos (1,5%) e de veículos automotores (4,2%), parcialmente compensada pelo crescimento dos segmentos de fabricação de produtos de borracha e plástico (6,2%) e metalurgia (4,6%). Se descontado o efeito da diferença de dias de faturamento, o mercado industrial teria uma queda de 0,1% no trimestre.

¹⁰ Índice de massa de rendimentos reais dos ocupados da Região Metropolitana de São Paulo. Pesquisa de Emprego e Desemprego do Dieese (jan/18).

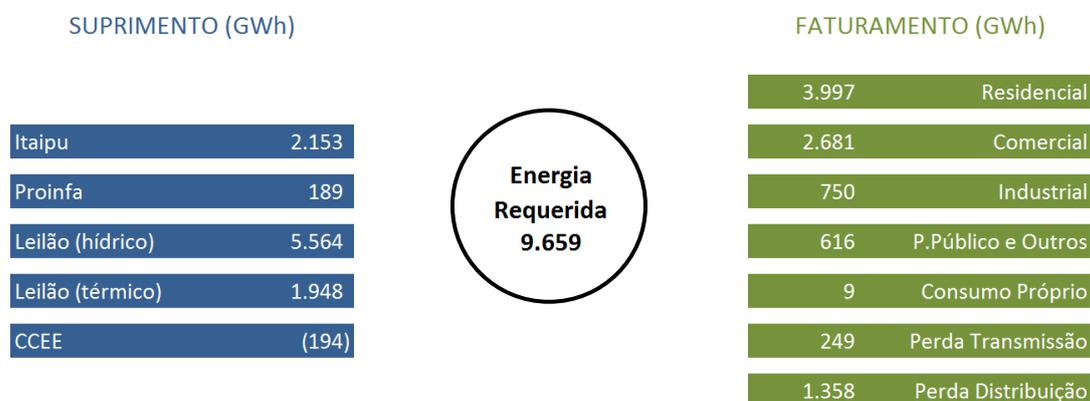
Demais Classes (Poder Público, Rural, Serviço Público e Iluminação pública)

O consumo das demais classes foi de 994,1 GWh no 1T18, representando um recuo de 1,5% em relação ao 1T17, impactado pelas classes de poder público e iluminação pública, que apresentaram queda de 5,0% e 3,2% no período respectivamente, já ajustada pela diferença de menos 1,0 dia de faturamento, (3,7 GWh).

Esse resultado foi parcialmente compensado pelas classes rural e de serviços públicos, que avançaram 4,1% e 2,6% no período respectivamente, já ajustadas pela diferença de menos 3,4 dias de faturamento (2,3 GWh).

Se descontado o efeito da diferença de dias de faturamento, o mercado das demais classes teria uma queda de 0,9% no trimestre.

BALANÇO ENERGÉTICO E NÍVEL DE CONTRATAÇÃO¹¹



A Eletropaulo encerrou o primeiro trimestre de 2018 com um nível de contratação de energia equivalente a 102,0% da sua carga cativa, dentro do limite regulatório de 105%. As sobras de energia (superávit) de 194 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. A Companhia 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

¹¹ O balanço energético reflete os números do 1T18 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.

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 (10 em 2017 e 7 em 2016), a Companhia reduziu seu nível de sobrecontratação, conforme demonstrado a seguir:

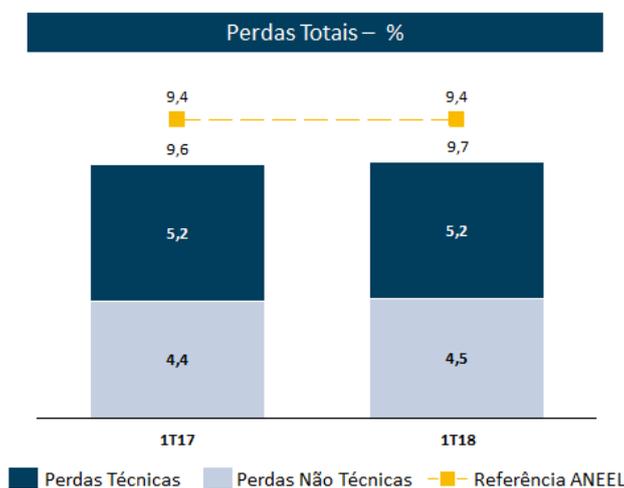
- (i) ano de 2016: redução de 116%¹² para 110,2%, sendo o impacto acima do limite de 105% equivalente a R\$ 105,9 milhões (atualizado pela SELIC até 31 de março de 2018), caso não venha a ser considerado como sobrecontratação involuntária pela ANEEL;
- (ii) ano de 2017: redução de 113%¹³ para 103,54%, dentro do limite regulatório.

PERDAS

O percentual de perdas é a taxa obtida através 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 medido na fronteira nos últimos 12 meses (47.464 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 ao 1T17, as perdas totais apresentaram um leve aumento de 0,1 p.p., apesar da Companhia manter todo o esforço possível visando combater o crescimento das perdas.

A Eletropaulo tem intensificado suas ações de combate às perdas comerciais para os segmentos de baixa renda com um programa de mapeamento e recadastramento na Tarifa Social de Energia Elétrica das famílias que possuem o perfil de renda previsto na nova legislação. No 1T18 aproximadamente 448 mil famílias foram beneficiadas com este programa, contra 462 mil no 1T17. Em relação ao 4T17, 5,9 mil novas famílias foram beneficiadas.



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.

¹² Projeção divulgada em 13 de maio de 2016.

¹³ Projeção divulgada em 03 de novembro de 2016.

Principais Ações para Redução de Perdas no 1T18

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

Inspeções 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 1T18 foram realizadas 106,8 mil inspeções e identificadas 25,1 mil irregularidades, contra 98,5 mil inspeções e 27,6 mil irregularidades no 1T17. Este aumento de 8,4% no volume de inspeções deveu-se à baixa utilização das equipes de perdas no atendimento de emergência no último verão.

Programa de Recuperação de Instalações Cortadas

Tem por objetivo recuperar as instalações de clientes cortados por inadimplência e que, ao não efetuarem a quitação dos débitos pendentes, passam a consumir energia de forma irregular.

No 1T18, foram realizadas 105,6 mil visitas e 10,8 mil instalações foram recuperadas, ante 91,4 mil visitas e 24,6 mil instalações recuperadas no 1T17. A empresa vem atuando fortemente nesta iniciativa desde 2011, e intensificou esta ação em 2015 devido aos reajustes tarifários, visando combater o crescimento das perdas na empresa. A redução no volume de instalações recuperadas deve-se a segmentação do processo, onde as instalações com encerramento de contrato passaram a ser tratadas no processo de combate às perdas administrativas.

Regularização de Ligações Informais (Clandestinas)

Tem por objetivo transformar consumidores clandestinos em clientes regulares. No 1T18, foram regularizadas 15,7 mil ligações informais, contra 13,9 mil regularizações no 1T17¹⁴. A empresa iniciou este programa em 2004 e até o momento mais de 840 mil instalações já foram regularizadas.

Redução de Perdas Administrativas

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

No 1T18 a empresa identificou cerca de 44,4 mil instalações com esse tipo de perdas ante 42,3 mil no 1T17. As principais causas estão relacionadas às instalações ligadas com contratos rescindidos e os impedimentos de leitura de medidores para o faturamento.

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, 4,5 em cada 10 negociações realizadas pelos leituristas resultam em pagamento no mesmo dia. O benefício econômico gerado por esta ação advém da redução de custos devido a menor necessidade de realização de serviço de corte, reduzindo os custos também de religação.



No 1T18, as iniciativas de combate a perdas contribuíram com aproximadamente R\$ 78,3 milhões no resultado da Companhia e acrescentaram ao mercado faturado 197,0 GWh de energia, ante os 203,3 GWh adicionados no 1T17. Estes montantes estão divididos da seguinte forma:

- (i) R\$ 21,0 milhões (58,5 GWh) no 1T18 em decorrência das inspeções de combate à fraude;

¹⁴ A diferença de valor publicado no 1T17 deve-se a alteração no critério de contabilização adotado atualmente, onde não são contabilizadas as regularizações de modificações solicitadas pelo cliente.

- (ii) R\$ 11,6 milhões (28,0 GWh) no 1T18 com a regularização de ligações informais;
- (iii) R\$ 12,2 milhões (29,4 GWh) no 1T18 com a recuperação de clientes com ligação cortada;
- (iv) R\$ 27,2 milhões (65,8 GWh) no 1T18 com redução de perdas administrativas; e
- (v) R\$ 6,3 milhões (15,3 GWh) no 1T18 com o faturamento retroativo de energia de consumo irregular.

Projeto Recicle Mais, Pague Menos

O Recicle Mais, Pague Menos é um projeto do programa de eficiência energética da Companhia que oferece desconto na conta de energia elétrica aos 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 1T18, 855 novos clientes se cadastraram no projeto, comparado a 682 novos clientes cadastrados no 1T17, totalizando 53,5 mil desde o início do projeto em 2013. O valor de bônus concedido aos clientes chegou a R\$ 73,2 mil no 1T18 com a coleta de 340,1 toneladas de resíduos no trimestre, o que representou um aumento de 20,0% em relação ao 1T17, quando foram concedidos R\$ 61,0 mil em bônus.

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 da ANEEL, com vigência a partir de 12 de dezembro de 2013, estabelecia 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 da ANEEL 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 (“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 março de 2018 foram realizados cerca de 216 mil descadastramentos da Tarifa Social e aproximadamente 559,4 mil notificações ao cliente por meio de mensagem em fatura.

Período	Relatório de Descadastramento	Descadastramento Efetivo
1T17	45.449	42.038
2T17	24.965	24.311
3T17	5.299	4.584
4T17	91.645	65.865
1T18	10.154	8.214
Total	177.512	145.012

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 março de 2018, a Companhia faturou 448,3 mil clientes com TSEE ante 462,3 mil faturados em março de 2017.

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. As pesquisas são realizadas 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 para 2016 e 2017. O resultado da pesquisa para o ano de 2018 estará disponível entre os segundo e terceiro trimestre de 2018.

Índice de Desempenho	2017	2016
Índice de Satisfação de Clientes	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 6,1 p.p e 1,8 p.p, respectivamente. Estas melhorias na percepção dos clientes nas áreas relacionadas a fornecimento são 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 investimentos¹⁵, 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 verificar o tipo de obra que está sendo feita na região, assim como a programação de interrupções para manutenções quando necessário.



¹⁵ <https://www.aeseletropaulo.com.br/investimentos/>

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.

Nesse sentido, a Eletropaulo celebrou contrato a Avaya Oceana que tem como objetivo migrar sua plataforma de atendimento para nuvem. Essa migração tem como meta a otimização do serviço e também a retenção dos clientes por meio da inteligência artificial. Vale destacar, que esse projeto teve como destaque positivo o aproveitamento de toda a infraestrutura atual da Eletropaulo.

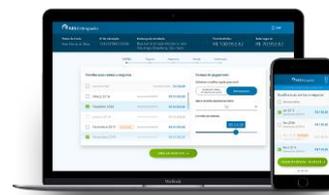
AÇÕES DE NEGOCIAÇÃO

O reajuste 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 negociação¹⁶ para os clientes da Eletropaulo no 1T17, oferecendo mais praticidade, agilidade e condições diferenciadas para negociação de dívidas. No 1T18, considerando apenas as negociações realizadas por meio do portal lançado, foram realizadas 97,1 mil negociações, totalizando um montante de R\$ 52,0 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 1T18 foram realizados 4 feirões de negociação, resultando em 2.831 acordos, somando R\$ 8,9 milhões negociados.

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).



¹⁶ <https://portalnegociacao.aeseletropaulo.com.br/>

DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

RECEITA OPERACIONAL BRUTA

A receita operacional bruta da Eletropaulo totalizou R\$ 5.204,8 milhões no 1T18, apresentando um crescimento de 7,0% ou R\$ 340,5 milhões, quando comparada ao 1T17.

Com a adoção do CPC 47/IFRS 15, as compensações relativas aos indicadores individuais de qualidade (DIC/FIC/DMIC/DICRI), foram reclassificadas do grupo de despesas operacionais, para o grupo receitas operacionais, como redutor deste grupo. Neste sentido, os números de 2017 foram reapresentados sob os mesmos critérios para fins de comparabilidade.

Desta forma, a variação na receita operacional bruta é explicada, principalmente, por:

- (i) aumento de R\$ 411,0 milhões do ativo e passivo financeiro setorial em função do:
 - a. saldo de ativos financeiros setoriais amortizados no 1T18 superior em R\$ 149,1 milhões, devido ao maior saldo líquido de passivo homologado no Reajuste Tarifário;
 - b. ativos financeiros setoriais constituídos (diferidos) no 1T18 de R\$ 261,9 milhões justificado principalmente pela exposição financeira negativa gerada pelas diferenças de preços de submercados, redução de cobertura tarifária devido ao aumento de quotas, parcialmente compensado por menor ESS¹⁷/ EER¹⁸ gerado por menor cobertura tarifária no 1T18 e pelo maior custo em decorrência da recomposição da conta CONER¹⁹ no comparativo entre os períodos;
- (ii) redução de compensações com DIC/FIC/DMIC/DICRI gerando saldo positivo de R\$ 25,6 milhões;
- (iii) aumento de R\$ 48,5 milhões da receita de construção devido ao maior nível de investimentos em infraestrutura da concessão do 1T18, com foco na melhoria dos serviços prestados;
- (iv) redução de R\$ 91,6 milhões na receita de fornecimento faturada (ex-transferência para atividade de distribuição) e não faturada, incluindo as bandeiras; parcialmente compensado por:
- (v) redução de R\$ 62,6 milhões com venda de energia no curto prazo, resultado da exposição financeira gerada pela diferença de preços entre submercados, conforme anteriormente mencionado.

DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL

As deduções totalizaram R\$ 2.002,9 milhões. Quando comparado ao 1T17, houve uma redução de R\$ 26,7 milhões. Esse desempenho é explicado principalmente pela:

- (i) redução R\$ 57,1 milhões da CCRBT, em virtude das Bandeiras Tarifárias no período;
- (ii) menor recolhimento de ICMS no valor de R\$ 12,3 milhões; e
- (iii) redução de R\$ 6,3 milhões da conta de PIS/COFINS; parcialmente compensado pelo:
- (iv) aumento de R\$ 49,1 milhões da conta de CDE.

¹⁷ Encargo do Serviço do Sistema - ESS

¹⁸ Encargo de Energia de Reserva - EER

¹⁹ Conta de Energia de Reserva - CONER

RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA

Considerando as variações expostas, no 1T18, a Companhia registrou uma receita operacional líquida de R\$ 3.201,9 milhões, um aumento de R\$ 367,2 milhões em relação ao 1T17.

CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS

Os custos e despesas operacionais da Eletropaulo, excluindo depreciação e custo de construção, totalizaram R\$ 2.682,3 milhões no 1T18, um aumento de 14,0% em relação ao 1T17, em função do aumento nos custos da Parcela A. As principais variações estão detalhadas a seguir:

Custos e Despesas Operacionais* (R\$ milhões)	1T18	1T17	Var (%)
Parcela A	2.114,3	1.783,8	18,5%
Energia Comprada para Revenda	1.642,6	1.590,5	3,3%
Encargos Uso Rede Elétrica e Transmissão	471,6	193,3	144,0%
PMSO	568,0	568,4	-0,1%
Pessoal e Entidade de Previdência	312,5	300,8	3,9%
Pessoal	219,9	202,8	8,4%
Entidade de Previdência	92,6	98,0	-5,5%
Serviços de Terceiros	135,7	143,2	-5,2%
Materiais	17,7	16,7	5,8%
PECLD	51,4	57,6	-10,8%
Contingências	11,8	18,4	-36,0%
Outros	39,0	31,8	22,8%
Total	2.682,3	2.352,2	14,0%

Parcela A

Custo com Energia Elétrica Comprada para Revenda

No 1T18, a despesa com energia comprada para revenda aumentou em 3,3%, ou R\$ 52,1 milhões, em comparação ao 1T17, totalizando R\$ 1.642,6 milhões. A seguir 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\$ 58,7 milhões, valor R\$ 39,0 milhões superior ao mesmo período de 2017, devido ao aumento do PLD médio, novas usinas repactuadas (principalmente UHE Belo Monte) e de variação da sazonalização da garantia física do MRE no comparativo entre os períodos;
- (ii) **Leilões²⁰:** aumento de R\$ 10,4 milhões no trimestre, em função, principalmente, da exposição financeira dos submercados registrada em março de 2018;
- (iii) **Itaipu:** redução de R\$ 6,3 milhões, consequência do menor volume em 6,4%, combinado a uma redução de 2,98% na tarifa US\$/KW mês para 2018, em comparação a 2017;
- (iv) **Proinfa:** aumento de R\$ 5,4 milhões, refletindo aumento de 14,8% na tarifa média entre os trimestres, parcialmente compensado pela de redução de 4,9% no volume de energia adquirida.

²⁰ Inclui Quotas de Garantia Físicas, Ressarcimento relacionado aos leilões e Compra na CCEE.

Fontes de Compra de Energia	Tarifa Média de Energia Comprada por Fonte em R\$/MWh			Participação da Fonte		
	1T18	1T17	Var (%)	1T18 Part.	1T17 Part.	1T Part.
Itaipu	203,4	193,1	5,3%	21,8%	22,2%	21,8%
Leilão ¹	160,3	151,4	5,9%	72,2%	72,1%	72,2%
Angra 1 e 2	246,9	237,3	4,0%	4,1%	3,7%	4,1%
Proinfa	338,0	294,3	14,8%	1,9%	1,9%	1,9%
Tarifa²	166,4	153,5	8,4%	100,0%	100,0%	100,0%

1 - Considera Quotas de Garantia Física e Ressarcimento | 2 - Considera Quotas de Garantia Física, Ressarcimento, Risco Hidrológico e Créditos de PIS/COFINS

Volume de Energia Comprada por Fonte (GWh)	1T18	1T17	Var (%)
Itaipu	2.154,5	2.301,8	-6,4%
Leilão	7.125,9	7.476,4	-4,7%
Angra 1 e 2	402,4	385,3	4,5%
Proinfa	189,6	199,3	-4,9%
Volume Total	9.872,3	10.362,8	-4,7%

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\$ 471,6 milhões no 1T18, um aumento de 144,0%, ou R\$ 278,4 milhões, em comparação ao mesmo período de 2017. A variação é explicada, principalmente, pelo:

- (i) aumento do custo com uso da rede básica em R\$ 221,9 milhões devido ao aumento nas tarifas no reajuste tarifário 2017, decorrente da indenização de investimentos realizados por transmissoras que renovaram concessão em 2013;
- (ii) maiores custos no valor de R\$ 44,0 milhões do Encargo de Serviço do Sistema (“ESS”), devido a recomposição do saldo original da CONER; e
- (iii) maiores despesas no montante de R\$ 37,0 milhões referente ao transporte de energia - Furnas/Itaipu em função da referida indenização às transmissoras e aumento da tarifa de transmissão.

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

Conforme sinalizado na seção “Receita Operacional Bruta”, com a adoção do CPC 47/IFRS 15, as compensações relativas aos indicadores individuais de qualidade (DIC/FIC/DMIC/DICRI), foram reclassificadas para o grupo receitas operacionais, como redutoras deste grupo.

No 1T18, o OPEX reportado foi de R\$ 568,0 milhões, uma redução de R\$ 0,4 milhões quando comparado ao mesmo período do ano de 2017. Excluindo o fundo de pensão, verifica-se um aumento de R\$ 5,0 milhões.

As principais variações são detalhadas a seguir:

OPEX - R\$ milhões	1T18	1T17	Var (%)
Pessoal	219,9	202,8	8,4%
Serviços de Terceiros	135,7	143,2	-5,2%
Material	17,7	16,7	5,8%
Outras Despesas	39,0	31,8	22,8%
PMSO (ex-FCESP)	412,3	394,4	4,5%
PECLD e Baixas	51,4	57,6	-10,8%
Contingências	11,8	18,4	-36,0%
OPEX (ex-FCESP)	475,4	470,4	1,1%
Entidade de Previdência	92,6	98,0	-5,5%
OPEX Reportado	568,0	568,4	-0,1%

Pessoal

Pessoal - R\$ milhões	1T18	1T17	Var (%)
Pessoal e Encargos	219,9	202,8	8,4%
Entidade de Previdência Privada	92,6	98,0	-5,5%
Total	312,5	300,8	3,9%

Despesas com Pessoal e Encargos

No 1T18, as despesas com pessoal e encargos totalizaram R\$ 219,9 milhões, um incremento de 8,4% ou R\$ 17,1 milhões em comparação ao 1T17. Essa variação deve-se, sobretudo, ao:

- (i) aumento de R\$ 7,8 milhões decorrentes do reajuste de remuneração em função de acordos coletivos de 2017 e reajuste dos planos de saúde (devido a inflação médica do período e aumento no número de vidas decorrente da internalização de equipes de atendimento);
- (ii) aumento de R\$ 3,6 milhões em função do processo de internalização de equipes de atendimento comercial; e
- (iii) aumento de R\$ 4,0 milhões devido a despesas relacionadas a reestruturação, incluindo programa de incentivo à aposentadoria (PIA).

Despesa com Entidade de Previdência Privada

No 1T18, a despesa com entidade de previdência privada somou R\$ 92,6 milhões, resultado 5,5% abaixo do registrado 1T17, de R\$ 98,0 milhões. Esta redução deve-se, principalmente, ao resultado da remensuração atuarial, impactada pela menor inflação realizada (IGP-DI) em comparação ao projetado, compensado pela redução na taxa de desconto de 5,30% a.a. (em 2017, com impacto em 2018) versus 5,80% a.a. (em 2016, com impacto em 2017).

Despesas com materiais e serviços de terceiros

No 1T18, as despesas com materiais e serviços de terceiros totalizaram R\$ 153,4 milhões, resultado 4,1% inferior ao registrado no mesmo período do ano anterior, de R\$ 159,9 milhões. O resultado no período deve-se, sobretudo a:

- (i) redução de R\$ 8,8 milhões devido, principalmente, a alteração no modelo de contratação de *call center*; parcialmente compensada por:
- (ii) aumento de R\$ 3,6 milhões decorrentes de despesas relacionadas a segregação de estruturas, pós-migração para Novo Mercado, incluindo aquisição de licenças e adequação da marca.

Outras despesas operacionais

As principais despesas incluídas neste grupo são: (a) Perda Estimada com Créditos de Liquidação Duvidosa (“PECLD”); (b) Provisão de Litígios e Contingências (c) Demais Despesas, incluindo aluguéis, publicidade, IPTU, entre outros. Não estão incluídas neste grupo, as despesas com compensações de DIC/FIC/DMIC/DICRI, que apresentaram redução de R\$ R\$ 25,6 milhões no comparativo entre os períodos, atualmente reclassificadas no grupo de ‘outras receitas operacionais’ em decorrência do CPC 47/IFRS 15, como citado anteriormente.

Outras Despesas Operacionais R\$ milhões	1T18	1T17	Var (%)
PECLD	51,4	57,6	-10,8%
Provisão de Litígios e Contingências	11,8	18,4	-36,0%
Outros	39,0	31,8	22,8%
Total	102,1	107,7	-5,2%

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

No 1T18, o total de Outras Despesas Operacionais apresentou redução de 5,2%, ou R\$ 5,6 milhões, em comparação ao mesmo período de 2017, totalizando R\$ 102,1 milhões. Dentre os principais componentes deste grupo, destacam-se as variações a seguir:

- (i) redução de R\$ 6,2 milhões em despesas com PECLD, resultado da continuidade e reforço das ações de combate a inadimplência, com redução no volume médio de clientes inadimplentes (217,7 mil no 1T18 versus 244,3 mil no 1T17); e
- (ii) redução de R\$ 6,6 milhões em contingências, contribuindo para isso o menor volume de processos trabalhistas registrados em 2018; parcialmente compensado por:
- (iii) aumento com outras despesas, incluindo perdas na desativação de bens e direitos, em função do aumento no volume de investimentos, ocasionando substituição de ativos elétricos.

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 operacionais²¹, 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 no uso dos recursos como resultado de maior produtividade.

²¹ Os valores são apresentados 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 do ano de 2016, excluindo as despesas com fundo de pensão e o impacto do reconhecimento, em dezembro de 2017, dos valores decorrentes do acordo com a Eletrobras (R\$ 9,2 milhões) e em 2018 dos valores decorrentes da preparação para a oferta primária de ações (R\$ 0,9 milhão).

Atuando em todas estas frentes, 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, devido principalmente à redução de multas e melhoria da inadimplência, e segue com o compromisso de ganho de eficiência em sua operação.

No 1T18, a redução realizada foi de R\$ 26,8 milhões. Para o ano completo de 2018, a redução esperada é de 150 milhões, e para 2019, R\$ 100 milhões. Os valores são apresentados 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 do ano de 2016, excluindo as despesas com fundo de pensão e o impacto do reconhecimento, em dezembro de 2017, dos valores decorrentes do acordo com a Eletrobras (R\$ 9,2 milhões) e em 2018 dos valores decorrentes da preparação para a oferta primária de ações (R\$ 0,9 milhão).

EBITDA AJUSTADO²²

No 1T18, o EBITDA Ajustado pelo fundo de pensão registrou retração de 4,7%, em comparação ao mesmo período de 2017, totalizando R\$ 343,7 milhões. A redução de R\$ 16,8 milhões no EBITDA Ajustado é explicada, principalmente por:

- (i) impacto negativo R\$ 5,0 milhões no PMSO, ajustado pelo fundo de pensão;
- (ii) impacto negativo de R\$ 15,4 milhões referente a efeitos regulatórios/tributários, principalmente:
 - a. efeito negativo pelo menor montante recebido com ressarcimentos de acordos bilaterais;
 - b. efeito positivo da atualização monetária do ativo financeiro;
 - c. efeito positivo da neutralização da variação cambial de Itaipu.
- (iii) impacto negativo de mercado em R\$ 22,0 milhões, principalmente, em decorrência das variações no volume; efeitos parcialmente compensados por
- (iv) redução de R\$ 25,6 milhões nas compensações individuais com DIC/FIC/DMIC/DICRI, em decorrência da melhora dos índices de qualidade da operação.

Desconsiderando os efeitos não-recorrentes de PIS/COFINS e ressarcimentos de acordos bilaterais, registrados no 1T17, o EBITDA Ajustado da Companhia totalizaria R\$ 289,1 milhões no período, o que representaria uma variação positiva de R\$ 54,5 milhões no comparativo entre os períodos.

O EBITDA reportado no 1T18 foi de R\$ 251,1 milhões, ante um EBITDA de R\$ 262,5 milhões no 1T17, apresentando uma contração de R\$ 11,4 milhões, ou -4,4%.

RESULTADO FINANCEIRO

A Companhia registrou no 1T18 um resultado financeiro negativo em R\$ 117,3 milhões, em comparação com o resultado financeiro negativo de R\$ 108,8 milhões reconhecido no 1T17.

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

Receitas Financeiras

As receitas financeiras totalizaram R\$ 41,2 milhões no 1T18, uma redução de R\$ 13,8 milhões em relação aos R\$ 54,9 milhões registrados no 1T17. Esse desempenho é explicado principalmente pela:

- (i) redução de R\$ 11,1 milhões da renda de aplicações financeiras em função das menores disponibilidades e redução do CDI médio no período (6,73% no 1T18 e 12,70% no 1T17);

²² Ajustes referentes as despesas com fundo de pensão.

- (ii) menor receita de atualização monetária com depósitos judiciais no valor de R\$ 6,8 milhões; parcialmente compensada pelo impacto positivo do;
- (iii) aumento de R\$ 2,8 milhões de multas e atualização monetária e juros sobre contas de energia atrasadas²³.

Despesas Financeiras

A despesa financeira da Companhia no 1T18 totalizou R\$ 156,9 milhões, uma redução de R\$ 10,6 milhões, quando comparado ao mesmo período do ano anterior. Essa variação é explicada, principalmente, pela:

- (i) redução de R\$ 28,6 milhões dos encargos da dívida em função da redução do CDI médio no período (6,73% no 1T18 e 12,70% no 1T17); parcialmente pela:
- (ii) despesa de R\$ 17,3 milhões relacionado à atualização do Acordo Eletrobras.

Variações Cambiais Líquidas

No 1T18, as variações cambiais líquidas apresentaram resultado negativo de R\$ 1,5 milhão ante um resultado positivo de R\$ 3,7 milhões no 1T17, um aumento de R\$ 5,3 milhões em função da oscilação cambial referente à aquisição de energia de Itaipu.

LUCRO LÍQUIDO

No 1T18, a Companhia reportou um prejuízo líquido de R\$ 5,4 milhões versus um lucro líquido reportado de R\$ 12,9 milhões no 1T17, uma variação negativa de R\$ 18,4 milhões. Essa variação é explicada pelas variações abaixo:

- (i) variação negativa do EBITDA ajustado pelo fundo de pensão no montante de R\$ 16,8 milhões em função das variações no mercado atendido;
- (ii) variação negativa do resultado financeiro de R\$ 8,5 milhões, principalmente impactado pela atualização do Acordo Eletrobras;
- (iii) maiores despesas com depreciação e amortização no valor de R\$ 9,9 milhões em função do maior nível de investimento da Companhia; parcialmente compensado
- (iv) menores impostos (IR/CSLL) em R\$ 11,5 milhões, em comparação ao 1T17, acompanhado menor lucro tributável.

Desconsiderando os efeitos não-recorrentes de PIS/COFINS e ressarcimentos de acordos bilaterais, registrados no 1T17, o Lucro Líquido Ajustado da Companhia totalizaria um prejuízo de R\$ 34,2 milhões no período, o que representaria uma variação positiva de R\$ 28,7 milhões no comparativo entre os períodos.

ATIVOS E PASSIVOS FINANCEIROS SETORIAIS LÍQUIDOS

No 1T18, a Companhia registrou uma CVA Líquida Ativa (“a receber”) de R\$ 79,0 milhões em relação ao saldo de CVA Líquida Passiva de R\$ 95,1 milhões em 2017, conforme detalhado a seguir.

²³ Após o vencimento das faturas mensais, há a incidência de juros de 0,033% ao dia e atualização financeira pelo IGP-M sobre o valor das faturas dos consumidores em atraso.

Ativos e Passivos Financeiros Setoriais	4T17	Diferimentos	Amortização	Bandeira	Atualização Monetária	1T18
Itaipu	470,7	99,0	(67,7)	-	6,7	508,8
Proinfra	(10,7)	2,9	5,4	-	(0,1)	(2,5)
Transporte - Rede Básica	61,3	18,6	(7,6)	-	0,9	73,3
Transporte - Itaipu	14,4	4,5	(1,3)	-	0,2	17,9
CDE	(324,0)	62,4	106,3	-	(3,9)	(159,2)
Custo de Energia	961,1	125,6	71,2	(16,3)	16,0	1.157,6
Encargos - ESS/EER	(847,3)	(58,5)	108,8	-	(12,7)	(809,6)
Demais Ativos e Passivos Financeiros Setoriais	(420,7)	(140,3)	(134,0)	-	(12,3)	(707,2)
Neutralidade Parcela A	92,7	12,1	(47,2)	-	0,3	58,0
Sobrecontratação	16,9	(10,8)	(61,3)	-	(1,8)	(57,0)
RTE	-	-	-	-	-	-
Ultrapassagem de Demanda e Excedente de Reativos	(319,6)	(24,9)	-	-	(5,3)	(349,9)
Fator Xq	-	-	-	-	-	-
Devolução Angra III	66,9	-	(32,5)	-	-	34,4
Risco Hidrológico	(230,0)	(114,2)	-	-	(4,2)	(348,5)
Outros	(47,6)	(2,6)	7,0	-	(1,2)	(44,3)
Total	(95,1)	114,2	81,2	(16,3)	(5,1)	79,0

O ativo setorial líquido de R\$ 114,2 milhões verificado nos diferimentos deste trimestre pode ser explicado, principalmente, pelo:

- (i) ativo financeiro setorial diferido no valor de R\$ 125,6 milhões, principalmente relacionado pela exposição financeira negativa gerada pelas diferenças de preços entre submercados;
- (ii) aumento do custo de aquisição de energia de Itaipu no montante de R\$ 99,0 milhões devido à maior tarifa em dólares;
- (iii) constituição de ativo financeiro no valor de R\$ 62,4 milhões do encargo CDE, considerando descasamento da cobertura tarifária e custo da quota anual de CDE, que sofreu aumento em janeiro de 2018; parcialmente compensada por:
- (iv) redução dos ESS/ EER que constituiu um passivo financeiro regulatório diferido no valor de R\$ 58,5 milhões gerado por menor cobertura tarifária no 1T18, e pelo maior custo em decorrência da recomposição da conta do CONER, em comparação ao 1T17; e
- (v) 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\$ 114,2 milhões no 1T18.

ENDIVIDAMENTO

A Companhia registrou no 1T18 uma dívida bruta²⁴ de R\$ 5.360,4 milhões, um total 16,4% maior em relação ao 1T17 que apresentou R\$ 4.606,5 milhões. As disponibilidades somaram R\$ 776,7 milhões no 1T18 ante R\$ 1.264,2 milhões do mesmo período do ano anterior.

Dessa forma, a dívida líquida da Companhia totalizou R\$ 4.583,7 milhões no 1T18, um aumento de R\$ 1.241,6 milhões em relação ao valor de R\$ 3.342,3 do 1T17. Esse aumento deve-se principalmente à:

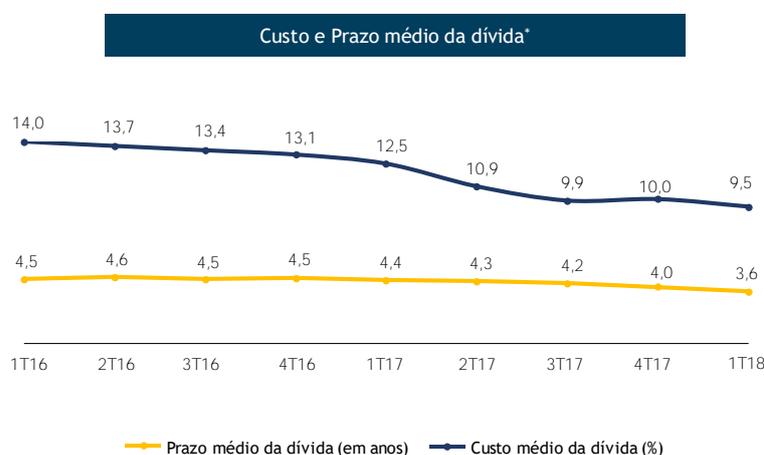
- (i) redução de R\$ 487,5 milhões no saldo de caixa;

²⁴ Dívida Bruta corresponde ao somatório dos empréstimos, financiamentos, leasing financeiro e debêntures de curto e longo prazo, além do saldo devedor com o fundo de pensão de R\$ 1.233,2 milhões (não considerando o efeito líquido de ganhos/perdas atuariais no montante de R\$ 2.458,9 milhões).

- (ii) emissões de R\$ 1.298,3 milhões no período de 12 meses, com destaque no 1T18 para a 22ª emissão de debênture (empréstimo-ponte para o FINEM) no valor de R\$ 300 milhões, e 3º e 4º protocolos do FINEM, nos valores de R\$ 109,8 milhões e R\$ 150,0 milhões, respectivamente;
- (iii) amortizações de debêntures, CCB, FINEM, FINEP, de R\$ 446,8 milhões mais juros, no período de 12 meses, com destaque no 1T18 para as amortizações da 18ª debênture no valor de R\$ 19,0 milhões, 3ª Nota Promissória no valor de R\$ 4,5 milhões, FINEM no valor de R\$ 18,4 milhões, e
- (iv) redução do saldo do fundo de pensão em R\$ 59,8 milhões.

Dívida - R\$ milhões	1T18	1T17	Var (%)
Empréstimos, Financiamentos e Debêntures	4.127,2	3.313,6	24,6%
Fundo de Pensão	1.233,2	1.292,9	-4,6%
(-) Disponibilidades ¹	776,7	1.264,2	-38,6%
Dívida Líquida	4.583,7	3.342,3	37,1%
EBITDA (12 meses)	1.077,1	789,4	36,5%
Despesa com FUNCESP (12 meses)	387,3	374,5	3,4%
EBITDA Ajustado (12 meses)	1.464,4	1.163,9	25,8%
Despesa financeira sobre empréstimos²	(409,1)	(511,8)	-20,1%
Dívida Líquida/EBITDA Ajustado	3,13	2,87	9,0%
EBITDA Ajustado/Despesa financeira²	3,58	2,27	57,4%

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



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

No 1T18 a dívida da Eletropaulo atrelada ao CDI²⁵ foi de R\$ 3.460,0 milhões com um custo médio de CDI + 2,04 % a.a., maior do que o registrado no 1T17 de CDI + 1,82 % a.a. sob a dívida de R\$ 2.865,6 milhões em função, principalmente, das novas emissões e pagamentos de dívidas ocorridas no período, conforme descritas acima.

O saldo da dívida atrelada aos demais índices²⁶ no 1T18, principalmente IGP-DI + 5,8% a.a. é de R\$ 1.820,6 milhões ante R\$ 1.664,2 milhões ao custo médio de IGP-DI + 5,5% a.a. registrado no 1T17.

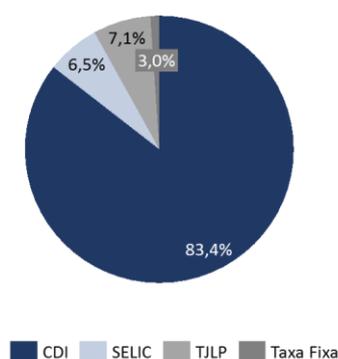
²⁵ Dívida atrelada ao CDI compreende ao somatório de principal e encargos das debêntures, nota promissória e cédulas de crédito bancário (CCB).

²⁶ A dívida atrelada aos demais índices compreende ao somatório do FINEM, FINEP e fundo de pensão (excluindo corredor).

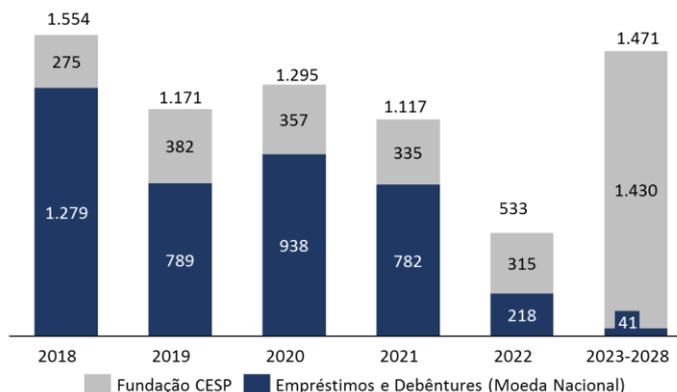
O prazo médio da dívida no 1T18 é de 3,6 anos, patamar inferior ao prazo de 4,4 anos do 1T17, também explicado pelas novas emissões e pagamentos de dívidas ocorridas neste período.

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

Dívida Bruta por indexador²⁷



Cronograma de amortização - R\$ milhões²⁸



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

Escala de rating da Companhia

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

Últimas atualizações: Fitch - Mai'18; S&P - Ago'17; Moody's - Mar'17

Cláusulas Restritivas (“Covenants”)

Para efeito de cálculo dos *covenants* da Companhia, considera-se o saldo devedor com o fundo de pensão de R\$ 1.233,2 milhões em 31 de março de 2018 (não considerando o efeito de 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 *covenants*²⁹ dos últimos 12 meses findos em 31 de março de 2018, a Eletropaulo apresentou indicadores Dívida Líquida/EBITDA Ajustado de 3,13x, e EBITDA Ajustado/Despesa Financeira de 3,58x.

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 no 1T18, a Companhia estava dentro dos limites estabelecidos nos contratos de dívida.

²⁷ Referente a Empréstimos, Financiamentos e Debêntures

²⁸ Fluxo composto por amortização de principal, juros acumulados e saldo de/ diferidos. Não considera arrendamento financeiro.

²⁹ 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 1T18, a Eletropaulo investiu R\$ 266,3 milhões, um aumento de 22,8% em comparação com 2017. Destes, R\$ 235,0 milhões foram realizados com recursos próprios e R\$ 31,3 milhões correspondem a projetos financiados pelos clientes.

Investimentos - R\$ milhões	1T18	1T17	Var (%)
Atender Indicadores de Qualidade	48,9	45,4	7,8%
Confiabilidade do Sistema	34,1	31,4	8,9%
Expansão do Sistema	59,7	40,2	48,3%
Gestão da Receita	20,8	14,5	43,4%
Atender Demandas Mandatórias	65,6	50,1	30,8%
Suporte Operacional	5,9	10,3	-42,5%
Total com Recursos Próprios	235,0	191,9	22,5%
Financiado pelo cliente	31,3	25,1	25,0%
Total	266,3	216,9	22,8%

Principais investimentos no 1T18

Atender Indicadores de Qualidade

Visam a melhoria dos indicadores de qualidade e, conseqüentemente, a diminuição de compensações com DIC/FIC/DMIC/DICRI.

Os investimentos totalizaram 48,9 milhões no 1T18, 7,8% superior ao investido no 1T17.

No 1T18 foram investidos R\$ 26,2 milhões em rede compacta e R\$ 3,6 milhões em reforma de rede secundária, valores respectivamente maiores em 170,6% e 239,4% quando comparados com o 1T17.

Confiabilidade do Sistema

Objetivam 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 1T18, foram investidos R\$ 34,1 milhões, valor superior em 8,9% ao investido no 1T17 (R\$ 31,4 milhões). Destaca-se a reconstrução da linha de transmissão subterrânea ETR\ETD Vila Formosa 1 e 2 de 138 kV e instalação de equipamentos em torres de linhas de transmissão aéreas.

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 1T18, R\$ 59,7 milhões foram investidos na expansão do sistema, valor 48,3% superior comparado ao investido no 1T17 (R\$ 40,2 milhões). Destaca-se o acréscimo de 40 MVA de capacidade ao sistema elétrico com a substituição de 2 transformadores de potência na subestação ETD São Bernardo do Campo, capacidade suficiente para suprir as necessidades de uma população aproximada de 120 mil habitantes. Também foram inaugurados 4 circuitos primários de distribuição da subestação ETD Caucaia, beneficiando aproximadamente 34 mil clientes dos municípios: Cotia, Itapevi e Vargem Grande Paulista. Por fim, o circuito primário de distribuição Butantã foi recapitado, beneficiando aproximadamente 3 mil clientes no município de São Paulo.

Gestão da Receita

Objetivam o desenvolvimento de sistema para antecipar o comportamento de clientes e trazer inteligência para o processo, visando a redução da inadimplência dos consumidores.

No 1T18 o montante investido atingiu R\$ 20,8 milhões, valor 43,4% acima do investido no 1T17 (R\$ 14,5 milhões). Foram realizadas 13,7 mil regularizações com emprego de medidor por meio de inspeções de fraude e anomalias e a regularização de 15,7 mil conexões informais.

Atender demandas Mandatórias

Objetivam atender as demandas específicas do regulador, como atendimentos emergenciais com afastamento de rede e mitigação de situações de risco à população.

No 1T18, foram investidos R\$ 65,6 milhões, valor 30,8% acima do investido no 1T17 (R\$ 50,1 milhões). Destaca-se a demanda superior de projetos para atendimento a clientes visando cumprir obrigações e prazos regulatórios.

Suporte Operacional

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

No 1T18, foram investidos R\$ 5,9 milhões, valor 42,5% menor do investido no 1T17 (R\$ 10,3 milhões). Essa diferença foi decorrente ao programa de Transformação da Cobrança e a compra das licenças SAP ocorrida no primeiro trimestre de 2017.

Para o 1T18, destaca-se os investimentos em muros e passeios e o sistema para serviços técnicos comerciais.

Financiados pelo Cliente

Os investimentos financiados pelos clientes totalizaram R\$ 31,3 milhões no 1T18, 25,0% acima do investido no 1T17 (R\$ 25,1 milhões), e referem-se principalmente à conversão e remoção de redes, alteamento de linhas de alta tensão, entre outros.

Plano de Investimentos - 2018 até 2022

A Companhia pretende investir R\$ 4,9 bilhões, em termos nominais, 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

*Valores em milhões, em termos nominais

FLUXO DE CAIXA

Fluxo de Caixa - R\$ milhões	1T18	1T17	Var.
Saldo inicial de caixa	601,3	1.067,6	(466,4)
Geração de caixa operacional	120,8	609,5	(488,7)
Investimentos	(226,9)	(259,2)	32,3
Despesa Financeira Líquida / Amortizações Líquidas	459,8	(97,3)	557,1
Despesas com Fundo de Pensão	(103,0)	(112,7)	9,7
Imposto de Renda	(7,8)	(0,0)	(7,7)
Caixa restrito e/ou bloqueado	(65,8)	56,4	(122,1)
Caixa livre	177,1	196,5	(19,4)
Pagamento de Dividendos e JSCP	(1,7)	-	(1,7)
Saldo final de caixa	776,7	1.264,2	(487,5)

No 1T18, a Companhia registrou uma geração de caixa operacional positiva de R\$ 120,8 milhões, desempenho R\$ 488,7 milhões inferior ao apresentado no 1T17. Esta redução, em comparação ao mesmo período do ano anterior, se deve, principalmente, aos fatores abaixo:

- (i) maiores gastos com compra de energia e do aumento dos custos de transmissão; parcialmente compensados por:
- (ii) aumento nos ingressos com arrecadação relacionada ao faturamento, e com os repasses recebidos relativos a subsídios de baixa renda.

O saldo de movimentações com serviço da dívida, amortizações e captações apresentou variação positiva de R\$ 557,1 milhões durante o 1T18 comparado ao 1T17, em função do maior volume de captações no período, devido principalmente à 22ª Emissão de Debêntures realizada em janeiro de 2018 e ao repasse do BNDES FINEM em março de 2018, e amortização da 17ª emissão debênture, no 1T17.

Com isso, o saldo final de caixa totalizou R\$ 776,6 milhões no 1T18, comparado com R\$ 1.264,2 milhões no 1T17.

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.

No primeiro trimestre de 2018, as ações ordinárias (ELPL3) da Eletropaulo encerraram o período cotadas a R\$ 17,86, com valorização de 28,2%³⁰, quando comparado ao mesmo período de 2017, enquanto o IEE valorizou 3,7% e o Ibovespa 31,4%. 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 1.706 mil ações, e a partir desta data até o fim do exercício a média diária de negociação de ações ordinárias foi de 1.422 mil ações.

³⁰ 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.

Desempenho das ações (últimos 12 meses)

Eletropaulo³¹ x Ibovespa x IEE
Base 100 = 31/03/2017



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

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. A Eletropaulo está comprometida a proporcionar um ambiente seguro, saudável e sustentável, por meio do comprometimento e conscientização de todos na busca contínua da melhoria no desempenho de segurança do trabalho e saúde ocupacional.

A estratégia de segurança da Companhia está baseada em ações proativas que promovam o fortalecimento da cultura de segurança e comportamento seguro, realizadas com base nos requisitos do sistema de gestão de segurança e saúde ocupacional, certificado conforme a norma internacional OHSAS 18001, e na Política de Sustentabilidade da Companhia.

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		1T18	1T17
Próprios	Fatal - Típico	0	0
	Taxa de Frequência - TF	1,98	3,82
	Taxa de Gravidade - TG	79	105
Contratados	Fatal - Típico	0	0
	Taxa de Frequência - TF	7,54	4,96
	Taxa de Gravidade - TG	36	10

Taxa de Frequência -TF: Taxa de incidentes com tempo perdido (acidentes típicos, com perda de dias de trabalho).

Taxa de Gravidade - TG: Taxa de acidentes registráveis (acidentes típicos, sem perda de dias de trabalho).

A performance dos indicadores, conforme norma NBR, mostra melhoria de 48,2% da Taxa de Frequência do desempenho com equipes próprias, fruto das ações preventivas do Programa de Meio Ambiente, Saúde e Segurança do Trabalho. A TF e TG de contratados, por sua vez, apresentou um descolamento quando

³¹ 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.

comparado com a performance do mesmo período de 2017, descolamento este associado à uma incidência maior de acidentes vinculados à acidentes não elétricos, gerando assim, um maior número de acidentes típicos com afastamento, que reflete na maior TF e TG para 2018. Este tema já vem sendo abordado com os gestores das contratadas através da divulgação das causas destes acidentes e preleções técnicas para a mitigação dos mesmos.

Segurança da população

No 1T18 foram reportados três acidentes fatais, o que representa uma diminuição de 57% se comparado com o mesmo trimestre de 2017, quando ocorreram sete acidentes fatais. 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.

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 464 ações proativas no 1T18, 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.

Sistema de Gestão Ambiental

O Sistema de Gestão Ambiental é estruturado de acordo com a norma ISO 14001:2015 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 empresa especializada no atendimento a emergências ambientais e está sempre preparada para atender aos principais cenários emergenciais, identificados em seu Sistema de Gestão Ambiental.

Para manter a Certificação ISO 14001 em 100% de seus processos, a Eletropaulo envolve suas equipes próprias e contratadas, 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.

Mudanças Climáticas

O Subcomitê de Mudanças Climáticas, criado em 2017, é o fórum interno responsável por desenvolver e acompanhar esse tema na Companhia. Durante o 1T18, o Subcomitê se focou na identificação e avaliação dos riscos que as mudanças climáticas trazem para o negócio, além de trabalhar na coleta de dados e certificação do Inventário de Emissões de Gases de Efeito Estufa.

Emissões de Gases de Efeito Estufa

Houve redução de 693 toneladas de CO₂ equivalente de emissões indiretas de gases de efeito estufa no 1T18, em relação ao 1T17, devido à menor quantidade de energia perdida no sistema de distribuição - perdas totais de aproximadamente 12 GWh.

Indicador de Desempenho	1T18	1T17
GWh de perdas totais	1.144	1.156

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 tem a meta de regularizar 42 mil famílias em 2018. No primeiro trimestre de 2018, a Companhia regularizou ligações elétricas de 15,7 mil famílias (cerca de 62 mil pessoas), em 169 núcleos distintos, uma redução de 3,1% comparado com 16,1 mil famílias regularizadas no 1T17 (cerca de 64 mil pessoas).

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 e a substituição de equipamentos ineficientes para promover a transição da situação sustentável de consumidor irregular para a condição de novo cliente.

Indicador de Desempenho	1T18	1T17
Número de ligações regularizadas (mil)	15,7	16,1

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 na Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária (“AGO”) de 27 de abril de 2018 visando refletir a nova composição do capital social da Companhia, sendo composto por 9 membros (sem suplentes), sendo 6 membros independentes. O mandato dos atuais membros do Conselho de Administração se encerrará na data da realização da Assembleia Geral Ordinária que examinará as contas da administração da Companhia referente ao exercício social findo em 31 de dezembro de 2019.

A atual Diretoria é composta por 5 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 em funcionamento, 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 6 membros, sendo 3 membros efetivos e 3 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 Estratégia, Inovação e Sustentabilidade (abr/2018)**, de natureza estatutária e composto por, no mínimo, 3 e, no máximo, 5 membros, conselheiros ou não, eleitos e destituíveis pelo Conselho de Administração;
- **Comitê de Partes Relacionadas (mar/2017)**, extinto em AGO de 27 de abril de 2018, sendo suas atribuições alocadas ao Comitê de Auditoria;
- **Comitê de Remuneração e Pessoas (jun/2017)**, de natureza estatutária e composto por 3 a 5 membros que sejam conselheiros de administração, com exceção do membro especialista em recursos humanos e no desempenho de funções relativas ao estabelecimento de políticas de remuneração, metas corporativas e atração e retenção de pessoal, sendo a maioria conselheiros independentes;
- **Comitê de Auditoria (ago/2017)**, de natureza estatutária e composto por 3 a 5 membros do Conselho de Administração, com exceção do membro especialista em contabilidade societária de auditoria externa ou interna e de gestão financeira, sendo a maioria de conselheiros independentes.

Todos os comitês foram criados com o objetivo de assessorar o Conselho de Administração da Companhia nas tratativas de temas relevantes.

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.

DISTRIBUIÇÃO PRIMÁRIA DE AÇÕES (“FOLLOW ON”)

Em 16 de Abril de 2018, a Eletropaulo, em cumprimento ao disposto no parágrafo 4º do artigo 157 da Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976, conforme alterada (“Lei das Sociedades por Ações”), na regulamentação da Comissão de Valores Mobiliários (“CVM”), em especial na Instrução da CVM nº 476, de 16 de janeiro de 2009, conforme alterada (“Instrução CVM 476”) e na Instrução da CVM nº 358, de 3 de janeiro de 2002,

conforme alterada, informou aos seus acionistas e ao mercado em geral em reunião do Conselho de Administração da Companhia que foi aprovada a realização de oferta pública de distribuição primária de inicialmente, 58.900.000 (cinquenta e oito milhões e novecentos mil) ações ordinárias, nominativas e escriturais e sem valor nominal, de emissão da Companhia, todas livres e desembaraçadas de qualquer ônus ou gravames (“Ações”), com esforços restritos de colocação, nos termos da Instrução CVM 476 (“Oferta”)

Nos termos da decisão proferida em 28 de junho de 2016, no âmbito do Processo Administrativo CVM nº RJ 2014/13261, e do artigo 24 da Instrução da CVM nº 400, de 29 de dezembro de 2003, conforme alterada (“Instrução CVM 400”), até a data de conclusão do Procedimento de *Bookbuilding*, inclusive, a quantidade de Ações inicialmente ofertada poderia, a critério da Companhia, em comum acordo com os Coordenadores da Oferta, ser acrescida em até 15% (quinze por cento) do total de Ações inicialmente ofertadas, ou seja, em até 8.835.000 (oito milhões e oitocentas e trinta e cinco mil) Ações de emissão da Companhia, nas mesmas condições e no mesmo preço das Ações inicialmente ofertadas (“Ações Suplementares”), nos termos do Contrato de Colocação, as quais seriam destinadas a atender a um eventual excesso de demanda que viesse a ser constatado no momento em que for fixado o Preço por Ação

Na mesma data, a Companhia celebrou com a Neoenergia, um acordo de investimento (“Acordo de Investimento”) por meio do qual, sujeito a determinadas condições, a Neoenergia firmou um compromisso de realizar um investimento na Companhia, mediante a subscrição de Ações objeto da Oferta, ao preço de R\$ 25,51 por Ação (“Preço Ofertado”).

O Acordo de Investimento dispôs que na eventualidade do preço por Ação na Oferta fosse equivalente ao Preço Ofertado, a Companhia deveria alocar à Neoenergia 80% do total de Ações objeto da Oferta (incluindo as Ações Suplementares), após atendimento do direito de prioridade exercido pelos atuais acionistas da Companhia. Caso, após a realização do procedimento do *Bookbuilding* não houvesse demanda suficiente para fixação do Preço Ação na Oferta ao Preço Ofertado ou acima dele, então a Neoenergia estaria obrigada a subscrever, por preço equivalente ao Preço Ofertado, a totalidade das Ações objeto da Oferta (excluindo as Ações Suplementares), após o atendimento do Direito de Prioridade dos Acionistas da Companhia. Em contrapartida caso após a realização do Procedimento de *Bookbuilding*, o Preço por Ação na Oferta fosse fixado acima do Preço Ofertado, então a Neoenergia teria a opção, mas não a obrigação, de subscrever até 80% do total das ações objeto da Oferta (incluindo as Ações Suplementares), após o atendimento do Direito de Prioridade dos Acionistas da Companhia, ao Preço por ação que fosse fixado na oferta.

Em 25 de abril de 2018, em cumprimento ao disposto no parágrafo 4º do artigo 157 da Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976, na regulamentação da Comissão de Valores Mobiliários (“CVM”), em especial a Instrução da CVM nº 358, de 3 de janeiro de 2002, a Companhia informou aos seus acionistas e ao mercado em geral que o Conselho de Administração, em reunião realizada naquela data, aprovou o cancelamento da oferta pública de distribuição primária de ações ordinárias de emissão da Companhia, com esforços restritos de colocação, nos termos da Instrução da CVM nº 476, de 16 de janeiro de 2009, (“Oferta Restrita”), a qual foi objeto do fato relevante divulgado pela Companhia em 16 de abril de 2018 (“Fato Relevante”).

O Conselho de Administração da Companhia, no melhor exercício do seu dever fiduciário, entendeu que o cancelamento da Oferta Restrita permitiria a melhor evolução da competitividade entre as ofertas públicas para aquisição de ações da Companhia atualmente em curso (bem como outras novas potenciais ofertas), buscando, assim, maximizar valor para seus acionistas, sem prejuízo do atendimento das necessidades de capitalização da Companhia.

Em 7 de maio de 2018, a Companhia recebeu correspondência da Câmara de Arbitragem do Mercado, por meio da qual foi notificada acerca do pedido de instauração de procedimento arbitral apresentado pela Neoenergia (“Procedimento”). O Procedimento refere-se a questões que decorrem do Acordo de Investimento celebrado entre a Companhia e a Neoenergia, mencionado anteriormente.

A Companhia entende que o pedido apresentado é improcedente, tendo sido o Acordo de Investimento cumprido integralmente, o que será demonstrado ao longo do Procedimento.

OFERTA PÚBLICA DE AQUISIÇÃO DE AÇÕES (“OPA”)

Em 5 de abril de 2018 a Companhia recebeu oferta pública de aquisição de controle realizada pela Energisa ao preço de R\$ 19,38 por ação. Essa oferta estava condicionada a aquisição de pelo menos 50% + 1 ação da Companhia. Dentre as condições estabelecidas pela Energisa, estava previsto o aumento do capital social em montante de, pelo menos, R\$ 1,0 bilhão em até 180 dias contados da data do leilão, com o objetivo de fortalecer a estrutura de capital da Companhia. No dia 04 de maio de 2018 a Energisa revogou o seu Edital de oferta pública de aquisição de ações.

No dia 16 de abril de 2018 foi celebrado um acordo de investimento com a Neoenergia, com o compromisso de lançamento de uma oferta pública concorrente para aquisição de controle, adicional ao compromisso de ancoragem da distribuição primária de ações da Eletropaulo, a referida distribuição foi cancelada em data posterior pelo Conselho de Administração da Companhia. O lançamento da referida oferta concorrente foi aprovado pelo Conselho de Administração da Neoenergia, no dia 20 de abril de 2018, ao preço de R\$ 29,40 por ação. A Neoenergia também realizou aditamento de seu edital em 25 de abril de 2018 e alterou o preço por ação para R\$ 32,10.

Em 17 de abril de 2018 a Companhia recebeu oferta pública concorrente formulada pela Enel, ao preço de R\$ 28,00 por ação, também condicionada a aquisição de controle da Companhia. Dentre as condições estabelecidas pela ofertante, destaca-se o cancelamento da oferta pública de distribuição primária e o compromisso com posterior aumento do capital social da Companhia no valor de pelo menos R\$ 1,0 bilhão, até 60 dias contados da data em que for obtida a última aprovação regulatória referente à aquisição das Ações pela Enel. Em posterior aditamento ao Edital em 18 de abril de 2018, a Enel alterou o valor e prazo do compromisso de capitalização na Companhia de pelo menos R\$ 1,5 bilhão em até 30 dias da última aprovação regulatória referente à aquisição ou da Data de Liquidação o que ocorrer por último. Em 25 e 26 de abril de 2018 a Enel deliberou por realizar novos aditamentos em seu edital e alterou o seu preço ofertado para R\$ 32,00 e R\$ 32,20 por ação, respectivamente.

Os leilões de todas as ofertas públicas para aquisição de ações estão previstos para ocorrerem em 4 de junho de 2018.

ESTRUTURA SOCIETÁRIA

Em 31 de março de 2018, 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 Companhia com controle diluído após a migração para o Novo Mercado, sem a figura de um acionista controlador. Nesta data, a Companhia contava com aproximadamente 63 mil acionistas.

A tabela a seguir apresenta a estrutura societária da Companhia em 9 de abril de 2018, após a última alteração de participação relevante:

ACIONISTA	ON	%
BNDESPAR	31.350.329	18,73%
AES Holdings Brasil	28.179.237	16,84%
União Federal	13.342.642	7,97%
Squadra	8.451.400	5,05%
Ações em tesouraria	3.058.154	1,83%
Outros	82.962.125	49,58%
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*) dos 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 (CABOS)

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 efetuasse 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.

Em 5 de janeiro de 2015, em razão da liminar obtida, a ANEEL publicou a Resolução Homologatória nº 1.844, determinando à 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 visando suspender a liminar em vigor, deferida pelo TRF1. O recurso foi negado de forma definitiva pelo STJ.

Em 13 de abril de 2018, o julgamento do Agravo interposto pela Companhia foi retomado e o TRF1 deu provimento a ele, mantendo a liminar que suspende, até decisão de mérito da ação, a determinação da ANEEL de devolução dos valores discutidos na ação aos consumidores.

Aguarda-se a publicação da referida decisão do TRF1 e eventual interposição de recursos, bem como o julgamento do mérito do caso em primeira instância, atualmente em 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, provisão constituída. Em 31 de março de 2018, o valor atualizado pelo IGP-M da devolução tarifária em discussão é de R\$ 780,9 milhões (R\$ 779,3 milhões em 31 de março de 2017).

Termo de Notificação - ANEEL

Processos classificados como prováveis

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 março de 2018 de R\$ 98,3 milhões relativo a essas penalidades, um total de R\$ 46,2 milhões (composto por R\$ 27,4 milhões e R\$ 18,8 milhões, respectivamente) são classificados como de perda provável no Judiciário, estando esses montantes provisionados nesta mesma data, e R\$ 52,1 milhões como perda possível.

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, detalhados a seguir.

Processos classificados como possíveis

Em 2017, a Companhia recebeu os Autos de Infração (“AI”) nº 0063/2017 e nº 0064/2017 nos montantes de R\$ 25,3 milhões e R\$ 30,6 milhões, respectivamente, atualizados para 31 de março de 2018. Esses autos estão classificados como possíveis uma vez que, até que a ANEEL se manifeste sobre os recursos apresentados aos AI 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.

Considerando a avaliação da assessoria jurídica da Companhia, de um total de R\$ 154,2 milhões atualizado até 31 de março de 2018 relativo a essas penalidades, o valor de R\$ 108,1 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\$ 25,3 milhões e AI nº 0064/2017 de R\$ 30,6 milhões) é classificado como de perda possível e R\$ 46,2 milhões como provável.

ACORDO ELETROBRAS

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 indicados pela Eletrobras, 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.

Os valores a serem pagos à Eletrobras e aos advogados estão sendo atualizados a partir de 31 de janeiro de 2018, por CDI + 1% na efetiva data de pagamento de cada parcela e perfazem o montante atualizado até 31 de março de 2018 de R\$ 1.516 milhões.

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. Com base na opinião de seus assessores jurídicos, a Administração da Companhia considera que as chances de não homologação do Acordo são remotas.

Em 15 de março de 2018, a Companhia protocolou petições ao Juízo de 1ª instância informando que as partes chegaram a um acordo com o objetivo de quitar o débito oriundo do Contrato ECF 1046/86, bem como os honorários dos advogados da Eletrobras, e requereu a homologação dos acordos celebrados com a consequente extinção da ação.

Entre os dias 18 e 28 de março, foram juntadas petições apresentadas por 9 ex-advogados da Eletrobras (ou espólio dos mesmos), os quais não fizeram parte do acordo e questionaram, por isso, o acordo de honorários e o critério de rateio.

Em 23 de março de 2018, a CTEEP apresentou petição informando que não se opõe à homologação do acordo entabulado pelas partes, mas requereu o prosseguimento da ação para que seja declarado que ela não é a responsável pela dívida - ou seja, discordou do pedido de extinção do processo em relação a ela - bem como requereu a condenação da Companhia em honorários de sucumbência de 10 a 20% do valor envolvido na liquidação.

Em 05 de abril de 2018, a Companhia apresentou petição requerendo seja proferida sentença parcial homologatória do acordo firmado entre Eletrobras e Eletropaulo, concordando com o pedido da CTEEP de prosseguimento da ação e, por fim, requerendo a intimação da CTEEP para informar se concorda com a substituição do polo ativo da ação figurando a Eletropaulo como autora contra a CTEEP para discussão do direito de regresso.

Ainda em 05 de abril de 2018, a Eletropaulo e a Associação de Advogados da Eletrobras apresentaram petição concordando que os advogados que comprovadamente atuaram no processo sejam incluídos no rateio de honorários, mas impugnando a inclusão dos que apenas constaram na procuração. Em 06 de abril de 2018 a Eletrobras apresentou manifestação no mesmo sentido.

Em 09 de abril de 2018 foi proferida decisão: (i) homologando tão e somente o valor do acordo firmado pela Companhia e a Eletrobras; (ii) excluindo a CTEEP do feito; (iii) determinando a suspensão do processo até que se cumpra integralmente o acordo; e, (iv) determinando que os advogados que não tiveram a concordância de participação no rateio do acordo de honorários, que formulem o pedido em ação autônoma.

Em 10 de abril de 2018, foram juntadas aos autos: (i) petição de mais um ex-advogado da Eletrobras que não fez parte do acordo, impugnando a homologação da transação; e (ii) embargos de declaração opostos por ex-advogados da Eletrobras em face da decisão mencionada, requerendo esclarecimentos no tocante à divisão dos honorários de sucumbência.

Em 24 de abril de 2018 foram juntados aos autos embargos de declaração opostos por outro ex-advogado da Eletrobras, requerendo esclarecimentos quanto a decisão proferida em 09 de abril de 2018.

A Eletropaulo, em conjunto com a Eletrobras e a Associação dos Advogados da Eletrobras, em 08 de maio de 2018, apresentou embargos de declaração visando esclarecer omissões e erros materiais constantes da decisão para: (i) homologar integralmente ambos os acordos (com Eletrobras e com os advogados) e não apenas o valor; (ii) excluir a Eletrobras do feito, uma vez que esta terá seu direito satisfeito com o cumprimento do acordo principal, autorizando que a Eletropaulo a suceda no polo ativo da demanda; e (iii) seja mantida a CTEEP no polo passivo da liquidação de sentença, a qual prosseguirá apenas entre ela e a Eletropaulo, para que seja definida a responsabilidade pela dívida originária.

Na mesma data, a CTEEP também apresentou embargos de declaração, requerendo que fosse analisado o pedido de condenação ao pagamento de honorários advocatícios em seu favor.

A Companhia aguarda a homologação judicial de ambos os acordos, com Eletrobras e com advogados, bem o seu trânsito em julgado, de forma a efetivá-los, inclusive quanto aos pagamentos devidos sob tais acordos.

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.

EQUIPE DE RELAÇÕES COM INVESTIDORES

CONTATO

Tel.: 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

Ricardo Borges Medeiros ricardo.borges@eletropaulo.com.br (11) 2195-6710

ANEXOS

Receita Operacional

Receita Operacional - R\$ milhões	1T18	1T17	Var (%)
Residencial	2.252,7	2.185,9	3,1%
Comercial	1.430,7	1.472,5	-2,8%
Industrial	389,8	403,7	-3,4%
Rural	1,7	1,1	56,9%
Poder Público	137,8	139,7	-1,4%
Iluminação Pública	59,4	60,5	-1,8%
Serviço Público	51,2	59,9	-14,5%
Disponibilização do sistema de transmissão e distribuição - TUSD (Cativo)	(1.729,1)	(1.794,9)	-3,7%
Total de Fornecimento	2.594,2	2.528,3	2,6%
Não faturado	37,6	129,4	-70,9%
Disponibilização do sistema de transmissão e distribuição - TUSD (Livre)	236,6	241,4	-2,0%
Disponibilização do sistema de transmissão e distribuição - TUSD (Cativo)	1.729,1	1.794,9	-3,7%
(-) DIC/FIC/DMIC/DICRI - TUSD Consumidores cativos e livres	(15,5)	(41,1)	-62,3%
Energia no curto prazo	(0,9)	61,6	-101,5%
Receita de construção	268,6	220,0	22,0%
Aluguel de Poste	32,8	32,2	1,8%
Receitas com partes relacionadas	0,6	0,7	-12,9%
Outras receitas	5,6	6,7	-16,0%
Outras receitas originadas de contratos com clientes	2.294,5	2.445,9	-6,2%
Subvenção de recursos da CDE	88,9	76,6	16,1%
Ativo financeiro setorial	195,4	(215,6)	-190,7%
Atualização do ativo financeiro da concessão	31,8	18,6	71,1%
Ressarcimento - ônus de acordos bilaterais	-	10,5	-100,0%
Outras Receitas	316,1	(109,9)	-387,7%
Total Receita Bruta	5.204,8	4.864,3	7,0%
Dedução do Resultado Bruto	(2.002,9)	(2.029,6)	-1,3%
ICMS	(864,7)	(877,0)	-1,4%
Encargos do Consumidor	(684,6)	(692,1)	-1,1%
PROINFA	(20,5)	(23,0)	-11,1%
Eficiência Energética, P&D, FNDCT e EPE	(28,9)	(25,9)	11,6%
CDE	(634,6)	(585,5)	8,4%
Bandeira Tarifária (CCRBT)	(0,6)	(57,7)	-99,0%
Outros (PIS, Cofins e ISS)	(450,4)	(456,7)	-1,4%
Taxa de Fiscalização da Aneel	(3,2)	(3,8)	-17,1%
Receita Líquida	3.201,9	2.834,7	13,0%

Demonstração de Resultados

Demonstração dos Resultados - R\$ milhões	1T18	1T17	Var (%)
Receita Bruta	5.204,8	4.864,3	7,0%
Dedução à Receita Operacional	(2.002,9)	(2.029,6)	-1,3%
Receita Líquida	3.201,9	2.834,7	13,0%
<i>Receita Líquida (ex-receita de construção)</i>	2.933,3	2.614,7	12,2%
Custos e Despesas Operacionais	(3.088,3)	(2.699,8)	14,4%
Parcela A	(2.114,3)	(1.783,8)	18,5%
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(1.642,6)	(1.590,5)	3,3%
Encargos Uso Rede Elétrica e Transmissão	(471,6)	(193,3)	144,0%
Despesas Operacionais	(974,0)	(916,0)	6,3%
Pessoal	(219,9)	(202,8)	8,4%
Entidade de Previdência Privada	(92,6)	(98,0)	-5,5%
Serviços de Terceiros	(135,7)	(143,2)	-5,2%
Materiais	(17,7)	(16,7)	5,8%
PECLD	(51,4)	(57,6)	-10,8%
(Provisão) Reversão para contingências	(11,8)	(18,4)	-36,0%
Outros custos	(39,0)	(31,8)	22,8%
Custo de construção	(268,6)	(220,0)	22,0%
Depreciação e Amortização	(137,5)	(127,5)	7,8%
EBITDA	251,1	262,5	-4,4%
Desp. Passivo - FCESP	92,6	98,0	-5,5%
EBITDA Ajustado	343,7	360,5	-4,7%
Receita Financeira	41,2	54,9	-25,1%
Despesa Financeira	(156,9)	(167,5)	-6,3%
Var. Cambial / Monetária Líquida	(1,5)	3,8	-140,4%
Resultado Financeiro	(117,3)	(108,8)	7,8%
Resultado antes da Tributação	(3,7)	26,2	-114,0%
Imposto de Renda e Contribuição Social	(1,8)	(13,2)	-86,7%
Lucro (Prejuízo) Líquido	(5,4)	12,9	-142,1%

Balço Patrimonial - Ativo

Balço Patrimonial	1T18	1T17	Var (%)
Ativo Total	14.717,5	13.958,1	5,4%
Ativo Circulante	3.732,5	3.975,9	-6,1%
Caixa e equivalentes de caixa	363,4	253,8	43,2%
Investimentos de curto prazo	413,3	1.010,3	-59,1%
Consumidores, revendedores e outros	2.006,3	2.104,3	-4,7%
Imposto de renda e contribuição social compensáveis	39,6	18,0	120,1%
Outros tributos compensáveis	119,6	63,7	87,9%
Contas a receber - acordos	131,3	76,6	71,3%
Outros créditos	287,1	378,9	-24,2%
Almoxarifado	29,9	31,3	-4,5%
Despesas pagas antecipadamente	50,2	38,9	29,2%
Ativo financeiro setorial, líquido	291,7	-	0,0%
Ativo Não Circulante	10.985,0	9.982,3	10,0%
Consumidores, revendedores e outros	13,5	26,0	-48,1%
Outros tributos compensáveis	64,6	49,1	31,7%
Imposto de renda e contribuição social diferidos	1.996,7	1.543,3	29,4%
Cauções e depósitos vinculados	520,4	508,8	2,3%
Contas a receber - acordos	12,5	10,5	18,5%
Outros créditos	39,8	71,8	-44,5%
Ativo financeiro da concessão	3.120,6	2.492,2	25,2%
Investimento	44,0	13,1	236,7%
Imobilizado, líquido	68,4	67,8	0,9%
Intangível	5.104,4	5.199,7	-1,8%

Balanço Patrimonial - Passivo

Balanço Patrimonial	1T18	1T17	Var (%)
Passivo Total e Patrimônio Líquido	14.717,5	13.958,1	5,4%
Passivo Circulante	4.686,0	4.194,5	11,7%
Fornecedores	1.704,7	1.454,1	17,2%
Empréstimos e financiamentos	521,1	278,1	87,4%
Debêntures	872,8	557,9	56,4%
Arrendamento financeiro	30,7	29,5	4,2%
Subvenções governamentais	4,7	3,9	22,3%
IRCS a pagar	-	2,6	-100,0%
Outros tributos a pagar	437,3	531,5	-17,7%
Dividendos e JSCP a pagar	0,4	23,1	-98,4%
Obrigações sociais e trabalhistas	157,5	145,6	8,1%
Encargos setoriais	203,8	548,6	-62,9%
Provisão para processos judiciais e outros	488,5	169,5	188,2%
Reserva de Reversão	7,3	-	0,0%
Outras obrigações	257,4	251,7	2,2%
Passivo financeiro setorial	-	198,3	-100,0%
Passivo Não Circulante	8.284,9	7.056,0	17,4%
Empréstimos e financiamentos	652,1	585,5	11,4%
Debêntures	2.001,5	1.815,6	10,2%
Arrendamento financeiro	49,1	46,9	4,6%
Subvenções governamentais	11,5	11,0	3,9%
Obrigações com entidade de previdência privada	3.692,0	3.761,0	-1,8%
Provisão para processos judiciais e outros	1.556,1	370,9	319,5%
Encargos setoriais	43,3	62,8	-31,1%
Obrigações sociais e trabalhistas	0,5	0,9	-46,7%
Reserva de reversão	56,9	66,1	-13,9%
Outras obrigações	9,2	13,2	-30,0%
Passivo financeiro setorial	212,7	322,0	-33,9%
Patrimônio Líquido	1.746,6	2.707,6	-35,5%
Capital social	1.323,5	1.257,6	5,2%
Reserva de capital	693,5	692,7	0,1%
Ações em Tesouraria	(49,2)	-	0,0%
Outros resultados abrangentes/ajustes de avaliação patrimonial	(666,9)	(597,4)	11,6%
Aumento de capital proposto	-	65,9	-
Reserva de lucros:	-	-	0,0%
Reserva legal	249,0	249,0	0,0%
Reserva estatutária	238,5	1.008,6	-76,3%
Lucros (prejuízos) acumulados	(41,8)	31,2	-233,9%

GLOSSÁRIO

ABRADEE - Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica.

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.

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.

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.

Bookbuilding - Processo que tem por objetivo a determinação do preço das ações de uma Companhia, em nosso caso, no contexto de Follow-On.

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.

CONER - Conta de Energia de Reservas.

CPC - Comitê de Pronunciamentos Contábeis.

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.

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

CVM - Comissão de Valores Mobiliários.

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.

ESS - Encargos de Serviços do Sistema.

EER - Encargo de Energia de Reserva.

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.

Follow-On - Distribuição Primária de Ações. É a emissão de novas ações pela Companhia.

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.

IBrX 100 - Índice Brasil 100. Tem por objetivo ser o indicador do desempenho médio das cotações dos 100 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.

ISP - Investimento Social Privado.

Itag - Índice de Ações com Tag Along Diferenciado. É o indicador que mede o desempenho médio das cotações dos ativos de emissão de Companhias que ofereçam melhores condições aos acionistas minoritários, no caso de alienação do controle.

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.

MVA - Megavolt Ampere.

MRE - Mecanismo de Realocação de Energia.

OPA - Oferta pública de aquisição de ações é uma operação por meio da qual um acionista ou uma sociedade pretende comprar uma participação ou a totalidade das ações de uma empresa listada na bolsa de valores.

PECLD - Perda Estimada com Créditos de Liquidação Duvidosa.

PIA - Programa de Incentivo à Aposentadoria.

PLD - Preço de Liquidação das Diferenças. É utilizado para valorar a compra e a venda de energia no Mercado de Curto Prazo.

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

Rating - Avaliação da Companhia por agências de classificação de riscos. Mede a capacidade da Companhia de cumprir com suas dívidas.

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.

RTP - Revisão Tarifária Periódica. Para a Eletropaulo, é definida pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) a cada quatro anos, conforme definido no contrato de concessão. Diferente do reajuste tarifário anual, além do reajuste da Parcela A para contemplar os custos não gerenciáveis para os próximos 12 meses, a revisão tarifária periódica revisa toda a metodologia de cálculo da Parcela B e seus componentes. O objetivo é preservar o equilíbrio econômico-financeiro da concessão e o realismo tarifário. A última revisão tarifária da Eletropaulo ocorreu em 2015.

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

TSEE - Tarifa Social de Energia Elétrica.

TUSD - Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição.

URA - Unidade de Resposta Audível.

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

Resultados 1T18 | Eletropaulo

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



1Q18 Results | Eletropaulo



As a result of the Strategic Plan of Value Creation three tender offers for Company's shares were launched. The offering auction is expected to be held on June 4th, 2018.

Comments by Mr. Marcelo Antônio de Jesus

Executive Vice-President and Investor Relations Officer

In 2018, we kept our focus on the implementation of the Strategic Plan for Value Creation, started in 2017, by which we seek to create value to the shareholders, as a result of actions in three fronts: (i) Productivity Program, (ii) Capital Structure and Risk Mitigation and (iii) Corporate Governance. Our purpose is to increment the remuneration base, and therefore, the revenue generation with an investment program in the amount of R\$ 4.9 billion in the period comprised from 2018 to 2022 (in nominal terms).

In the Capital Structure and Risk Mitigation front, we worked in several actions aiming to reduce the uncertainties, with a highlight to the execution of the agreement with Eletrobras in the amount of R\$ 1.5 billion, eliminating a significant contingency risk. In addition, we obtained, in April, the upholding of the injunction suspending the repayment of the amounts referring to the Possibly Non-Existing Assets (Cables) and kept our overcontracting below the regulatory limit.

In the Productivity Program front, as we previously mentioned, we led the investment to a new level, that already amounted to R\$ 266.3 million in 1Q18, 22.8% higher than 1Q17. The investments are being allocated in order to result into a more efficient operation with lower operational costs, thus contributing to the EBITDA growth over the next years and the quality improvement of the utility services rendered.

In this sense, we reached the best performance of the quality indicators in the first quarter in the last 10 years by reducing SAIDI to 9.70 hours, -33% in 1Q18 compared to 1Q17, and SAIFI to 5.50 times, 20% lower than 1Q17. Such result reflected in the reduction of compensations from DIC/FIC/DMIC/DICRI (-62% in 1Q18 as compared to 1Q17), whereas the management actions and process improvement contributed to the delinquency reduction (-11% in 1Q18 as compared to 1Q17), in addition to the reduction on outsourced services expenses (-5% in 1Q18 as compared to 1Q17). In this front, we proceeded in the pursuit of a higher productivity in the processes and higher efficiency with the commitment of reducing operational expenses¹ by an additional amount of R\$ 150.0 million in 2018, of which R\$ 26.8 million was reached in 1Q18 and R\$ 100.0 million in 2019.

In the Corporate Governance front, we concluded the migration to *Novo Mercado* in 2017 that, combined with the conclusion of the agreement with Eletrobras, in addition to other achievements of the Strategic Plan for Value Creation, made Eletropaulo more attractive to new investors, a fact evidenced by the interest of, at least, three bidders interested in acquiring the Company's control: Energisa S.A. ("Energisa"), Enel Brasil Investimentos Sudeste S.A. ("Enel") and Neoenergia S.A. ("Neoenergia"), which, in April, launched public proposals for acquisition of the Company's shares, with Energisa's being revoked on May 4. The highest price offered so far was R\$ 32.20, an increase of 97% in relation to the end of 2017. The offering auction is expected to be jointly held on June 4th, 2018.

RESULTS

1Q18

Earnings Conference Call

05.21.2018

11h00 (BRT) / 10:00am (EST)

Password: Eletropaulo

Conexão:

- Brazil: +55 11 3193 1001

+55 11 2820 4001

- USA: +1 800 492 3904

Presentation slides and audio will be available at:

ri.eletropaulo.com.br

Index

HIGHLIGHTS	3
PROFILE	4
SECTOR CONTEXT	5
OPERATIONAL PERFORMANCE	9
ECONOMIC AND FINANCIAL PERFORMANCE	18
INDEBTEDNESS	26
INVESTMENTS	28
CASH FLOW	30
CAPITAL MARKETS	30
SOCIAL AND ENVIRONMENTAL PERFORMANCE	31
CORPORATE GOVERNANCE	33
OTHER EVENTS	37
ANNEXES	41

R\$ million	1Q18	1Q17	Var (%)	Indices	1Q18	1Q17	Var (%)
Net Revenue	3,201.9	2,834.7	13.0%	Net Debt ⁴ (R\$ Million)	4,583.7	3,342.3	37.1%
Operating Expenses ¹	2,682.3	2,352.2	14.0%	Net Debt ³ / Equity	2.62x	1.23x	113.0%
EBITDA	251.1	262.5	-4.4%	Net Debt ³ / Adjusted EBITDA (LTM)	3.13x	2.87x	0.26 p.p
<i>EBITDA Margin</i>	7.8%	9.3%	-1.4 p.p	Adjusted EBITDA ⁴ / Cons. Financial Expenses (LTM)	3.58x	2.27x	1.3 p.p
Adjusted EBITDA ²	343.7	360.5	-4.7%	Captive Market (GWh)	10,699.4	10,873.5	-1.6%
<i>Adjusted EBITDA Margin</i>	10.7%	12.7%	-1.9 p.p	Average Tariff - Energy Purchased (R\$/MWh)	166.4	153.5	8.4%
Net Income (Loss)	(5.4)	12.9	-142.1%	Employees	7,395	7,280	1.6%
Equity	1,746.6	2,707.6	-35.5%	Client / Employees	975	968	0.6%
Capex	266.3	216.9	22.8%				

1 - Doesn't include Depreciation/Amortization and construction costs; 2 - Ebitda adjusted by Pension Fund and possibly inexistent asset; 3 - Doesn't include unrecognized net actuarial gain/(loss); 4 - Ebitda adjusted by Pension Fund and possibly inexistent asset

ELPL3: R\$ 34.18 (05/15/2018)

MARKET CAP: R\$ 5.7 billion

MARKET CAP: US\$ 1.6 billion

São Paulo, May 15th, 2018 - Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A. (B3: ELPL3) announces today the results referring to the 1st quarter of 2018 ("1Q18"). The Company's operational and financial information, except when otherwise indicated, is presented based on the figures of the Controlling Company and in thousands of Brazilian Reals, in accordance with corporate law.

¹ The amounts are in real terms weighted on the effective monthly rate (IPCA with respect to the personnel costs and IGP-M for other costs) and in comparison to the operational expenses of 2016, excluding pension plan expenses and the impact of the recognition, in December 2017, of the amounts resulting from the agreement with Eletrobras (R\$ 9.2 million) and, in 2018, of the amounts resulting from preparation for the primary offer for shares (R\$ 0.9 million).

1Q18 HIGHLIGHTS

Strategic Plan for Value Creation

- As a result of the Strategic Plan of Value Creation execution, three tender offers for the Company's shares were launched, made by Energisa (revoked on May 4), Neoenergia and Enel;
- The price per share offered was R\$ 19.38, R\$ 32.10 and R\$ 32.20 respectively, with the latest representing an increase of 97% in relation to the end of 2017. The offering auction is expected to be held on June 4th;
- Conclusion of the agreement with Eletrobras in the amount of R\$ 1.5 billion to close the legal dispute in March;
- Upholding, in April 2018, of the injunction that suspended the repayment of the amounts referring to the Possibly Non-Existing Assets (Cables), in the amount of R\$ 780.9 million;
- Productivity Program reached the reduction of operational expenses² in the amount of R\$ 26.8 million in 1Q18. The goal for the year is R\$ 150 million, and R\$ 100 million in 2019;
- Investments, including third-party resources, in grid modernization and service rendered quality amounted to R\$ 266.3 million in 1Q18 (22.8% higher than 1Q17), being R\$ 235.0 million company's capital.

Operational

- 33% reduction in SAIDI in 1Q18 to 9.70 hours, as compared to 14.52 hours in 1Q17;
- 20% reduction in SAIFI indicator to 5.50 times, versus 6.85 times in the same period of the previous year;
- 22% reduction in Customer average interruption duration ("CAIDI") as compared to 1Q17, a result of the investment in grid modernization and automation, such as automatic reclosers, remote-controlled equipment, failure detectors and reduction of the unproductive displacement and higher team productivity.

Commercial

- 1.6% decrease of the total market in 1Q18, with retraction of 4.5% at captive market, a reflection of the customer migration to the free market and lower temperature in relation to the previous year, generating lower energy consumption;
- Migration of the customer service platform to the cloud aiming at the optimization of customer service by acquiring four additional tools: *omnichannel*, URA visual, new URA and speech analytics;
- Through the negotiation portal, 97 thousand negotiations have been made in the quarter, resulting into R\$ 52.0 million negotiated, contributing to a 10.8% reduction of ADA in 1Q18.

Financial

- Reported EBITDA of R\$ 251.1 million in 1Q18, a 4.4% reduction versus R\$ 262.5 million in 1Q17. EBITDA Adjusted by pension fund and non-recurring³ of R\$ 343.7 million in 1Q18 (R\$ 360.5 million in 1Q17);
- Reported net loss of R\$ 5.4 million in 1Q18 as compared to the profit of R\$ 12.9 million in 1Q17. Net loss adjusted by non-recurring effects of R\$ 5.4 million in 1Q18 as compared to adjusted net loss of R\$ 34.2 million in 1Q17.
- Net CVA assets balance of R\$ 79.0 million in 1Q18 as compared to net CVA liabilities of R\$ 95.1 million in 4Q17;
- Net Debt/Adjusted EBITDA³ ratio at 3.13x in 1Q18, as compared to 2.87x in 1Q17.

Regulatory

- Updating of the regulatory operating cost calculation parameters to be in force for the next tariff review. The operational costs will include the deactivation costs;
- The public hearing to discuss the review on the tariff flag methodology and the amounts of the triggering groups was closed on April 24th, 2018, and ANEEL Executive Board approved the maintenance of the additional amounts used throughout the Public Audience; however, it changed the amounts that trigger each flag level. The new triggering criterion came into effect in May 2018.

Acknowledgments and Social and Environmental

- The *Recicle Mais, Pague Menos* Project (Recycle more, pay less) had 855 new customers enrolled in 1Q18, amounting to 53.5 thousand customers enrolled since the beginning of the project, in 2013;
- In the communities where it operates, Eletropaulo regularized the electrical connections of 15.7 thousand families in 1Q18.

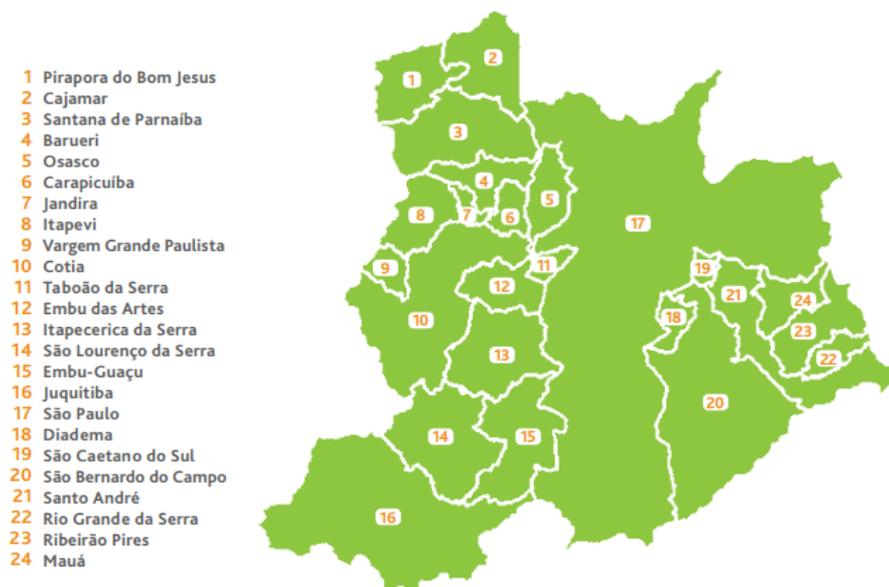
² The amounts are presented in real terms weighted on the effective monthly rate (IPCA with respect to the personnel costs and IGP-M for other costs) and in comparison, with the operational expenses of 2016, excluding pension plan expenses and the impact of the recognition, in December 2017, of the amounts resulting from the agreement with Eletrobras (R\$ 9.2 million) and, in 2018, of the amounts resulting from the preparation for the primary offer for shares (R\$ 0.9 million).

³ EBITDA adjusted by the pension fund.

PROFILE

CONCESSION AREA

Municipalities in the concession area of Eletropaulo



Eletropaulo is the largest electrical energy distribution company in Brazil in terms of energy volume sold⁴ and it is present in 24 cities in the metropolitan region of São Paulo, including the capital, the main economic and financial center of Brazil.

Its concession area, amounting to 4,526 km², has the greatest GDP and the highest population density in the country, 1,593 consumer units⁵ per square kilometer, which corresponds to 33.1% of the total electricity consumed in the State of São Paulo⁶ and 9.3% of the total electricity consumed in Brazil⁷.

In order to meet the challenge of serving roughly 18 million people every day with excellence, Eletropaulo is restless to always serve better and faster. The Company is always attentive to listening to and understanding its customers by maintaining an open dialogue with all stakeholders. Eletropaulo is aware of the significance of its role in the development of the country and its balanced relationship with the environments on which it depends.

STRATEGIC PLANNING

Eletropaulo's strategy is guided by a mission to promote wellness and development by means of safe, sustainable and reliable supply of energy solutions.

We aim to achieve our strategic objectives outlined for a five-year horizon (2018-2022) through innovation, operational efficiency and a management that reduces the risks and seeks to expand business options.

The Company's long-term objectives are customer satisfaction (ISQP - Perceived Quality Satisfaction Index) and return to the shareholders above the sector average, represented by the Electric Energy Index ("IEE"). Linked to such objectives, the Company continuously pursues the improvement of its management and is permanently aware of the contingency resolution opportunities and the possibilities arising from the sector

⁴ Data from the Brazilian Electrical Energy Distribution Company Association - ABRADÉE, December 2016.

⁵ Internal data from billed units, March 2018.

⁶ Data of the Secretary of Energy and Mining of the State of São Paulo, February 2018.

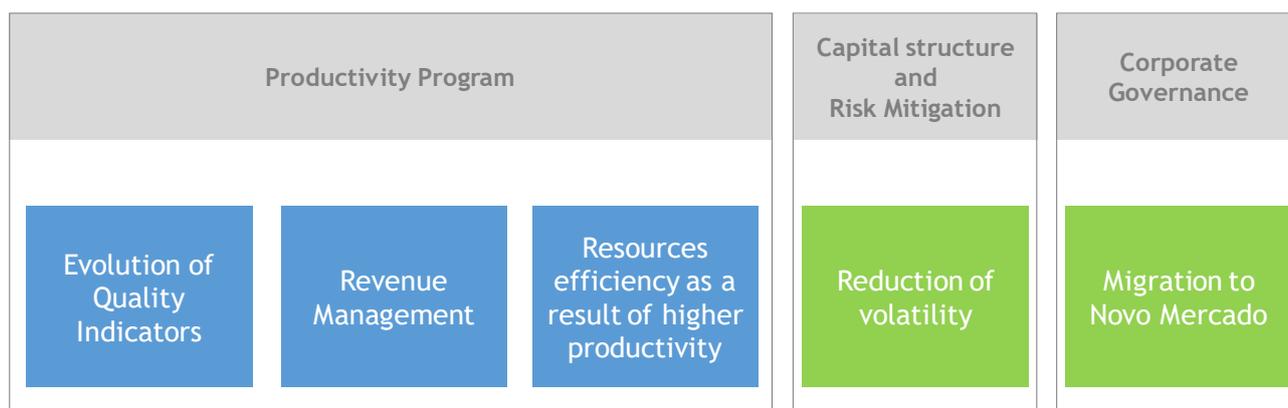
⁷ Data from the Energy Research Company - EPE, February 2018.

technological evolution. Thus, the Company wishes to, in long term, be and continue in the composition of the Corporate Sustainability Index ("ISE") portfolio of B3; and continue among the best companies to work in a survey to be carried out by *Fundação Instituto de Administração* (Management Institute Foundation).

Strategic Plan for Value Creation

Eletropaulo's Strategic Plan for Value Creation is grounded on three important fronts that, together, aim to assure the achievement of the Company's objectives and add positive results to the main stakeholders, namely:

- (i) Productivity Program: focused on quality indicator improvement, revenue management and efficiency due to the higher productivity;
- (ii) Capital Structure and Risk Mitigation: aiming at the volatility reduction by means of contingency resolution. The Company used successful efforts that reduced the energy overcontracting below the regulatory limit, as well as approved, in March 2018, an agreement with Eletrobras to settle the judicial dispute, and obtained in April 2018 the upholding of the injunction that suspended the repayment of the amounts referring to the Possibly Non-Existing Assets;
- (iii) Corporate Governance: we concluded in 2017 Eletropaulo's migration to B3's *Novo Mercado* segment. By making such change, we increased the Company's corporate governance level by improving the relations with shareholders and the value generation capacity.



SECTOR CONTEXT

POWER DISTRIBUTION IN BRAZIL

Eletropaulo is a public utility company of electric power distribution, subject to the regulations of the National Electric Energy Agency - ("ANEEL") and the Ministry of Mines and Energy - ("MME"). The Company is also subject to the terms of its concession agreement, which was signed with the ANEEL on June 15th, 1998, granting it the right to distribute energy in its concession area until June 15th, 2028.

The electricity tariff (network usage and supply) charged by the Company in the distribution of electricity to final customers is determined in accordance with the concession contract and the regulations established by ANEEL. Both establish a maximum for the rate and provide annual adjustments (tariff readjustment), periodic (every four years) and extraordinary (when there is a significant economic and financial imbalance).

In the electricity tariff adjustments, ANEEL divides the distribution costs into: (i) non-manageable costs by the distributor (referred to as Parcel A), and (ii) manageable costs by the distributor (referred to as Parcel B).

Parcel A costs include, among others, the cost of electricity purchased for resale, sector charges and costs relating to connection charges and use of the transmission and distribution systems.

With the adoption of the IFRS in 2011, the prices oscillation of the Parcel A items (“CVA”), defined at the time of the annual tariff adjustment and/or tariff reset, started to affect the result of Eletropaulo once they were only recognized and passed through to customers in the next tariff event. Starting from December 2014, in compliance to the Technical Guidance OCPC 08 - Recognition of Certain Assets and Liabilities in Accounting and Financial Reporting of General Purpose of Power Distribution, and after the signing of the 4th Amendment to the Concession Agreement, which guarantees Eletropaulo compensation at the time of concession ending, of the amounts recorded in Item Value Compensation Account "Parcel A" - CVA, the Company began to recognize in the results the assets and liabilities.

Parcel B costs include, among others, the return on investments related to the concession considered in the Regulatory Asset Base (“RAB”) of the Company, the regulatory depreciation costs, operational costs and maintenance costs of the distribution system.

At the tariff reset, all Parcel B costs are recalculated, where the result of the calculation is corrected by the so-called X Factor, calculated in order to share with consumers the distributor’s productivity gains and to define the regulatory operational costs trajectory. With the homologation of the 4th tariff review cycle, the starting X Factor was based on:

- XPD - productivity component: It consists of the productivity gains of the distributor in the historical period analyzed, adjusted by the variation observed in the market and the consumer units;
- XT - operational costs trajectory component: It aims to adjust observed operating costs to efficient operational cost;
- XQ - quality component: It measures the quality of the technical and commercial services provided by each distributor to its consumers. It is established and revised over the course of the cycle, at annual rate adjustments, when Parcel A costs are passed through to customers and Parcel B costs are adjusted according to the IGP-M index adjusted by the XQ Factor.

The X Factor is the result of the sum of these three components.

The annual date of the annual tariff adjustments and resets of Eletropaulo is July 4th.

REGULATORY EVENTS

Annual Tariff Adjustment

ANEEL, at Public Meeting of the Executive Board held on June 27th, 2017, approved the 2017 annual tariff adjustment result, to be enforced as of July 4th, 2017. The tariff adjustment index had an average effect paid by the consumers at 4.48%, as detailed as follows.

Parcel A was adjusted by 5.62%, representing 4.39% in the economic adjustment, mainly affected by the Transmission Charge (+7.11%).

Parcel B was adjusted by 0.98%, representing a +0.21% share in the economic adjustment. Such adjustment is comprised of -0.30% IGP-M in the 12-month period ended in June 2017, plus X Factor of -1.28%, which is comprised of the productivity gains (“Xp Factor”) of 1.13% and the operational cost path component (“Xt Factor”) of -2.37%, previously set in the Fourth Period Tariff Reset (“4PTR”), in addition to the service quality component (“Xq Factor”) of -0.04%.

The tariff adjustment index was 4.48%, which encompasses the following items:

Tariff Readjustment		
Parcel A	Sector Charges	-3.79%
	Energy Purchased	1.07%
	Transmission Charges	7.11%
	Parcel A	4.39%
Parcel B		0.21%
Economic Adjustment		4.60%
Total CVA		-5.59%
Other Parcel A Financial Components		6.56%
Financial Readjustment		0.97%
Total Readjustment		5.57%
Financial Component of Previous Processes		-1.09%
Effect perceived by the Customers		4.48%

Tariff Flags

From January 2015, the Tariff Flag system came into effect. Created by ANEEL, the tariff flag system signals the real cost of the energy generated, encouraging costumers to use electricity wisely. Comprised of four flags (green, yellow and red - level 1 and level 2), this system establishes additional rates for the tariffs in order to reflect the energy generation cost variation, as shown in the following image:

Applied from Feb/17 to Oct/17			Applied from Nov/17		
Flag		Tariff	Flag		Tariff
Green		No cost	Green		No cost
Yellow		Increase of R\$ 20/MWh	Yellow		Increase of R\$ 10/MWh
Red (level 1)		Increase of R\$ 30/MWh	Red (level 1)		Increase of R\$ 30/MWh
Red (level 2)		Increase of R\$ 35/MWh	Red (level 2)		Increase of R\$ 50/MWh

On October 24th, 2017, ANEEL approved at public meeting of the Executive Board the opening of public hearing No. 061/17 in order to discuss the methodology reset of the tariff flags and the triggering group prices. The proposal was that the new amounts would be effective as of November 2017. According to such public hearing, the additional amounts were set at:

- (i) Green flag: the tariff has no addition;
- (ii) Yellow flag: addition of R\$ 10/MWh;
- (iii) Red flag:
 - Level 1: addition of R\$ 30/MWh
 - Level 2: addition of R\$ 50/MWh

Such public hearing was closed on April 24th, 2018 and ANEEL Executive Board approved the maintenance of such additional amounts used throughout the Public Hearing, however, it changed the amounts that define the triggering of each flag level, and such new flag-triggering criterion came into effect in May 2018.

The tariff flags in force throughout 2017 and 2018, reflecting the hydrological conditions, are shown as follows.

2017	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov*	Dec*
Tariff Flag												
				Level 1	Level 1			Level 1		Level 2	Level 2	Level 1
CVU/PLD (spot price) - 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 - Variable Cost per Unit of the last plant to be dispatched in the system from jan/17 until oct/17; *PLD (spot price) triggered from nov/17 until dec/17 (source: ANEEL)

2018	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
Tariff Flag												
PLD Spot Price - R\$/MWh	189.63	157.8	184.91	40.16	193.36	-	-	-	-	-	-	-

PLD (Spot Price): Average monthly PLD reference for the Tariff Flag, defined by the CCEE

Public Hearing - Premature Write-offs

On March 6th, 2018, ANEEL approved at its Ordinary Public Meeting the updating of the Regulatory Operational Costs calculation parameters to be in force for the next Tariff Review. ANEEL started to include the asset deactivation costs in the calculation, which include: (i) withdrawal costs (PMSO) and (ii) residual value (due to the premature write-off - without the full amortization of the asset). That is, as of the next review, such costs will have a tariff treatment, being part of the calculation of regulatory operational costs.

The asset deactivation costs assessed by ANEEL for Eletropaulo, entering the benchmarking database, were R\$ 116 million in 2015 and R\$ 97 million in 2016 (amounts adjusted by IPCA up to December 2016). It is important to highlight that the recognition of such costs in the benchmarking calculation does not mean any direct increase in operating costs to be reimbursed to the company, since such impact will only be fully paid by the end of the next cycle, in 2023. The inclusion of such costs will be gradually perceived in the next cycle by means of a more deepened path of XT Factor.

White Tariff

The White Tariff is a new tariff option signaling to the consumers the energy price variation according to the day and time of consumption, comprised of three hourly points (peak time, off-peak time and intermediate time). It is offered to the consumer units served in low voltage (below 2,300 volts, named as group B) and those units belonging to Group A choosing a low voltage tariff.

As of January 1st, 2018, all distribution companies in Brazil must fulfill the requests for adhesion to the White Tariff for new connections and for consumers having a monthly average exceeding 500 kWh. In 2019, units with average consumption exceeding 250 kWh/month and, in 2020, for low voltage consumers, with any consumption whatsoever, will also be served. For such purpose, the Company took the necessary arrangements for the adjustment of its systems, technical procedures and acquisition of equipment in 2017.

The consumers deciding to adhere to the White Tariff program will have the possibility of paying different prices per hourly point. In such case, the energy consumption out of the peak time will be cheaper, whereas the consumption at further intermediate times will be more expensive in comparison with the conventional tariff modality. The consumer being able to allocate their highest consumption in any time out of peak times will be able to benefit from this new tariff modality.

The Company took all necessary arrangements for the compliance with such new regulation, including with investment in new meters. Since January 2018, the applications for migration to the white tariff modality have been regularly served and there are 227 applications so far⁸.

Public Inquiry 33 - Sector Regulation

On July 3rd, 2017, MME announced a series of proposed changes regarding the legislation of the electric sector. According to MME, the main objective of such arrangements would be, among others: (i) risks reduction for the distribution companies; (ii) strengthening of the free market by reducing the migration barriers; (iii) reduction of subsidies; and (iv) compliance to agreements in force. After assessing the society contribution, MME announced on February 9th, 2018 the final proposals that comprise the Bill submitted to the President Chief of Staff, so it may be submitted and discussed at the National Congress.

⁸ Figures obtained from January to April/18.

Among the proposed changes, which the Company understands as positive, the following may be highlighted: (i) the Federal Government's objective of reducing the risks for the distribution companies, in the extent it would, among other, consider as involuntary the overcontracting related to the migration of customers to the free market, protecting the remuneration of distribution companies; (ii) modernization of the Regulated Contracting Environment ("ACR") by enhancing and expanding energy agreement offset mechanisms for the adjustment of the contracting level; (iii) the hourly tariff, which allows a different tariff according to the different consumption times; (iv) the reduction of the calculation basis for administrative fines, using the economic benefit of distribution as a reference, instead of the billing; (v) the possibility of adhering to the prepaid consumption modality, in event of recurring default; (vi) new refund rule for charges, that will become a responsibility of all customers, including self-producers, who currently have a regulatory incentive stemming from exemptions; (vii) hydrological risk and transmission companies indemnity renegotiation without any tariff impacts for the consumers; and (viii) end of the quota regimen.

Cost of capital review (regulatory WACC)

The objective of the discussions on the new regulatory cost of capital (regulatory WACC) parameters applicable to the distribution companies for enforcement in the tariff reviews from January 2018 to December 2020 is to obtain contributions for the calculation updating. The updating of the parameters represents an intermediate stage between the methodology reviews. On November 16th, 2017, ANEEL launched the Public Hearing No. 066/2017 in order to gather subsidies and additional information for WACC review.

As a result of such Public Hearing, at the Public Meeting held on March 6th, 2018, ANEEL's executive board approved the maintenance of the regulatory WACC at 8.09% until 12/31/2019.

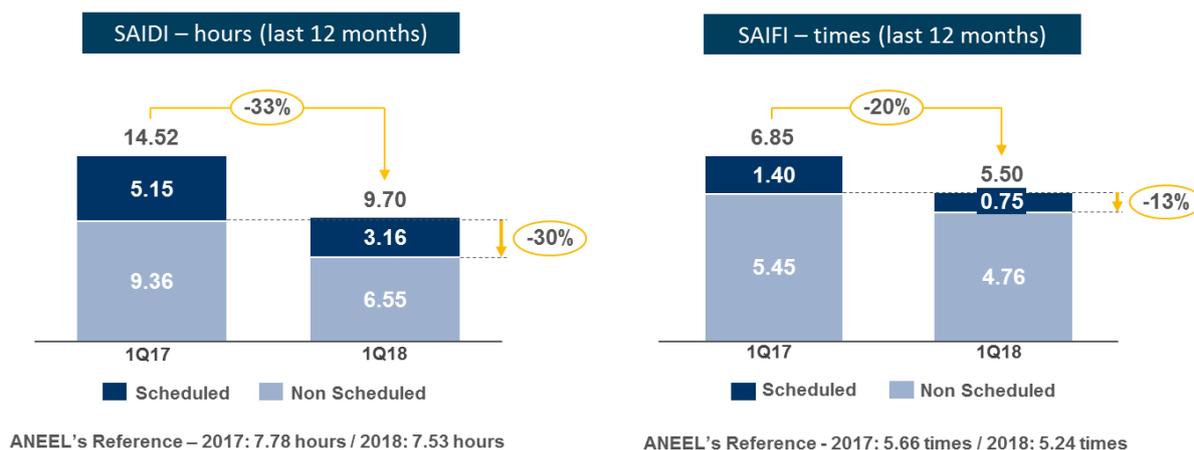
OPERATIONAL PERFORMANCE

OPERATION

The criteria of the calculation of SAIDI (System Average Interruption Duration Index) and SAIFI (System Average Interruption Frequency Index), determined by ANEEL, consider interruptions above three minutes and, from this result, the days with an atypical volume of occurrences are withdrawn.

The compensation to the customers due to the transgressions of SAIDI and SAIFI limits are set by ANEEL for the distribution company and such payment is based on DIC, FIC, DMIC and DICRI indicators; the refund occurs directly to the customer. The targets for these indicators are individual and take into account both the characteristics of the customer installation (high, medium, or low voltage) and the geographical location of the installation.

The following chart shows a comparison between such indicators in 1Q18 as compared to 1Q17:



SAIDI - Last 12 months

In 1Q18, the Company's SAIDI was 9.70 hours, an impressive reduction of 33.2% in comparison to the figure in 1Q17.

Regarding the scheduled parcel, there was a 38.6% reduction, representing 1.99 less emergency interruption hours perceived by the customer, whereas the unscheduled parcel reduced 30.0% in comparison to the same period in the previous year, particularly as a result of the actions to prioritize requests, reduction of unproductive displacement, automatic dispatch of secondary energy, increase of remote-controlled equipment and higher team productivity.



The SAIDI improvement has been obtained through the results of the Quality Indicator Recovery Plan actions, with focus on operational reliability and the evolution and optimization of our processes, including through digital transformation.

The Company's initiatives to achieve this result occur through the intensification of preventive maintenance and network modernization, multitasking teams development, emergency dispatch process improvements with innovations implementation, Lean methodology use and insight management supported by data analytics tools.

SAIFI - Last 12 months

In 1Q18, the Company's SAIFI was 5.50 times, a 19.7% reduction in comparison to the figure in 1Q17.

Regarding the scheduled parcel, the Company had an impressive reduction of 46.4% in comparison to the same period in 2017, whereas the unscheduled parcel reduced 0.69 times (12.7%).

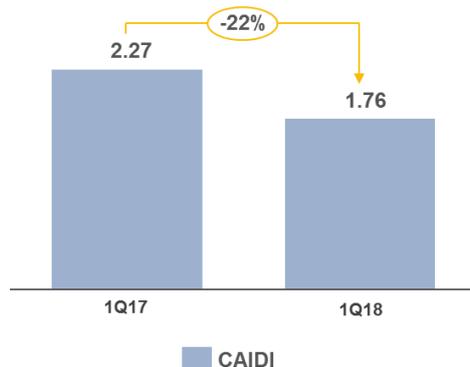
Such performance improvement reflects the high investment in scheduled maintenance, such as grid expansion, performance of preventive maintenance, tree pruning and grid automation installation (supervised systems and self-recomposition systems, such as reclosers and automatic switches), in addition to new substations, wide application of compact grid and use of new equipment, such as big jumper and provisional switch for purposes of reducing the disconnection track with higher number of equipment.

As a result of the quality indicators evolution and in line with the Company's strategy, the amounts in compensation from DIC/FIC/DMIC/DICRI reduced by 62.3% in comparison with 1Q17, representing a positive impact of R\$ 25.6 million, one of the significant fronts of Eletropaulo's value creation plan presented in the Productivity Program.

The following chart shows the Customer Average Interruption Duration Index ("CAIDI") reduction that occurred due to the actions in the scope of the Quality Indicator Recovery Plan, highlighting the following:

- (i) replacement of 16.2 thousand connectors and branches in 1Q18;
- (ii) performance of 73.7 thousand pruning procedures in 1Q18;
- (iii) installation of 146 automatic reclosers in 1Q18; and
- (iv) installation of 825 failure detectors in 1Q18.

CAIDI – Customer Average Duration Interruption Index
(Last 12 months)



The service average length for emergencies in 1Q18 decreased 22.4% compared to same period in 2017, positively reflecting the improvement in the prioritization and dispatch process and agility in responding to emergency shutdowns.

COMMERCIAL PERFORMANCE

CONSUMPTION⁹

Total market

Eletropaulo's total market, as shown in the following table, closed 1Q18 with a volume of 10,699.4 GWh, a 1.6% reduction in comparison with 1Q17. When adjusted for the billing days (0.3 day, equivalent to 31.6 GWh), the total market records a drop of 1.3% in the period.

Consumption (GWh)	1Q18	1Q17	Var (%)
Residential	3,996.6	4,017.4	-0.5%
Industrial	2,037.2	2,052.9	-0.8%
Captive Market	750.3	831.8	-9.8%
Free Market	1,286.9	1,221.1	5.4%
Commercial	3,671.6	3,794.3	-3.2%
Captive Market	2,681.0	2,906.1	-7.7%
Free Market	990.6	888.2	11.5%
Others	994.1	1,008.9	-1.5%
Captive Market	615.7	671.0	-8.2%
Free Market	378.4	337.9	12.0%
Total Captive Market	8,043.6	8,426.2	-4.5%
Total Free Market	2,655.9	2,447.2	8.5%
Total Market	10,699.4	10,873.5	-1.6%

Does not include own consumption

Captive market

The captive market amounted to 8,043.6 GWh in 1Q18, which corresponded to a 4.5% reduction compared to 1Q17. The performance of this segment reflected the following effects: i) migrations from the Regulated Contracting Environment (ACR) to the Free Contracting Environment (ACL), with impact of 243.0 GWh/ ii) less billing days in 1Q18 (0.3 day, equivalent to -33.6 GWh); and iii) return of customers to the ACR, with impact of 13.4 GWh. Upon adjusting such effects, the reduction would be at 1.4%.

⁹ Condominium services considered in commercial class.

Free Customers

The billed market of free customers was 2,655.9 GWh in 1Q18, an 8.5% increase in comparison with 1Q17, particularly due to the migration of customers to ACL.

Since 1Q17, 210 additional units were billed in ACL, amounting to 1,232 units in 1Q18. The net effect of such movement was an addition of 228.8 GWh in the free market that, if deducted from the billed market in the period, would represent a 0.8% reduction in the quarter.

Market performance per consumption class (Captive + free)

Residential

The residential class consumption amounted to 3,996.6 GWh in 1Q18, which corresponded to a 0.5% reduction compared to 1Q17. In this period, the class was favorably impacted by 0.3 more billing day (11.9 GWh) and increment of approximately 158 thousand consumer units over the past 12 months, closed in 1Q18. On the other hand, the average consumption per unit reduced (2.7%), due to the low temperatures in the period corresponding to the billing. Deducting the effect of the difference in billing days, the residential market would represent a 0.8% reduction in the quarter.

Additionally, the residential class consumption was influenced by the decreased income in the metropolitan region of São Paulo¹⁰ at -1.0% in the period from December 2017 to January 2018, in comparison with the same period in the previous year.

Commercial

The total consumption billed for the commercial class was 3,671.6 GWh in 1Q18, which represented a 3.2% contraction in comparison with 1Q17. In this period, the class was unfavorably impacted by 0.6 less billing day (24.7 GWh) and the reduction of the average consumption per unit (3.4%), particularly due to the low temperatures in the period corresponding to the billing. On the other hand, the consumer units increased by 1.3 thousand over the past 12 months closed in 1Q18. If deducted the effect of the difference in billing days the commercial market would have a decrease of 2.6% in the quarter.

Industrial

In 1Q18, the consumption of industrial class decreased 0.8% in comparison with 1Q17, amounting to 2,037.2 GWh. In this period, the class performance was adversely influenced by 0.6 less billing day (13.0 GWh) and the decrease in the consumption of the manufacturing segments of chemicals (1.5%) and vehicles (4.2%), partially offset by the growth of the manufacturing segments of rubber and plastic products (6.2%) and metallurgy (4.6%). Deducting the effect of the difference in billing days, the industrial market would represent a 0.1% reduction in the quarter.

Other Classes (Government, Rural, Utility and Public Lighting)

The consumption from other classes was 994.1 GWh in 1Q18, representing a 1.5% decrease in comparison with 1Q17, impacted by the government and public lighting classes, which decreased 5.0% and 3.2% in the period, respectively, adjusted by the difference of 1.0 less billing day (3.7 GWh).

Such result was partially offset by the rural and utility classes, which progressed 4.1% and 2.6% in the period, respectively, adjusted by the difference of less 3.4 billing days (2.3 GWh).

Deducting the effect of the difference in billing days, the other classes market would represent a 0.9% reduction in the quarter.

¹⁰ Real income index of the employed people in the Metropolitan Region of São Paulo. DIESSE's Employment and Unemployment Survey (Jan/18).

ENERGY BALANCE AND CONTRACTING LEVEL¹¹



Eletropaulo ended the first quarter of 2018 with an energy contracting level equivalent to 102.0% of its captive load, within the regulatory limit of 105%. The energy leftovers (surplus) of 194 GWh year-to-date were sold at CCEE.

Energy Overcontracting

Regarding the energy contracted at 2015 A-1 Auction, it should be highlighted that, in compliance with the regulation in force at that time, the Company mandatorily declared the obligatory minimum of 96% of the energy volume set out by ANEEL as the amount for replacement of terminated agreements over that period, with the provision that, in its statement, this figure surpassed the Company's need. On August 2nd, 2016, Decree 8.828 was published, changing Decree 5.163 of 2004, removing the obligation to declare replacement amounts. The new decree adheres to the arguments of Eletropaulo in relation to the mandatory bid for the A-1 auction of December 2015.

With respect to the migration of special consumers, pursuant to the guidelines provided at ANEEL's Executive Board Meeting, the Company filed, in July 2016, an administrative petition for equality to the existing negotiation for conventional customers, with consequent recognition of involuntary overcontracting. The Company also further filed an administrative petition to recognize the compulsory energy purchase at A-1 auction and consequent involuntary overcontracting. Pursuant to ANEEL's ruling rendered on April 25th, 2017, the involuntary overcontracting due to both cases were not recognized in the generic case and will be individually analyzed by taking into consideration the effort of each utility in reducing the overcontracted amount.

By means of a number of management initiatives, including bilateral renegotiations of agreements with energy generators (approximately 52 agreements over 2017 and 46 agreements over 2016) and participation in 17 auctions and deficit offset mechanism (10 in 2017 and 7 in 2016), the Company has reduced its overcontracting level, as shown below:

¹¹ The energy balance reflects the figures in 1Q18 informed by the Chamber of Commercialization of Electric Energy (CCEE). The figures shown in the explanatory notes included in the Company's Financial Statements reflect the figures estimated by them at the time of accounting closing and adjusted in subsequent months, as CCEE provides the final figures.

- (i) 2016: reduction from 116%¹² to 110.2%, which impact was above the limit of 105%, equivalent to R\$ 105.9 million (adjusted by SELIC until March 31st, 2018), in the event that it is not considered an involuntary overcontracting by ANEEL;
- (ii) 2017: reduction from 113%¹³ to 103.54%, within the regulatory limit.

LOSSES

The percentage of loss is the rate obtained by dividing the difference between the energy measured at the border and the energy billed to customers (minus the retroactive billing of fraud charges) by the total energy supply measured at the border over the last 12 months (47,464 GWh).

Total losses in the last 12 months were 9.7% and were divided between technical losses (5.2%) and non-technical losses (4.5%). In comparison with 1Q17, the total losses showed a slight increase of 0.1 p.p., despite the Company's continued efforts to combat the growth of losses.

Eletropaulo has intensified its actions to combat commercial losses for the low-income segments with a mapping program and re-registration in the Electricity Social Tariff of families within the income profile established in the new legislation. In 1Q18 approximately 448 thousand families benefited from this program, compared to 462 thousand in 1Q17. In relation to 4Q17, 5.9 thousand new families were benefited.



Technical Losses: Values calculated by the Company in order to make them comparable to the reference for non-technical losses on low voltage market determined by the ANEEL.

ANEEL Reference: Reference of losses for the regulatory year, normalized for the civil year.

Main Actions for Loss Reduction in 2018

Among the main actions adopted to reduce losses, including efforts with the low-income population, the highlights are:

Fraud Inspections

The objective of these actions is to identify facilities with measurement errors, either by defects in the equipment or by the actions of third parties forging the measurement.

In 1Q18, 106.8 thousand inspections were performed and 25.1 thousand irregularities were identified, versus 98.5 thousand inspections and 27.6 thousand irregularities in 1Q17. Such 8.4% increase in the inspection volume was due to the low use of the loss teams in the emergency services over the past summer.

¹² Forecast released on May 13th, 2016.

¹³ Forecast released on November 3rd, 2016.

Recovery of Cut Installations Program

The objective of these actions is to recover the installations of cut customers due to default and that, by failing to settle their debts, start consuming electricity irregularly.

In 1Q18, 105.6 thousand visits were performed and 10.8 thousand connections were recovered, versus 91.4 thousand visits and 24.6 thousand connections recovered in 1Q17. The company has been strongly acting in such initiative since 2011, and intensified this action in 2015 due to tariff readjustments, in order to fight the growth of losses at the company. The reduction in the recovered installation volume is due to the process segmentation, where the installations with closing agreements started to be treated in the administrative loss combat process.

Regularization of Informal (Clandestine) Connections

It aims to turn clandestine consumers into regularized consumers. In 1Q18, 15.7 thousand informal connections were regularized, versus 13.9 thousand regularizations in 1Q17¹⁴. The company started this program in 2004 and so far, more than 840 thousand installations have already been regularized.

Reduction of Administrative Losses

The objective of these actions is to identify opportunities in the commercial cycle that generate billing losses.

In 1Q18, the company identified approximately 44.4 thousand installations with these types of losses versus 42.3 thousand in 1Q17. The main causes are related to installations connected under terminated contracts and metering impediments for billing.

In line with the Productivity Program announced by Company, one of the fronts of broad operation is the readers team transformation into Commercial Agents. This front line also allows these new multifunctional teams to perform power outages due to lack of payment. As a result, 4.5 out of 10 negotiations conducted by the readers resulted in same-day payment. The economic benefit generated by such action comes from the cost reduction due to the lower need for disconnection services, also reducing reconnection costs.



In 1Q18, the initiatives to combat losses contributed to approximately R\$ 78.3 million in the Company's results and added to the billed market 197.0 GWh of energy, compared to 203.3 GWh added in 1Q17. These amounts are divided as follows:

- (i) R\$ 21.0 million (58.5 GWh) in 1Q18, as a result of the inspections to combat fraud;
- (ii) R\$ 11.6 million (28.0 GWh) in 1Q18 with the regularization of cut instalations;
- (iii) R\$ 12.2 million (29.4 GWh) in 1Q18 with the recovery of disconnected customers;
- (iv) R\$ 27.2 million (65.8 GWh) in 1Q18 with reduction of administrative losses; and
- (v) R\$ 6.3 million (15.3 GWh) in 1Q18 with the retroactive billing of energy of irregular consumption.

Recycle Mais, Pague Menos (Recycle More, Pay Less Project)

Recycle Mais, Pague Menos is a project of the Company's energy efficiency program that offers a discount on residential customers' electricity bills in exchange for recyclable materials. There is no discount limit for customers. Thus, the monthly electric energy bill can be set to zero or even generate credit for the following month.

¹⁴ The difference in value published in 1Q17 is due to the change in the accounting criteria currently adopted, where adjustments to modifications requested by the customer are not accounted for.

This project has been an important alternative for customers to reconcile their electricity bills with the family budget, helping to avoid an increase in the delinquency ratio and to improve the recovery of revenue index.

In 1Q18, 855 new customers registered in the project, compared to 682 new customers registered in 1Q17, amounting to 53.5 thousand since the beginning of the project in 2013. The amount of bonus granted to the customers reached R\$ 73.2 thousand in 1Q18 with the collection of 340.1 tons of waste in the quarter, representing a 20% increase compared to 1Q17, when R\$ 61.0 thousand were granted in bonus.

The amounts granted as bonuses to customers return to the Company through the recycler contracted by the project to purchase recyclable materials, so that the revenue does not suffer adversely.

Electricity Social Tariff

Normative Resolution 572/2013 of ANEEL dated 08/13/2013, effective as of December 12th, 2013, established a procedure for the verification of compliance with the eligibility criteria for granting the Electricity Social Tariff (“TSEE”). With the Resolution, the customer that does not meet the established criteria will lose the right to the Social Tariff and the distributors shall state the reasons and advise how to maintain the benefit. For the evaluation regarding the compliance with the eligibility criteria, Normative Resolution 572/2013 established two annual validation processes, which take place in January and July each year.

As of May 10th, 2016, Normative Resolution 717/2016 of ANEEL went into force, which improved the procedure for checking the compliance with the eligibility criteria for granting the TSEE concession where the main changes are:

- (i) inclusion of the validation process by registration repercussion and notification to the customer through invoice message;
- (ii) validation process by registration repercussion: it aims to assess whether the registration status of the family is compatible with it remaining in the TSEE, according to the procedures of Ministry of Social Development (“MDS”) and ANEEL. This validation is performed by MDS, and ANEEL forwards the list of monthly repercussions to the distributors containing the families to be notified for the purposes of updating the information or the cancellation of the subscription and;
- (iii) notification through invoice message: all families contained in the repercussion list should be notified by a message on the invoice. The message type and the period to be printed are defined as per the ANEEL schedule.

Considering the new definitions of Normative Resolution 717/16, between May 2016 and March 2018, about 216 thousand subscription cancellations of the Social Tariff were made and about 559.4 thousand notifications were sent to the customer through invoice messages.

Period	Report of Cancellations	Subscription Cancellations
1Q17	45,449	42,038
2Q17	24,965	24,311
3Q17	5,299	4,584
4Q17	91,645	65,865
1Q18	10,154	8,214
Total	177,512	145,012

In order to minimize this effect on customers, Eletropaulo has conducted several measures, such as:

- (i) holding of meetings on the matter with representatives from 24 cities from the concession area, community leaders and PROCON;
- (ii) execution of training to the customer service teams;

- (iii) execution of sanitation at the customer register base and operation with the consumers by means of the *CadÚnico Atualização* (Single registration update) Project.

In March 2018, the Company billed 448.3 thousand customers with TSEE as compared to 462.3 thousand customers billed in March 2017.

FOCUS ON THE CUSTOMER

Eletropaulo is responsible for and committed to providing high quality service and ensuring the satisfaction of its customers, being the basis of the long-term objectives in its Sustainable Strategic Planning. One of the methods to achieve the improvement in customer satisfaction is the conduction of surveys, in order to assess the company's processes. The surveys are carried out in partnership with ABRADÉE (Brazilian Association of Electric Energy Distribution Companies), by means of interviews made at Eletropaulo's concession area.

The following table shows the evolution of the Company's satisfaction index for 2016 and 2017. The survey result for 2018 will be available between the second and third quarters of 2018.

Performance Indicator	2017	2016
Customer Satisfaction Index	74.90%	74.70%

In 2017, Eletropaulo reached 74.9% in the Perceived Quality Satisfaction Index by residential customers - ISQP, evolution of 0.2 p.p. compared to the result of 2016, at 74.7%. The quality areas that presented the most notable evolution were "Information and Communication" and "Supply", which increased 6.1 p.p. and 1.8 p.p., respectively. Such improvements, in the perception of the customers at the areas related to the supply, are a result of the new investment level and the actions targeted to the Quality Indicator Recovery, disclosed in early 2017.

One of the great advances made was the release of the works and investments portal¹⁵, where the customer may search for, in a transparent manner, by means of a map, the locations where the Company is performing works and to where the investments are addressed. Additionally, it is possible to verify the type of work being performed at the region, as well as the outage scheduling for maintenance, as required.



Digital Transformation of Customer Service

In line with its strategic objectives, the Company has been quickly adapting to the new habits of its customers, in order to increase their satisfaction by means of technological solutions that provide convenience, accessibility and resoluteness in their requests.

Currently, nearly 80% of the requests are made via digital channels and in pursuing the excellence in such experience, the Digital Transformation of Customer Service Program was launched in 2017 aiming at the innovation of the traditional channels and the provision of innovative services. In this sense, two new services were already provided to the customers with automated processes and online answers: transfer of responsibility and reconnection.

In order to enable that this transformation is made in accordance with the customers' needs, Eletropaulo has been partnering with technological consulting, design and innovation companies.

In 2018, technological tools featuring Artificial Intelligence will be implemented, making the communication between customer and company easier with the chatbot (computer software that simulates a human being in the conversation with people) and URA (Unit of Audible Reply).

¹⁵ <https://www.aeseletropaulo.com.br/investimentos/>

In order to assure a resolute and more efficient customer service among the various channels, the omnichannel will be implemented in all channels, an integration platform across all channels, allowing that the customer is not required to start over any customer service previously started, either at stores, call centers or via electronic means.

In this regard, Eletropaulo entered into an agreement with Avaya Oceana, which purpose is to migrate its customer service platform to the cloud. The goal of this migration is to optimize the service, as well as retain customers by means of artificial intelligence. It should be pointed out that a positive highlight of this project was the use of the entire current infrastructure of Eletropaulo.

NEGOTIATION ACTIONS

The tariff adjustment occurred in 2015 and the country's economic situation contributed to the increased delinquency. In order to mitigate the impact of the collection actions, Eletropaulo intensified the actions to clarify doubts on the topic and actions to make the payment easier.

Among those actions, the launching of the negotiation portal for Eletropaulo's customers¹⁶, in 1Q17, is a highlight; it provides more practicality, agility and differentiated conditions for debt negotiation. In 1Q18, considering the negotiations held only by means of the portal, 97.1 thousand negotiations were held, amounting to R\$ 52.0 million negotiated.



Over that period, the negotiation fairs where the customers may negotiate their pending debits with the company and obtain deductions and installment payment options were continued. In 1Q18, four negotiation fairs were held, resulting in 2,831 agreements, amounting to R\$ 8.9 million negotiated.

In addition, Eletropaulo has invested in communication actions with customers, by means of: (i) marketing campaigns, using SMS and marketing e-mails; (ii) reinforcement of the topic on social media; (iii) disclosure in the communication channels (electricity bills, posters at stores, among others).

ECONOMIC AND FINANCIAL PERFORMANCE

GROSS OPERATIONAL REVENUE

Eletropaulo's gross operational revenue amounted to R\$ 5,204.8 million in 1Q18, increasing 7.0% or R\$ 340.5 million, compared to 1Q17.

By adopting the CPC 47/IFRS 15, the compensation related to the individual quality indicators (DIC/FIC/DMIC/DICRI) were reclassified from operational expense group to the operational revenue group, as a reducer of that group. In this sense, the figures in 2017 were represented under the same criteria for purposes of comparability.

Thus, the variation in gross operational revenue is particularly explained by:

- (i) R\$ 411.0 million increase referring to regulatory financial assets and liabilities due to:
 - a. balance of regulatory financial assets amortized in 1Q18, R\$ 149.1 million higher, due to the higher net balance of liabilities approved in the Tariff Adjustment;
 - b. regulatory financial assets constituted (deferred) in 1Q18 at R\$ 261.9 million particularly justified by the negative financial exposure generated by the differences of submarket

¹⁶ <https://portalnegociacao.aeseletropaulo.com.br/>

prices, reduction of the tariff coverage due to the quota increase, partially offset by the lower ESS¹⁷/ EER¹⁸ generated by the smaller tariff coverage in 1Q18 and higher cost due to recomposition of CONER¹⁹ account in comparing the periods;

- (ii) reduction of DIC/FIC/DMIC/DICRI compensation, generating a positive balance at R\$ 25.6 million;
- (iii) R\$ 48.5 million increase referring to the construction revenue due to the higher investment level in the concession infrastructure in 1Q18, focused on the improvement of the services rendered;
- (iv) R\$ 91.6 million reduction in the billed (excluding transfer for distribution activity) and non-billed supply revenue, including the flags; partially offset by:
- (v) R\$ 62.6 million reduction with the energy sale at spot market, as a result of the financial exposure generated by the price difference between submarkets, as aforementioned.

GROSS REVENUE DEDUCTIONS

The deductions amounted to R\$ 2,002.9 million. As compared to 1Q17, there was a R\$ 26.7 million reduction. Such performance is particularly explained by:

- (i) R\$ 57.1 million reduction of CCRBT, due to the Tariff Flags in the periods;
- (ii) lower payment of ICMS in the amount of R\$ 12.3 million; and
- (iii) R\$ 6.3 million reduction in PIS/COFINS account; partially offset by:
- (iv) R\$ 49.1 million increase in CDE account.

NET OPERATIONAL REVENUE

Considering the aforementioned variations, in 1Q18, the Company registered a net operational revenue of R\$ 3,201.9 million, a R\$ 367.2 million increase compared to 1Q17.

OPERATIONAL COSTS AND EXPENSES

Eletropaulo's operational costs and expenses, excluding depreciation and construction cost, amounted to R\$ 2,682.3 million in 1Q18, a 14.0% increase compared to 1Q17, due to the increase in Parcel A costs. The main variations are detailed as follows:

¹⁷ System Service Charge - ESS

¹⁸ Reserve Energy Charge - EER

¹⁹ Reserve Energy Account - CONER

Operating Expenses - R\$ millions *	1Q18	1Q17	Chg (%)
Parcel A	2,114.3	1,783.8	18.5%
Energy Purchased for Resale	1,642.6	1,590.5	3.3%
Charges for Use of The Electrical Grid and Transmission	471.6	193.3	144.0%
PMSO	568.0	568.4	-0.1%
Personnel + Pension Fund	312.5	300.8	3.9%
Personnel	219.9	202.8	8.4%
Pension Fund	92.6	98.0	-5.5%
Third-Party Services	135.7	143.2	-5.2%
Materials	17.7	16.7	5.8%
ADA - Bad Debt	51.4	57.6	-10.8%
Contingencies	11.8	18.4	-36.0%
Others	39.0	31.8	22.8%
Total	2,682.3	2,352.2	14.0%

Parcel A

Costs with Electricity Purchased for Resale

In 1Q18, the expense with energy purchased for resale increased 3.3%, or R\$ 52.1 million, in comparison with 1Q17, amounting to R\$ 1,642.6 million. The following is the detailed description of the main variations in electric energy purchase expenses:

- (i) **Hydrological Risk:** the impact of the hydrological risk in the quarter was R\$ 58.7 million, R\$ 39.0 million higher than the same period in 2017, due to the average PLD increase, new renegotiated plants (particularly Belo Monte HPP) and seasonality variation of the MRE physical guarantee in comparing the periods;
- (ii) **Auctions²⁰:** R\$ 10.4 million increase in the quarter, mainly due to the financial exposure of the submarkets registered in March 2018;
- (iii) **Itaipu:** R\$ 6.3 million reduction, as a result of the 6.4% lower volume, combined with a 2.98% tariff reduction in US\$/KW per month for 2018, in comparison with 2017;
- (iv) **Proinfa:** R\$ 5.4 million increase, reflecting a 14.8% increase in the average tariff between the quarters, particularly offset by the 4.9% reduction in the acquired energy volume.

Source of Energy Purchase	Average Tariff by Source of Energy Purchase R\$/MWh			Source %		
	1Q18	1Q17	Chg (%)	1Q18 Part.	1Q17 Part.	1Q Part.
Itaipu	203.4	193.1	5.3%	21.8%	22.2%	21.8%
Auction ¹	160.3	151.4	5.9%	72.2%	72.1%	72.2%
Angra 1 and 2	246.9	237.3	4.0%	4.1%	3.7%	4.1%
Proinfa	338.0	294.3	14.8%	1.9%	1.9%	1.9%
Tariff²	166.4	153.5	8.4%	100.0%	100.0%	100.0%

1- Includes Quotas of Physical Guarantee and Reimbursement | 2 - Includes Quotas of Physical Guarantee, Reimbursement, Hydrologic Risk and PIS/COFINS Credits

²⁰ It includes Physical Guarantee Quotas, Auction-related Reimbursements and Purchase at CCEE.

Energy Purchased by Source (GWh)	1Q18	1Q17	Chg (%)
Itaipu	2,154.5	2,301.8	-6.4%
Auction	7,125.9	7,476.4	-4.7%
Angra 1 and 2	402.4	385.3	4.5%
Proinfa	189.6	199.3	-4.9%
Total Volume	9,872.3	10,362.8	-4.7%

Costs related to Charges for Use of the Electrical Grid and Transmission

The expenses related to the use of the electrical grid and transmission charges amounted to R\$ 471.6 million in 1T18, a 144.0% increase, or R\$ 278.4 million, as compared to the same period in 2017. The variation is mainly explained by:

- (i) R\$ 221.9 million increase in the cost of the basic grid, due to the increased tariffs in the 2017 tariff adjustment, arising from indemnity of investments made by transmission companies that renewed the concession in 2013;
- (ii) higher costs in the amount of R\$ 44.0 million of the System Service Charge ("ESS"), due to the recomposition of the original CONER balance; and
- (iii) higher expenses in the amount of R\$ 37.0 million referring to the energy transportation - Furnas/Itaipu, due to the said indemnity to the transmission companies and increased transmission tariff.

OPEX - PMSO (Personnel, Materials, Services and Others)

As pointed out in "Gross Operational Revenue" section, by adopting the CPC 47/IFRS 15, the compensation related to the individual quality indicators (DIC/FIC/DMIC/DICRI) were reclassified to the operational revenue group, as reducers of that group.

In 1Q18, the reported OPEX was R\$ 568.0 million, a R\$ 0.4 million reduction, as compared to the same period in 2017. Excluding the pension fund, an increase of R\$ 5.0 million is verified.

The main variations are detailed below:

OPEX - R\$ millions	1Q18	1Q17	Chg (%)
Personnel	219.9	202.8	8.4%
Third-Party Services	135.7	143.2	-5.2%
Material	17.7	16.7	5.8%
Others Expenses	39.0	31.8	22.8%
PMSO (Excluding Pension Fund)	412.3	394.4	4.5%
ADA - Bad Debt	51.4	57.6	-10.8%
Contingencies	11.8	18.4	-36.0%
OPEX (Excluding Pension Fund)	475.4	470.4	1.1%
Pension Fund	92.6	98.0	-5.5%
Reported Opex	568.0	568.4	-0.1%

Personnel

Personnel - R\$ millions	1Q18	1Q17	Chg (%)
Personnel and Payroll	219.9	202.8	8.4%
Pension Fund	92.6	98.0	-5.5%
Total	312.5	300.8	3.9%

Personnel Expenses and Payroll

In 1Q18, the personnel expenses and payroll charges amounted to R\$ 219.9 million, an 8.4% increase, or R\$ 17.1 million comparing with 1Q17. Such variation is mainly due to:

- (i) R\$ 7.8 million increase arising from the compensation adjustment due to collective agreements in 2017 and adjustment to the health insurances (due to the medical inflation in the period and increased number of lives stemming from the internalization of customer service teams);
- (ii) R\$ 3.6 million increase due to the internalization process of the commercial service teams; and
- (iii) R\$ 4.0 million increase due to expenses related to the restructuring program, including early retirement incentive program (PIA).

Expenses related to the Private Pension Fund

In 1Q18, the expense with private retirement plan entity amounted to R\$ 92.6 million, 5.5% lower than that in 1Q17, at R\$ 98.0 million. Such reduction is mainly due to the result of the actuarial re-measurement, affected by the lower inflation (IGP-DI) compared to the forecast, offset by the reduced deduction rate of 5.30% per year (in 2017, with impact in 2018) versus 5.80% per year (in 2016, with impact in 2017).

Expenses related to materials and outsourced services

In 1Q18, the costs of materials and outsourced services amounted to R\$ 153.4 million, 4.1% lower than the same period in the previous year, at R\$ 159.9 million. The result in the period is mainly due to:

- (i) R\$ 8.8 million reduction, particularly due to the change of the call center contracting model; partially offset by:
- (ii) R\$ 3.6 million increase due to expenses related to the segregation of structures, post-migration to *Novo Mercado*, including acquisition of licenses and brand suitability.

Other operational expenses

The main expenses in this group are: (a) Estimated Loss with Allowances Doubtful Accounts (“ADA”); (b) Provisions for Disputes and Contingencies; and (c) Other Expenses, including rents, advertising, IPTU, among others. The DIC/FIC/DMIC/DICRI compensation expenses, presenting a R\$ 25.6 million reduction when comparing the periods were not included in this group. They are currently reclassified in the "other operational revenues" group as a result of CPC 47/IFRS 15, as aforementioned.

Other Operating Expenses - R\$ millions	1Q18	1Q17	Chg (%)
ADA	51.4	57.6	-10.8%
Provisions (Reversal) for Contingencies	11.8	18.4	-36.0%
Others	39.0	31.8	22.8%
Total	102.1	107.7	-5.2%

Others: Penalties, leasing and rents, indemnification, losses, publicity, banking fees, IPTU, asset write-offs, etc.

In 1Q18, the total Other Operational Expenses decreased 5.2%, or R\$ 5.6 million, compared to the same period in 2017, amounting to R\$ 102.1 million. Among the main components in this group, the following variations are highlights:

- (i) R\$ 6.2 million reduction in ADA expenses, as a result of the continuity and reinforcement of the delinquency combat actions, with reduction in the average volume of delinquent customers (217.7 thousand in 1Q18 versus 244.3 thousand in 1Q17); and

- (ii) R\$ 6.6 million reduction in contingencies, with the contribution of the lower volume of labor claims registered in 2018 partially offset by the;
- (iii) increase in other expenses, including losses in the asset and right deactivation, due to the increased volume of investments, causing the replacement of electric assets.

PRODUCTIVITY PROGRAM

The Company disclosed earlier in 2017 the Strategic Plan for Value Creation, on which the Productivity Plan is inserted, which results into the operational expenses reduction²¹, considering several initiatives detailed throughout this document, based on:

- a. Recovery of Quality Indicators (reduction of SAIDI and SAIFI) by means of:
 - i) New level of investments;
 - ii) Network Intelligence;
 - iii) Process review and digitalization.
- b. Revenue Management through the following actions:
 - i) System development to anticipate consumer behavior;
 - ii) Bring intelligence to the process;
 - iii) Transformation of the reader into a commercial agent.
- c. Efficiency in the use of resources as a result of higher productivity.

Acting on all these fronts, the Company stated its commitment to the targets established in the Productivity Program and reached in 2017 a R\$ 203.0 million reduction in operational expenses, above the target of R\$ 200.0 million, particularly due to the reduction of fines and improvement of the delinquency, and proceeds with the commitment of efficiency gain in its operation.

In 1Q18, the recorded reduction was R\$ 26.8 million. For full-year 2018, the expected reduction is R\$ 150 million and, for 2019, R\$ 100 million. The amounts are shown in real terms weighted on the effective monthly rate (IPCA with respect to the personnel costs and IGP-M for other costs) and in comparison with the operational expenses of 2016, excluding pension fund expenses and the recognition impact, in December 2017, of the amounts arising from the agreement with Eletrobras (R\$ 9.2 million) and, in 2018, of the amounts arising from the preparation for the primary offer for shares (R\$ 0.9 million).

ADJUSTED EBITDA²²

In 1Q18, the Adjusted EBITDA for the pension fund recorded a 4.7% decrease, in comparison with the same period in 2017, amounting to R\$ 343.7 million. The R\$ 16.8 million reduction in Adjusted EBITDA is mainly explained by:

- (i) negative impact of R\$ 5.0 million in PMSO, adjusted by the pension fund;
- (ii) negative impact of R\$ 15.4 million referring to regulatory/tax effects, particularly:
 - a. negative effect due to the lower amount received from bilateral agreement reimbursements;
 - b. positive effect of the monetary adjustment of the financial assets;
 - c. positive effect of the neutralization of Itaipu exchange rate variation;
- (iii) negative market impact at R\$ 22.0 million, particularly, as a result of the variations in the volume; partially offset by

²¹ The amounts are in real terms weighted on the effective monthly rate (IPCA with respect to the personnel costs and IGP-M for other costs) and in comparison to the operational expenses of 2016, excluding pension plan expenses and the impact of the recognition, in December 2017, of the amounts resulting from the agreement with Eletrobras (R\$ 9.2 million) and, in 2018, of the amounts resulting from preparation for the primary offer for shares (R\$ 0.9 million).

²² Adjustments referring to the pension fund expenses.

- (iv) R\$ 25.6 million reduction in individual compensation from DIC/FIC/DMIC/DICRI, as a result of the improved quality indexes of the operation.

Disregarding the non-recurring effects of PIS/COFINS and reimbursements of bilateral agreements recorded in 1Q17, the Company's adjusted EBITDA would total R\$ 289.1 million in the period, which would represent a positive variation of R\$ 54.5 million in the comparison between periods.

The Reported EBITDA in 1Q18 was R\$ 251.1 million, versus R\$ 262.5 million EBITDA in 1Q17, representing a R\$ 11.4 million decrease, or -4.4%.

FINANCIAL RESULT

The Company recorded in 1Q18 a negative financial result of R\$ 117.3 million, in comparison with a negative financial result of R\$ 108.8 million in 1Q17.

The revenue and financial expenses variations in the periods are detailed as follows:

Financial Revenue

Financial revenues amounted to R\$ 41.2 million in 1Q18, a R\$ 13.8 million reduction comparing to the R\$ 54.9 million recorded in 1Q17. This performance is mainly explained by the:

- (i) R\$ 11.1 million reduction of financial investment income due to the lower cash and cash equivalents and average CDI reduction over the period (6.73% in 1Q18 and 12.70% in 1Q17);
- (ii) lower monetary adjustment revenue with judicial deposits in the amount of R\$ 6.8 million; partially offset by the positive impact of:
- (iii) R\$ 2.8 million increase in fines and monetary adjustment and interests on overdue electricity bills²³.

Financial Expenses

In 1Q18, the Company's financial expense amounted to R\$ 156.9 million, a reduction of R\$ 10.6 million as compared to the same period in the previous year. Such variation is particularly explained by:

- (i) R\$ 28.6 million reduction with debt charges due to the lower average CDI in the period (6.73% in 1Q18 and 12.70% in 1Q17); partially offset by:
- (ii) R\$ 17.3 million expense related to adjustment of the Agreement with Eletrobras.

Net Exchange Rate Variations

In 1Q18, the net exchange rate variations had a negative result of R\$ 1.5 million versus the positive result of R\$ 3.7 million in 1Q17, a R\$ 5.3 million rise due to the exchange rate oscillation referring to the acquisition of energy from Itaipu.

NET INCOME

In 1Q18, the Company reported a net loss of R\$ 5.4 million versus the net income of R\$ 12.9 million in 1Q17, a R\$ 18.4 million negative variation. Such variation is explained by the following variations:

- (i) negative variation of EBITDA adjusted by the pension fund in the amount of R\$ 16.8 million due to the variations in the market served;

²³ After the maturity of the monthly invoices, there is the levy of interests at 0.033% per day and financial adjustment by IGP-M on the amount of invoices from consumers in arrears.

- (ii) negative variation of the financial result at R\$ 8.5 million, mainly impacted by the updating of the Agreement with Eletrobras;
- (iii) higher depreciation and amortization expenses in the amount of R\$ 9.9 million, due to the Company's higher investment level; particularly offset by
- (iv) lower taxes (IR/CSLL) by R\$ 11.5 million, compared to 1Q17, followed by the lower taxable income.

Disregarding the non-recurring effects of PIS / COFINS and reimbursements of bilateral agreements recorded in 1Q17, the Company's Adjusted Net Income would total a loss of R\$ 34.2 million in the period, which would represent a positive variation of R\$ 28.7 million in the comparison between the periods.

NET REGULATORY FINANCIAL ASSETS AND LIABILITIES

In 1Q18, the Company registered the Net CVA Assets ("receivable") at R\$ 79.0 million compared to the Net CVA Liabilities balance of R\$ 95.1 million in 2017, as detailed as follows.

Regulatory Financial Assets and Liabilities	4Q17	Deferrals	Amortization	Flags	Monetary Adjustment	1Q18
Itaipu	470.7	99.0	(67.7)	-	6.7	508.8
Proinfra	(10.7)	2.9	5.4	-	(0.1)	(2.5)
Transportation - Basic Grid	61.3	18.6	(7.6)	-	0.9	73.3
Transportation - Itaipu	14.4	4.5	(1.3)	-	0.2	17.9
Energy Development Account	(324.0)	62.4	106.3	-	(3.9)	(159.2)
Energy Cost	961.1	125.6	71.2	(16.3)	16.0	1,157.6
System Service Charges	(847.3)	(58.5)	108.8	-	(12.7)	(809.6)
Further Regulatory Financial Assets and Liabilities	(420.7)	(140.3)	(134.0)	-	(12.3)	(707.2)
<i>Neutrality of Parcel A</i>	92.7	12.1	(47.2)	-	0.3	58.0
<i>Overcontracting</i>	16.9	(10.8)	(61.3)	-	(1.8)	(57.0)
<i>Special Tariff Recomposition</i>	-	-	-	-	-	-
<i>Exceeded Demand and Exceeded Reactive Energy</i>	(319.6)	(24.9)	-	-	(5.3)	(349.9)
<i>Xq Factor</i>	-	-	-	-	-	-
<i>Angra III Reimbursement</i>	66.9	-	(32.5)	-	-	34.4
<i>Hydrological Risk</i>	(230.0)	(114.2)	-	-	(4.2)	(348.5)
<i>Other</i>	(47.6)	(2.6)	7.0	-	(1.2)	(44.3)
Total	(95.1)	114.2	81.2	(16.3)	(5.1)	79.0

The net regulatory asset of R\$ 114.2 million ascertained in the deferrals of this quarter can be mainly explained by the:

- (i) regulatory financial assets deferred in the amount of R\$ 125.6 million, particularly related to the negative financial exposure generated by the price differences between submarkets;
- (ii) increase of the energy acquisition cost from Itaipu in the amount of R\$ 99.0 million due to the higher tariff in US Dollars;
- (iii) creation of financial assets in the amount of R\$ 62.4 million as CDE charge, taking into consideration the mismatch of the tariff coverage and annual CDE quota cost, which increased in January 2018; partially offset by:
- (iv) reduction of ESS / EER constituting the regulatory financial liabilities deferred in the amount of R\$ 58.5 million, generated by the lower tariff coverage in 1Q18, and higher cost as a result of the CONER account recomposition, in comparison with 1Q17; and
- (v) postponing of financial component referring to the hydrological risk coverage in the amount of R\$ 473.1 million provided for in the 2017 tariff process of the distribution companies, occurring the monthly reversal amounting to R\$ 114.2 million in 1Q18.

INDEBTEDNESS

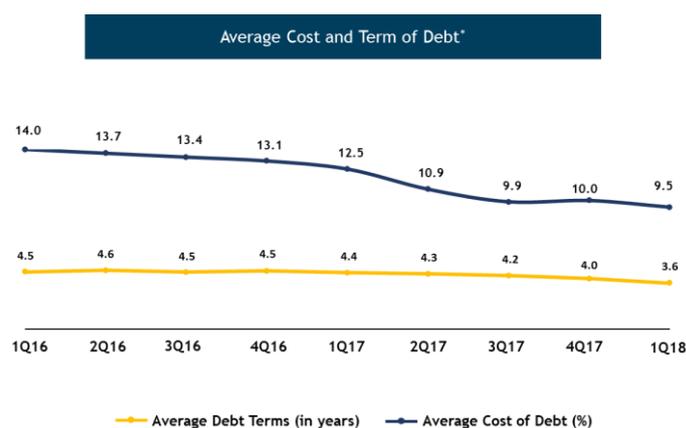
The Company recorded in 1Q18 a gross debt²⁴ of R\$ 5,360.4 million, 16.4% higher than in 1Q17, at R\$ 4,606.5 million. Cash and cash equivalents amounted to R\$ 776.7 million in 1Q18 as compared to R\$ 1,264.2 million in the same period of the previous year.

Thus, the Company's net debt amounted to R\$ 4,583.7 million in 1Q18, a R\$ 1,241.6 million increase compared to the amount of R\$ 3,342.3 million in 1Q17. Such increase is particularly due to:

- (i) R\$ 487.5 million reduction in cash and cash equivalents balance;
- (ii) issuances of R\$ 1,298.3 million in the period of 12 months, mainly in the 1Q18: 22nd issue of debentures (bridge loan for FINEM) in the amount of R\$ 300 million, and 3rd and 4th FINEM protocols in the amounts of R\$ 109.8 million and R\$ 150.0 million, respectively;
- (iii) amortizations of debentures, CCB, FINEM, FINEP, of R\$ 446.8 million plus interest, in the period of 12 months, with a highlight in 1Q18 to the amortizations of the 18th debenture in the amount of R\$ 19.0 million, 3rd Commercial Paper in the amount of R\$ 4.5 million, FINEM in the amount of R\$ 18.4 million; and
- (iv) R\$ 59.8 million reduction in the pension fund balance.

Debt - R\$ millions	1Q18	1Q17	Chg (%)
Loans, financing and debentures	4,127.2	3,313.6	24.6%
Pension fund	1,233.2	1,292.9	-4.6%
(-) Cash and cash equivalents ¹	776.7	1,264.2	-38.6%
Net debt	4,583.7	3,342.3	37.1%
EBITDA (LTM)	1,077.1	789.4	36.5%
Pension Plan expenses (LTM)	387.3	374.5	3.4%
Adjusted EBITDA (LTM)	1,464.4	1,163.9	25.8%
Financial expenses²	(409.1)	(511.8)	-20.1%
Net debt/Adjusted EBITDA	3.13	2.87	9.0%
Adjusted EBITDA/Financial expenses²	3.58	2.27	57.4%

¹ - Cash, cash equivalents and short-term investments; ² - Financial expenses on loans (cash) (12 months)



*Average time considers principal; average costs consider principal and interest.

²⁴ Gross Debt corresponding to the sum of short-term and long-term loans, financing, financial leasing and debentures, in addition to the debit balance with the pension fund of R\$ 1,233.2 million (not considering the net effect of actuarial gains/losses in the amount of R\$ 2,458.9 million).

Eletropaulo

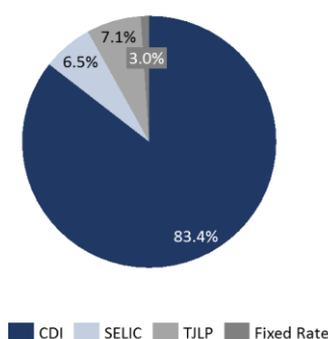
In 1Q18, Eletropaulo's debt linked to the CDI²⁵ was R\$ 3,460.0 million, with an average cost of CDI + 2.04% per year, higher than in 1Q17, which was CDI + 1.82% per year, under the debt of R\$ 2,865.6 million, particularly due to the new issuances and debt payments made in the period, as aforementioned.

The balance of the debt linked to further indices²⁶ in 1Q18, particularly IGP-DI + 5.8% per year is R\$ 1,820.6 million as compared to R\$ 1,664.2 million at the average cost of IGP-DI + 5.5% per year recorded in 1Q17.

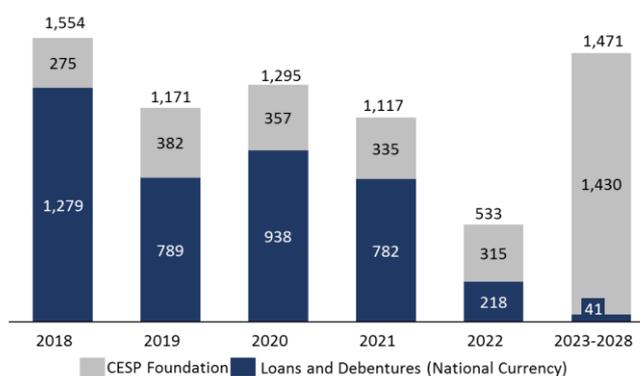
The average debt term in 1Q18 is 3.6 years, a lower level than the 4.4 years term in 1Q17, also explained by the new issues and debt payments made over this period.

The following is the segregation of the Company's gross debt per indexer and amortization schedule:

Gross Debt per indexer²⁷



Amortization schedule - R\$ million²⁸



* Referring to Loans, Financing and Debentures. | ** Flow composed of principal amortization, accrued interest and deferred balances. Does not consider financial leasing.

Company's rating scale

Scale	Ratings	Fitch ¹	S&P ²	Moody's ³
National		AA	A+	A3
International		BB	BB-	Ba3

Latest Updates: Fitch - May'18; S&P - Aug'17; Moody's - Mar'17

Covenants

For the effect of calculation of the Company's covenants, the debit balance is considered with the pension fund of R\$ 1,233.2 million on March 31st, 2018 (not considering the effect of the net actuarial losses of the pension plan, recorded as "other comprehensive results", in the amount of R\$ 2,458.9 million).

Considering the EBITDA set in the covenants²⁹ for the last 12 months ending on March 31st, 2018, Eletropaulo reported a 3.13x Net Debt/Adjusted EBITDA ratio, and an Adjusted EBITDA/Financial Expense of 3.58x.

The debt covenants are:

- (i) Net Debt/Adjusted EBITDA cannot exceed 3.5x; and
- (ii) Adjusted EBITDA/Financial Expense cannot be less than 1.75x.

Thus, in 1Q18, the Company was within the limits established in the debt agreements.

²⁵ Debt linked to the CDI comprises the sum of principal and charges of debentures, commercial paper and bank credit bills (CCB).

²⁶ The debt related to further indexes comprises the addition of FINEM, FINEP and the pension fund (excluding the corridor).

²⁷ Referring to Loans, Financing and Debentures.

²⁸ Flow comprised of amortization of principal, accrued interests and balance of deferred. Financial lease not considered.

²⁹ Adjusted EBITDA corresponds to the sum of the last twelve months of operational income according to the consolidated financial statement under "Operating Income" (excluding financial income and expenses), all depreciation and amortization amounts and all amounts related with the private pension fund classified under "operation costs".

INVESTMENTS

In 1Q18, Eletropaulo invested R\$ 266.3 million, an increase of 22.8% compared to 2017. From such amount, R\$ 235.0 million were invested with company's own capital and R\$ 31.3 million correspond to third- party resources

Investments - R\$ million	1Q18	1Q17	Chg (%)
Meet Quality Indicators	48.9	45.4	7.8%
System Reliability	34.1	31.4	8.9%
System Expansion	59.7	40.2	48.3%
Revenue Management	20.8	14.5	43.4%
Meet Mandatory Demands	65.6	50.1	30.8%
Operational Support	5.9	10.3	-42.5%
Total - Own Resources	235.0	191.9	22.5%
Third - Party Resources	31.3	25.1	25.0%
Total	266.3	216.9	22.8%

Main investments in 1Q18

Meet Quality Indicators

Aiming at the improvement of the quality indicators and, consequently, the decrease of DIC/FIC/DMIC/DICRI compensation.

The investments amounted to R\$ 48.9 million in 1Q18, 7.8% higher than the invested in 1Q17.

In 1Q18, R\$ 26.2 million were invested in compact grid and R\$ 3.6 million in secondary grid refurbishment, amounts 170.6% and 239.4% higher, respectively, as compared to 1Q17.

System Reliability

Aiming to reduce the occurrences in the electricity grid, increasing the supply resilience, avoiding accidents with population and modernizing the distribution grid by replacing wooden poles, digitalizing substations and maintaining/preserving the subtransmission and underground systems, sanitizing any anomalies in automatic reclosers and telecommunication equipment.

In 1Q18, R\$ 34.1 million were invested, an amount 8.9% higher than in 1Q17 (R\$ 31.4 million). The reconstruction of the 138 kV underground transmission line ETR/ETD Vila Formosa 1 and 2 and the equipment installation on overhead transmission line towers are highlights.

System Expansion

This investment aim at the alignment with the market growth and system capacity improvement, with the expansion/reinforcement of the substations, installation of capacitor bases and reinforcement of underground grids.

In 1Q18, R\$ 59.7 million were invested in system expansion, amount 48.3% higher as compared to 1Q17 (R\$ 40.2 million). The addition of 40 MVA of capacity to the electric system is highlighted with the replacement of 2 power transformers at ETD São Bernardo do Campo substation, sufficient capacity to fulfill the needs for an approximate population of 120 thousand inhabitants. In addition, 4 primary distribution circuits of ETD Caucaia substation were released, benefiting about 34 thousand customers in the Cities of: Cotia, Itapevi and Vargem Grande Paulista. Finally, the primary distribution circuit Butantã was modernized, benefiting about 3 thousand customers in the City of São Paulo.

Revenue Management

Aiming at the development of a system to anticipate the customer behavior and bring intelligence to the process, aiming at the reduction of consumer delinquency.

In 1Q18, the invested amount reached R\$ 20.8 million, 43.4% higher than in 1Q17 (R\$ 14.5 million). 13.7 thousand regularizations were made by using meters through fraud and anomaly inspections and 15.7 thousand informal connections were regularized.

Meet Mandatory Demands

Aiming to meet the regulator's specific demands, such as emergency services with grid disconnection and mitigation of risk situations to the population.

In 1Q18, the invested amount reached R\$ 65.6 million, 30.8% higher than in 1Q17 (R\$ 50.1 million). The higher demand on customer service projects in order to meet regulatory obligations and deadlines is a highlight.

Operational Support

Aims at improvements in the set of activities and solutions provided by computing resources seeking to improve the production, storage, transmission, access, security, and use of information.

In 1Q18, the invested amount reached R\$ 5.9 million, 42.5% lower than in 1Q17 (R\$ 10.3 million). Such difference arose from the Collection Transformation program and the purchase of SAP licenses occurred in the first quarter of 2017.

For 1Q18, the investments in walls and walkways and the system for technical-commercial services are the highlights.

Third Party Resources

The investments funded by third-party resources amounted to R\$ 31.3 million in 1Q18, 25.0% higher than in 1Q17 (R\$ 25.1 million), and refer mainly to the conversion and removal of grids, heightening of power grids, amongst others.

Investment Plan - 2018 to 2022

The Company plans to invest R\$ 4.9 billion, in nominal terms, from 2018 to 2022 (24% above the R\$ 4.0 billion previously forecasted for the period from 2017 to 2021), mostly in the expansion of customer service and the new customer network, and in the preservation of assets in order to ensure the energy distribution and improve quality indicators.

The investments planned for 2018 are the largest investments ever made by Eletropaulo, and the increase in the amount expected for the cycle shows the acceleration in the strategy started in 2017, which aims at increasing the regulatory remuneration base and improving quality indicators, seeking to achieve regulatory goals through digital transformation and greater efficiency.

Estimated Investments *	2018	2019	2020	2021	2022	2018-2022
Own Resources	1,090.2	632.0	770.9	966.2	1,064.0	4,523.3
Third - Party Resources	94.0	77.2	76.7	83.0	87.8	418.7
Total Capex	1,184.2	709.2	847.6	1,049.2	1,151.7	4,942.0

*Amounts in R\$ million and in nominal terms

CASH FLOW

Cash Flow - R\$ million	1Q18	1Q17	Var.
Opening balance	601.3	1,067.6	(466.4)
Operating cash generation	120.8	609.5	(488.7)
Investments	(226.9)	(259.2)	32.3
Net financial expense/net amortization	459.8	(97.3)	557.1
Pension fund expenses	(103.0)	(112.7)	9.7
Income tax	(7.8)	(0.0)	(7.7)
Restricted and/or locked cash	(65.8)	56.4	(122.1)
Free Cash	177.1	196.5	(19.4)
Payment of Dividends and JSCP	(1.7)	-	(1.7)
Ending balance	776.7	1,264.2	(487.5)

In 1Q18, the Company recorded positive operational cash generation of R\$ 120.8 million, a performance R\$ 488.7 million lower than in 1Q17. Such reduction, compared to the same period of the previous year, is mainly due to the factors below:

- (i) higher expenditures with energy purchase and increased transmission costs; partially offset by:
- (ii) increase in the entries with collection related to the billing and the transfers received related to low-income subsidies.

The balance of transactions related to the debt service, amortizations and funding had a positive variation of R\$ 557.1 million over 1Q18, compared to 1Q17, due to the higher volume of funding in the period, particularly due to the 22nd Issue of Debentures carried out in January 2018 and the BNDES FINEM transfer in March 2018, and amortization of the 17th issue of debentures, in 1Q17.

As a result, the final cash balance amounted to R\$ 776.6 million in 1Q18, compared to R\$ 1,264.2 million in 1Q17.

CAPITAL MARKETS

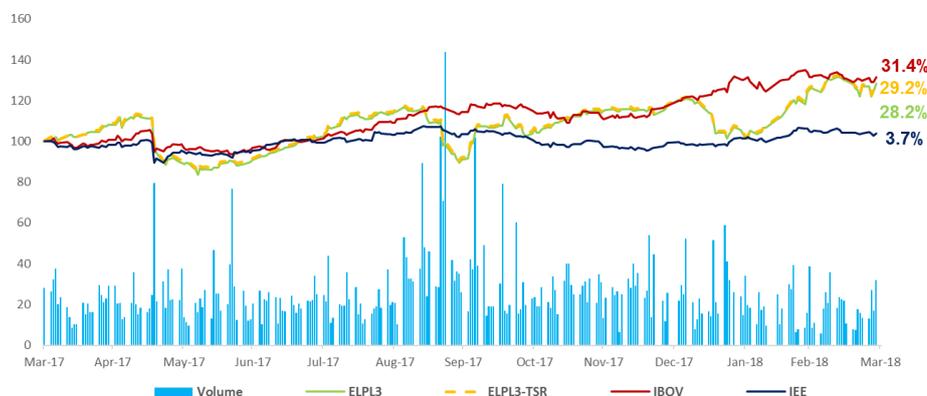
The Company's shares currently integrate (i) the highest level of corporate governance of B3, Novo Mercado, (represented by the IGC-NM); (ii) the Differentiated Tag Along Shares Index ("Itag"); (iii) the Electric Power Index ("IEE"); (iv) the Brazil 100 Index ("IBrX"); and (v) the ISE of B3, among others.

In the first quarter of 2018, Eletropaulo's common shares (ELPL3) closed the period quoted at R\$ 17.86, a 28.2%³⁰ increase, as compared to the same period in 2017, whereas EEI increased 3.7% and Ibovespa 31.4%. The average daily traded volume for preferred shares (ELPL4), listed until the migration to Novo Mercado, occurred on November 27th, 2017, was 1,706 thousand shares, and, as of that date to the end of the year, the average daily traded volume for common shares was 1,422 thousand shares.

³⁰ For purposes of calculating the valuation, preferred shares (ELPL4) are taken into consideration up to November 27th, 2017, date of performance of the migration to Novo Mercado, and common shares (ELPL3) are taken into consideration as of that date.

Share performance (last 12 months)

Eletropaulo³¹ x Ibovespa x IEE
Base 100 = 03/31/2017



TSR ("Total shareholder return", which represents capital gains plus dividends in the period)

SOCIAL AND ENVIRONMENTAL PERFORMANCE

SAFETY AND ENVIRONMENT

The safety of our people, service providers and community is a priority in the development of the Company's activities. Eletropaulo is committed to provide a safe, healthy and sustainable environment by means of the commitment and awareness of everyone in the continuous pursuit of the improvement in occupational safety and health performance.

The Company's safety strategy is based on proactive actions that foster the strengthening of the safety culture and safe behavior, performed based on the occupational safety and health management system requirements, certified pursuant to the international standard OHSAS 18001 and the Company's Sustainability Policy.

The Occupational Safety indicators, pursuant to NBR 14.280 from ABNT (Brazilian Association of Technical Standards), are presented as follows:

NBR 14280 Indicators		1Q18	1Q17
Own	Fatality - Typical	0	0
	Frequency Rate	1.98	3.82
	Severity Rate	79	105
Third Parties	Fatality - Typical	0	0
	Frequency Rate	7.54	4.96
	Severity Rate	36	10

Frequency rate: Rate of incidents with lost time (typical accidents, with loss of workdays).

Severity rate: Rate of recordable accidents (typical accidents, without loss of workdays).

The indicator performance, pursuant to NBR standard, shows a 48.2% improvement for the Frequency Rate of the company's people performance, as a result of the preventive actions of the Occupational Health, Safety and Environment Program. Contractors' Frequency Rate (TF) and Severity Rate (TG), in turn, showed a mismatch as compared to the performance in the same period in 2017. Such mismatch is associated to the higher incidence of accidents related to non-electric accidents, thus generating a higher number of typical

³¹ Preferred shares (ELPL4) are considered up to November 27th, 2017, date of performance of the migration to Novo Mercado, and common shares (ELPL3) are considered as of that date.

lost-time incidents, reflected in the higher TF and TG for 2018. Such topic has already been addressed with the contractors' managers by disclosing the causes of such accidents and technical lectures for mitigation thereof.

Population safety

In 1Q18, three casualties were reported, which represents a 57% decrease, as compared to the same quarter in 2017, when seven casualties occurred. The largest share of accidents occurred in informal civil construction activities, in which the victims were self-employed and with a low degree of specialty (absence of personal protective equipment when performing tasks, inappropriate garments, etc.). The accidents in civil construction were the ones that contributed the most to the fatalities with the population involving the power grid.

The Company carries out mitigation and accident prevention efforts with the population in line with its number one value, the safety, comprising (i) safety plan with the use of mass media (TV, radio and blitz in civil construction) and (ii) safety program for population awareness (safety lectures in schools, NGOs and companies, handing out leaflets, etc.). Nonetheless, it can be noted that most of the accidents take place at irregular constructions that has been advancing towards the installed electric grid, disrespecting the minimum safe distance.

The Company carried out 464 proactive actions in 1Q18, including safety lectures, commercial actions and safety blitzes, in the cities of the metropolitan region of São Paulo, with the objective of promoting awareness of the dangers of the power grid.

Environmental Management System

The Environmental Management System is structured in accordance with ISO 14001:2015, which sets actions for the pursuit of excellence in environmental programs and the effectiveness of management aimed at identifying environmental aspects and impacts and operational controls.

In order to be prepared to prevent accidents and respond to emergency situations, to maintain good practices for the prevention of pollution, and to avoid or mitigate their adverse impacts on society and the environment, Eletropaulo establishes procedures, preparedness plans and emergency responses, maintains a contract with a company specialized in meeting environmental emergencies and is always prepared to meet the main emergency scenarios identified in its Environmental Management System.

To maintain ISO 14001 Certification in 100% of its processes, Eletropaulo involves its own teams and third parties, conducting awareness campaigns and training to disseminate the importance of environmental awareness within the organization. As a tool for verifying its performance, the Company conducts internal and external audits regularly.

Climate Changes

The Climate Change Subcommittee, created in 2017, is the internal forum in charge of developing and monitoring such topic at the Company. Over 1Q18, the Subcommittee focused on the identification and assessment of the risks the climate changes bring to the business, in addition to working on the data collection and certification of the Greenhouse Gas Emission Inventory.

Emission of Greenhouse Gases

There was a reduction of 693 tons of CO₂ equivalent from indirect emissions of greenhouse gases in 1Q18, compared to 1Q17, due to the lower quantity of energy lost in the distribution system - total losses of approximately 12 GWh.

Performance Indicator	1Q18	1Q17
GWh of Total Losses	1,144	1,156

EMPLOYEES AND COMMUNITIES

EMPLOYEES

One of the goals set by the Company's Sustainable Strategic Planning is to be recognized as one of the best places to work. The focus is to ensure that employees feel motivated and appreciated in their workplace, assuming the professional and responsible leading role to perform the activities with excellence and satisfaction, which results in efficiency, productivity and quality gains.

In 2017, Eletropaulo was recognized for the second consecutive year as one of the 150 Best Companies to Work according to Guia Você S/A.

COMMUNITIES

In communities where it serves, Eletropaulo's goal is to regularize 42 thousand families in 2018. In the first quarter of 2018, the Company regularized electric connections from 15.7 thousand families (about 62 thousand people), in 169 different venues, a 3.1% reduction compared to 16.1 thousand families regularized in 1Q17 (about 64 thousand people).

Through the *Transformação de Consumidores em Clientes* (Transformation of Customers into Clients) Program, families are benefited not only with regular access to energy, but also with proof of citizenship, since with the energy bill (proof of address), people can open accounts in banks, have access to credit and regularize the property. Eletropaulo also performs an intense educational work on consumption and replacement of ineffective equipment in order to support a sustainable transition from the situation of irregular consumer to new customer condition.

Performance Indicator	1Q18	1Q17
Number of regularized connections (thousand)	15.7	16.1

PRIVATE SOCIAL INVESTMENT POLICY

With the completion of the migration to Novo Mercado in November 2017, the policy of Private Social Investment ("ISP"), related to the use of resources in projects of public interest, ceased to be the responsibility of Instituto AES and started to be carried out directly by the Company, with ISP projects directly connected with the brand Eletropaulo.

CORPORATE GOVERNANCE

The corporate governance is the set of processes, habits, policies, laws, regulations and institutions regulating the Company's direction, management and control, involving the practices and relations with shareholders, Board of Directors, Fiscal Council and Executive Office. The adoption of good governance practices is essential to a strategic and efficient business management. Focusing on creating value for its shareholders, the Company completed the migration to Novo Mercado, B3's highest corporate governance level, on November 27th, 2017.

Internally, Eletropaulo is managed by the Board of Directors and the Executive Office. The Board of Directors is responsible for the company's planning and strategic issues. The composition of the Board of Directors was amended at the Annual and Extraordinary Shareholders' Meeting ("AESM") held on April 27th, 2018, in order to reflect the new composition of the Company's share capital, being comprised of 9 members (without alternates), with 6 independent members. The term of office of the current members of the Board of Directors will end on the date of the Annual Shareholders' Meeting that will examine the Company's management accounts for the fiscal year ended on December 31st, 2019.

Eletropaulo

The current Executive Office consists of 5 members, including the CEO. Members of the Executive Office perform their duties in accordance with the Company's corporate purpose, conducting business and operations in strict compliance with the provisions of the Bylaws, the decisions of the Annual Shareholders' Meetings and the Board of Directors meetings.

Currently, the Company has a Fiscal Council in operation, whose main function is to monitor the actions of administrators and verify compliance with their legal and statutory duties. Moreover, the Fiscal Council is also responsible for analyzing the quarterly balance sheet and the financial statements prepared by the Company, give an opinion on the annual management report and the proposals of the management bodies to be submitted at the annual shareholders' meeting. The Company's Fiscal Council is currently comprised of 6 members, where 3 are effective members and 3 are alternate members.

In addition to having its administrative management inspected by the Fiscal Council, Eletropaulo assesses, on an annual basis, its internal control environment in order to ensure accuracy and transparency to its financial statements.

In order to raise the level of corporate governance and generate benefits to its shareholders, Eletropaulo's Board of Directors created the following committees:

- **Strategy, Innovation and Sustainability Committee (April/2018)**, of statutory nature and composed of a minimum of 3 and, a maximum of 5 members, director or not, elected and removable by the Board of Director;
- **Related Parties Committee (March/2017)**, extinguished in the ASM held on April 27th, 2018, and its attributions were assigned to the Audit Committee;
- **Compensation and Personnel Committee (Jun/2017)**, of statutory nature and comprised of 3 to 5 members, who are directors, except for the member specialized in human resources and performance of jobs related to the establishment of compensation policies, corporate goals and personnel attraction and retention, with majority of independent directors;
- **Audit Committee (Aug/2017)**, of statutory nature and comprised of 3 to 5 members of the Board of Directors, except for the member specialized in external or internal audit and financial management corporate accounting, with majority of independent directors.

All committees were created with the purpose of advising the Company's Board of Directors on the discussion of relevant.

It should also be highlighted that, since 2005, the Company has been part of ISE portfolio, gathering the companies presenting the best performances under the corporate sustainability aspect, based on economic efficiency, environmental balance, social justice and corporate governance.

PRIMARY DISTRIBUTION OF SHARES ("FOLLOW ON")

On April 16th, 2018, Eletropaulo, in compliance with the provision in the paragraph 4, article 157 of Law No. 6.404, as of December 15th, 1976, as amended ("Brazilian Corporate Law"), in the Brazilian Securities and Exchange ("CVM") regulation, particularly CVM Instruction No. 476, as of January 16th, 2009, as amended ("CVM Instruction 476") and CVM Instruction No. 358, as of January 3rd, 2002, as amended, informed its shareholders and the overall market that, at the Company's Board of Directors' meeting, that the performance of public offer for primary distribution was approved for an initial amount of 58,900,000 (fifty-eight million and nine hundred thousand) common, registered and book-entry shares without par value, issued by the Company, all of which free and clear of any liens or encumbrances ("Shares"), with restricted placement efforts, pursuant to CVM Instruction 476 ("Offer").

In compliance with the decision rendered on June 28th, 2016, in the scope of the Administrative Proceeding CVM No. RJ 2014/13261, and article 24 of CVM Instruction No. 400, as of December 29th, 2003, as amended ("CVM Instruction 400"), until the date of completion of the Bookbuilding Procedure, including, the quantity of Shares initially offered could, at the Company's discretion, under mutual agreement with the Offering Coordinators, be added by 15% (fifteen percent) of the total Shares initially offered, that is, by up to

8,835,000 (eight million and eight hundred and thirty-five thousand) Shares issued by the Company, under the same conditions and at the same price of the Shares initially offered ("Green Shoe"), as set forth in the Placement Agreement, which would be allocated in order to meet any eventual demand excess observed at the time of setting the Price per Share.

On the same date, the Company entered into an investment agreement ("Investment Agreement") with Neoenergia by which, subject to certain conditions, Neoenergia undertook to make an investment at the Company, upon subscribing for Shares under the Offer, at the price of R\$ 25.51 per Share ("Offered Price").

The Investment Agreement sets forth that, in the event that the price per Share in the Offer was equivalent to the Offered Price, the Company should allocate to Neoenergia 80% of the total of Shares under the Offer (including Supplementary Shares), upon complying with the preemptive right exercised by the Company's current shareholders. If, after the performance of the Bookbuilding procedure, there is not a sufficient demand for setting the Price per Share under the Offer to the Offered Price or above it, then Neoenergia would be required to subscribe, at price equivalent to the Offered Price, all the Shares under the Offer (excluding the Green Shoe), after complying with the Preemptive Right by the Company's Shareholders. On the other side, if, after the performance of the Bookbuilding Procedure, the Price per Share under the Offer is set above the Offered Price, then Neoenergia would have the option, not the obligation, of subscribing up to 80% of all Shares under the Offer (including Green Shoe), after complying with the Preemptive Right by the Company's Shareholders, at the Price per share set in the offer.

On April 25th, 2018, in compliance with the provision in paragraph 4, article 157 of Law No. 6.404, as of December 15th, 1976, in the Brazilian Securities and Exchange Commission ("CVM") regulation, particularly CVM Instruction No. 358, as of January 3rd, 2002, informed its shareholders and overall market that the Company's Board of Directors, at the meeting held on that date, approved the cancellation of the public offer for primary distribution of common shares issued by the Company, with restricted placement efforts, pursuant to CVM Instruction No. 476, as of January 16, 2009 ("Restricted Offer"), which was subject of the material fact disclosed by the Company on April 16th, 2018 ("Material Fact").

The Company's Board of Directors, in the best exercise of its fiduciary duty, understood that the cancellation of the Restricted Offer would enable the best evolution of the competitiveness among the tender offers for Company's shares currently underway (as well as enabling other new potential offers), thus seeking to maximize the value for its shareholders, without prejudice to the compliance with the Company's capitalization needs.

On May 7th, 2018, the Company received correspondence mailing from the Market Arbitration Chamber, whereby it was notified of the request for the filing of arbitration proceedings filed by Neoenergia ("Proceeding"). The Procedure refers to matters arising from the Investment Agreement entered into between the Company and Neoenergia, mentioned above.

The Company considers that the request presented is unfounded, and the Investment Agreement has been fully complied with, which will be demonstrated throughout the Proceeding.

TENDER OFFER ("OPA")

On April 5th, 2018, the Company received a tender offer for control acquisition launched by Energisa at the price of R\$ 19.38 per share. Such offering was conditioned to the acquisition of at least 50% + 1 Company's share. Among the conditions established by Energisa, it was provided the share capital increase in the amount of, at least, R\$ 1.0 billion within 180 days as of the auction date, in order to strengthen the Company's capital structure. On May 4th, 2018, Energisa revoked its tender offer.

On April 16th, 2018, an investment agreement was executed with Neoenergia, with the commitment of launching a competitor tender offer for control acquisition, in addition to the commitment to anchoring the primary distribution for Eletropaulo's shares, being such distribution canceled on later date by the Company's Board of Directors. The launching of such competitor tender offer was approved by Neoenergia's Board of

Eletropaulo

Directors, on April 20th, 2018, at the price of R\$ 29.40 per share. Neoenergia also amended its OPA Notice on April 25th, 2018 and amended the price per share to R\$ 32.10.

On April 17th, 2018, the Company received a competitor tender offer launched by Enel, at the price of R\$ 28.00 per share, also conditioned to the Company's control acquisition. Among the conditions established by the bidder, the highlights are the cancellation of the public offer for primary distribution and the commitment to subsequent increase in Company's share capital in the amount of, at least, R\$ 1.0 billion within 60 days as of the date of obtainment of the latest regulatory approval referring to the acquisition of Shares by Enel. In a subsequent amendment to the OPA Notice on April 18th, 2018, Enel amended the price and commitment term of the Company's capitalization of at least R\$ 1.5 billion within 30 days of the latest regulatory approval referring to the acquisition or Settlement Date, whichever occurs last. On April 25th and 26th, 2018, Enel decided to release new amendments to its OPA Notice and amended its offered price to R\$ 32.00 and R\$ 32.20 per share, respectively.

The auctions for all tender offers are expected to be held on June 4th, 2018.

CORPORATE STRUCTURE

On March 31st, 2018, Eletropaulo's share capital was R\$ 1,323.5 million, represented by 167,343,887 common shares, being 3,058,154 common shares in treasury and 164,285,733 common shares as free float as the Company became a Company with diluted control after the migration to Novo Mercado, without the role of a controlling shareholder. On that date, the Company had approximately 63 thousand shareholders.

The following table shows the Company's corporate structure on April 9th, 2018, after the latest change of relevant shareholding:

SHAREHOLDER	ON	%
BNDESPAR	31,350,329	18.73%
AES Holdings Brasil	28,179,237	16.84%
Federal Union	13,342,642	7.97%
Squadra	8,451,400	5.05%
Treasury Shares	3,058,154	1.83%
Others	82,962,125	49.58%
Total	167,343,887	100.00%

TRANSPARENCY AND ETHICS

The Ethics and Compliance Program of Eletropaulo was created based on the Company's commitment to ensure transparency and the commitment of everyone in maintaining an ethical conduct in all its businesses, as well as meeting the applicable national and foreign laws. The initiatives under the program aim to safeguard the highest standards of integrity and ethical values with all the Company's stakeholders.

The education and training program has several initiatives related to the themes of Ethics, Compliance, Corporate Values and Anti-Corruption, among others, to employees of all Company's hierarchical levels.

In addition, Eletropaulo has the Helpline, a communication channel open to the internal and external publics. The channel is available 24 hours a day, 365 days a year, to receive and process allegations of ethical misconduct or questions regarding company values.

CONTRACT COMPLIANCE

Eletropaulo is committed to maintaining the highest level of integrity in the business it carries out, so it conducts due diligences on the partners with whom it has relationships in order to know the companies with which it does business from a reputational point of view and to ensure that they are reputable companies. The Company also aims to obtain the commitment of its partners, through specific legal languages, to act ethically, transparently and in accordance with applicable anti-corruption legislation. Eletropaulo's employees, business partners, service providers, suppliers and third parties working together with Eletropaulo must adhere to all applicable laws and regulations, and show ethical behavior in their relationships and business-related decisions.

OTHER EVENTS

POSSIBLY NON-EXISTING ASSETS (CABLES)

The Company filed an Annulment Action in order to obtain an injunction to suspend the effects of (i) the ANEEL's executive board decision in the 1271 MWM Cable case, which determined the Company to reimburse to its customers the total amount of R\$ 626.1 million (updated up to November 2013), cancelling the effects of the incorporation of the depreciation and amortization installments associated to the possibly non-existing assets (i.e. Cable), and (ii) the subsequent administrative decisions rendered by ANEEL, denying the subsidiary request related to the inclusion of certain underestimated assets into its remuneration base for the 2014 Annual Tariff Adjustment, with the cancellation of ANEEL's decision at the end of the proceeding.

The repayment of R\$ 626.1 million was ordered by ANEEL's General Director (Order No. 4,259/2013). The repayment should have been made by means of negative financial component in the Company's tariff in up to 4 tariff events as of July 2014.

The interlocutory relief was denied in the first instances, and the Company filed an Interlocutory Appeal ("Appeal") before the Regional Federal Court of the 1st Region ("TRF1").

On September 9th, 2014, the Company obtained the injunction in the Interlocutory Appeal for ANEEL to make the recalculation of the tariffs without the negative financial component appearing in ANEEL Orders No. 4,259/2013 and 2,176/2014 until the trial on the appeal merits.

On October 13th, 2014, the trial on the Interlocutory Appeal merits started, with initial rendering of favorable decision by the Justice Rapporteur of the Interlocutory Appeal and afterwards the trial was suspended since the Revising Judge requested the examination of the records.

On January 5th, 2015, due to an injunction granted, ANEEL published the Approval Resolution No. 1,844, determining the repayment of the amounts already deducted from the Company. The previously reimbursed amount to the consumers was fully reverted to the Company by means of 2015 Tariff Reset, completing the receipt in the tariff cycle ended on July 3rd, 2016.

On January 7th, 2015, ANEEL filed before the Superior Court of Justice (STJ) a request for Injunctive Suspension in order to suspend the injunction in force, rendered by TRF1. The appeal was definitely denied by STJ.

On April 13th, 2018, the trial was resumed and TRF1 granted the Interlocutory Appeal filed by the Company, keeping the injunction that suspends ANEEL's order until the ruling on the action merits for the repayment of amounts discussed in the action to the consumers.

The publication of such ruling by TRF1 and eventual filing of appeals are pending, as well as the trial on the merits of the case at first instances, currently under evidence-production stage.

The Company, grounded on legal assessment prepared by its third party legal advisors and based on the injunction in force, classifies the loss risk as possible in such discussion; therefore, no provision was created.

On March 31st, 2018, the amount adjusted by IGP-M of the tariff repayment under discussion is R\$ 780.9 million (R\$ 779.3 million on March 31st, 2017).

Notification Term - ANEEL

Cases classified as likely

The Company has 2 infraction notices (No. 0014/2015 - ARSESP-SFE - TN 0012/2015, No. 001/2016 - ARSESP-SFE - TN 0005/2015) due to individual and collective continuity indicators for 2014 and 2013, respectively, reflecting the data collection process assessment and individual and collective indicator appraisal, as well as the payment of the financial compensation related to the index transgressions. The penalties received amount to R\$ 81.6 million, where R\$ 35.9 million refer to AI No. 0014/2015 and R\$ 45.7 million refer to AI No. 001/2016. In 2016, ARSESP's Executive Board resolved in reconsideration court the review of the penalties amount related to the infraction notices No. 0014/2015 and No. 001/2016, reducing to R\$ 31.5 million and R\$ 44.7 million, respectively. Thereby, the total amount of all penalties decreased from R\$ 81.6 million to R\$ 76.2 million.

Considering the Company's legal advisory assessment, from a total amount adjusted by March 31st, 2018 of R\$ 98.3 million relating to such penalties, a total amount of R\$ 46.2 million (comprised of R\$ 27.4 million and R\$ 18.8 million, respectively) are classified as a likely loss in court, and the amounts were provisioned on the same date, and R\$ 52.1 million as a possible loss.

In December 2017, the Company continued its discussions with ANEEL on its appeal, and brought new information to the file. Such new information is intended to materialize evidences that the Company believes may modify the decision expressed by ANEEL in the case file, offering, from then on, the expectation of cancellation of some nonconformities and the partial reconsideration of others with the consequent reduction of the fines. Even if with the new information, the Company kept its reassessment related to the provision already constituted for such two infraction notices, due to two other proceedings of the same nature served thereto, detailed as follows.

Cases classified as possible

In 2017, the Company was served with the Infraction Notices ("AI") No. 0063/2017 and No. 0064/2017 in the amounts of R\$ 25.3 million and R\$ 30.6 million, respectively, adjusted by March 31st, 2018. Such infraction notices are classified as possible, since, until ANEEL makes a statement on the appeals filed to the AI No. 014/2015 and No. 001/2016, it is not possible to assess the legal-regulatory risk of the new filed infraction notices, considering the expectation on cancellation and/or reduction of the penalties.

Considering the Company's legal advisory assessment, from a total amount of R\$ 154.2 million adjusted by March 31st, 2018 related to such penalties, the amount of R\$ 108.1 million (AI No. 0014/2015 of R\$ 13.9 million, AI No. 001/2016 of R\$ 37.2 million, AI No. 0063/2017 of R\$ 25.3 million and AI No. 0064/2017 of R\$ 30.6 million) is classified as a possible loss and R\$ 46.2 million as a likely loss.

ELETROBRAS AGREEMENT

On October 4th, 2017, the Company initiated the mediation process with Eletrobras to establish criteria for negotiating the basis for an agreement to terminate the legal dispute involving Eletrobras, Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista ("CTEEP") and the Company, as to the liability for payment of the balance of financial charges related to the loan granted in 1986 by Eletrobras to the state enterprise ("ECF-1.046/1986"), which was later spun off, giving rise to four companies, including Eletropaulo and CTEEP.

After a lengthy judicial discussion, the Company focused on its main objective of creating value for all its shareholders, approved terms and conditions, as well entered into an agreement with Eletrobras on March 9th, 2018, aiming to close the discussion regarding the responsibility for payment of the balance of financial charges to the loan ECF-1046/86.

Pursuant to the agreement, the Company shall disburse R\$ 1,500 million with the purpose of settle the debt arising from the suit, object of collection action, now in liquidation, as follows:

(i) R\$ 1,400 million in favor of Eletrobras, with a base date on January 31st, 2018, of which:

- payment of R\$ 250 million to be made after the final res judicata of the agreement homologation with Eletrobras and the agreement with the lawyers, whichever occurs last;
- payment of 3 annual installments of R\$ 300 million, the first 12 months after payment of the first installment;
- payment of R\$ 250 million to be made 48 months after payment of the first installment;
- all payments will be adjusted by CDI + 1%, on the effective date of payment of each installment.

(ii) R\$ 100 million defeated fees for the lawyers appointed by Eletrobras, with base date on January 31st, 2018, where:

- payment of 50% to be made after the res judicata of: (a) judicial homologation of the agreement; and (b) judicial homologation of the transaction with the lawyers regarding the defeated fees; whichever occurs last;
- payment of the remaining balance at the end of 60 months from the payment of the first installment above;
- the payments will be adjusted by CDI + 1%, on the effective date of payment of each installment.

The amounts payable to Eletrobras and the attorneys are under adjustment as of January 31st, 2018, by CDI + 1% on the effective date of payment of each parcel and sum up the adjusted amount by March 31st, 2018, of R\$ 1,516 million.

The effectiveness of the agreement is still subject to res judicata of its judicial homologation before the 5th Civil Court of Rio de Janeiro Judicial District, which will give rise to the closure of the judicial process and contribute to the Company's Value Creation Strategy. Based on the opinion of its legal advisors, the Company's Management considers that the chances of refusing the Agreement are remote.

On March 15th, 2018, the Company filed petitions to the Court of first instance informing that the parties reached an agreement in order to discharge the debit arising from ECF Agreement 1046/86, as well as Eletrobras' attorney fees, and required the approval of the agreements executed, with the consequent termination of the action.

Between March 18th and 28th, petitions filed by 9 Eletrobras' former attorneys (or their heirs) were attached, who were not part of the agreement and challenged, for that reason, the fee agreement and proration criterion.

On March 23rd, 2018, CTEEP filed a petition informing that it is not opposed to the approval of the agreement executed by the parties; however, it requested the continuance of the action so that it is declared that it is not responsible for the debt - that is, it disagreed on the request for termination of the proceeding related to it - as well as it requested the Company's conviction on defeated fees from 10 to 20% of the amount involved in the settlement.

On April 05th, 2018, the Company filed a petition requiring the rendering of partial approval judgment on the agreement executed between Eletrobras and Eletropaulo, agreeing on the CTEEP's request for prosecution of the action, and, finally, requiring the serving of subpoena to CTEEP in order to inform whether it agrees on the replacement of the plaintiff in the action, on which Eletropaulo will be the plaintiff against CTEEP, for purposes of discussing the right of dissent.

Also on April 05th, 2018, Eletropaulo and Eletrobras' Attorneys Association filed a petition agreeing that the attorneys duly acting in the proceeding shall be included in the fee proration, but challenging the inclusion of only those appearing in the power of attorney. On April 06th, 2018, Eletrobras produced a statement in the same regard.

On April 09th, 2018, the ruling was rendered: (i) approving so and only the amount of the agreement executed between the Company and Eletrobras; (ii) excluding CTEEP thereof; (iii) ordering the stay of the proceeding

until the agreement is fully performed; and (iv) ordering that the attorneys not agreeing on their participation in the fee agreement proration to prepare stand-alone requests.

On April 10th, 2018, the following was entered into the records: (i) petition from another Eletrobras' former attorney, who was not a party in the agreement, challenging the approval of the transaction; and (ii) motions for clarification opposed by Eletrobras' former attorneys against the mentioned decision, requesting for clarifications with regard to the division of the defeated fees.

On April 24th, 2018, the motions for clarification opposed by other former attorney of Eletrobras were joined to the case, requesting clarification regarding the decision rendered on April 9th, 2018.

Eletropaulo, together with Eletrobras and the Lawyers Association of Eletrobras, filed on May 8th, 2018, motions for clarification of omissions and material errors contained in the decision to: (i) fully approve both agreements (With Eletrobras and the lawyers) and not only the amount; (ii) exclude Eletrobras from the act, since it will have its right satisfied with the fulfillment of the main agreement, authorizing Eletropaulo to succeed as the plaintiff of the lawsuit; and (iii) CTEEP is maintained as the defendant of the settlement of the judgment, which will continue only between it and Eletropaulo, so that liability for the original debt is defined.

On the same date, CTEEP also filed motions for clarification, requesting that the petition for judgement to the payment of legal fees in its favor be analyzed.

The Company awaits the judicial approval of both agreements, with Eletrobras and with lawyers, as well as its final and unappealable decision, in order to enforce them, including the payments due under such agreements.

AMENDMENT TO THE CONCESSION AGREEMENT

The Company announced to the market in May 2017 that it requested the formal beginning of a technical, economic and financial feasibility assessment to conclude an amendment to the Company's concession agreement, executed on April 15th, 1998, pursuant to Order 2,194, of August 16th, 2016. The eventual amendment will address issues specific to Eletropaulo's concession area and the Company believes that the new amendment may generate value for customers, the community and shareholders.

INVESTOR RELATIONS TEAM

CONTACT

Tel.: 2195-7048 / ri.eletropaulo@eletropaulo.com.br		
IR Director		
Isabela Klemes Taveira	isabela.taveira@eletropaulo.com.br	(11) 2195-2212
IR Analysts		
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
Ricardo Borges Medeiros	ricardo.borges@eletropaulo.com.br	(11) 2195-6710

ANNEXES

Operational Revenue

Gross Operating Revenue - R\$ million	1Q18	1Q17	Chg (%)
Household	2,252.7	2,185.9	3.1%
Commercial	1,430.7	1,472.5	-2.8%
Industrial	389.8	403.7	-3.4%
Rural	1.7	1.1	56.9%
Public Entities	137.8	139.7	-1.4%
Street Lights	59.4	60.5	-1.8%
Public Services	51.2	59.9	-14.5%
Transfer for distribution activities	(1,729.1)	(1,794.9)	-3.7%
Total Supply	2,594.2	2,528.3	2.6%
Not Billed	37.6	129.4	-70.9%
Revenue with Availability of Distribution Grid - TUSD (Free Market)	236.6	241.4	-2.0%
Revenue with Availability of Distribution Grid - TUSD (Captive Market)	1,729.1	1,794.9	-3.7%
(-) DIC/FIC/DMIC/DICRI - TUSD Captive and Free Market	(15.5)	(41.1)	-62.3%
Free Energy in the Short Term	(0.9)	61.6	-101.5%
Construction Revenue	268.6	220.0	22.0%
Pole Light Rent Revenue	32.8	32.2	1.8%
Revenue with Related Parties	0.6	0.7	-12.9%
Other Revenues	5.6	6.7	-16.0%
Other Revenues Originated with Clientes	2,294.5	2,445.9	-6.2%
CDE Subsidy Resources	88.9	76.6	16.1%
Finacial Sectorial Asset (Liability)	195.4	(215.6)	-190.7%
Inflation adjustment - sectorial assets/liabilities	31.8	18.6	71.1%
Reimbursements - Bilateral agreement burde	-	10.5	-100.0%
Other Revenue	316.1	(109.9)	-387.7%
Total Gross Result	5,204.8	4,864.3	7.0%
Deductions of Gross Revenue	(2,002.9)	(2,029.6)	-1.3%
ICMS	(864.7)	(877.0)	-1.4%
Consumer Charges	(684.6)	(692.1)	-1.1%
Consumer Charges - PROINFA	(20.5)	(23.0)	-11.1%
Consumer Charges - Eficiência Energética, P&D, FNDCT and EPE	(28.9)	(25.9)	11.6%
Consumer Charges - CDE	(634.6)	(585.5)	8.4%
Tariff Flag (CCRBT)	(0.6)	(57.7)	-99.0%
Others (PIS, Cofins e ISS)	(450.4)	(456.7)	-1.4%
ANEEL Inspection Fee	(3.2)	(3.8)	-17.1%
Net Revenue	3,201.9	2,834.7	13.0%

Income Statement

Income Statement - R\$ million	1Q18	1Q17	Chg (%)
Gross Revenue	5,204.8	4,864.3	7.0%
Deductions to Operating Revenue	(2,002.9)	(2,029.6)	-1.3%
Net Revenue	3,201.9	2,834.7	13.0%
<i>Net Revenue (ex-Construction Revenue)</i>	<i>2,933.3</i>	<i>2,614.7</i>	<i>12.2%</i>
Operating Expenses	(3,088.3)	(2,699.8)	14.4%
Parcel A	(2,114.3)	(1,783.8)	18.5%
Electric Energy Purchased for Resale	(1,642.6)	(1,590.5)	3.3%
Charges for Use of Electric Grid and Transmission	(471.6)	(193.3)	144.0%
PMSO	(974.0)	(916.0)	6.3%
Personnel	(219.9)	(202.8)	8.4%
Pension Fund	(92.6)	(98.0)	-5.5%
Third-Party Services	(135.7)	(143.2)	-5.2%
Materials	(17.7)	(16.7)	5.8%
ADA	(51.4)	(57.6)	-10.8%
(Provision) reversals for contingencies	(11.8)	(18.4)	-36.0%
Others	(39.0)	(31.8)	22.8%
Construction Cost	(268.6)	(220.0)	22.0%
Depreciation and Amortization	(137.5)	(127.5)	7.8%
EBITDA	251.1	262.5	-4.4%
Liabilities Expenses - Fcesp	92.6	98.0	-5.5%
Adjusted EBITDA	343.7	360.5	-4.7%
Interest Income	41.2	54.9	-25.1%
Interest Expense	(156.9)	(167.5)	-6.3%
Monetary / Exchange Rate Variation (Net)	(1.5)	3.8	-140.4%
Financial Result	(117.3)	(108.8)	7.8%
Result Before Taxes	(3.7)	26.2	-114.0%
Income Tax and Social Contributions	(1.8)	(13.2)	-86.7%
Net Income (Loss)	(5.4)	12.9	-142.1%

Balance Sheet - Assets

Balance Sheet	1Q18	1Q17	Chg (%)
Total Asset	14,717.5	13,958.1	5.4%
Current Asset	3,732.5	3,975.9	-6.1%
Cash and cash equivalents	363.4	253.8	43.2%
Short-term investments	413.3	1,010.3	-59.1%
Consumers, concessionaires and permittees	2,006.3	2,104.3	-4.7%
Recoverable income tax and social contribution	39.6	18.0	120.1%
Other recoverable taxes	119.6	63.7	87.9%
Account receivables - agreements	131.3	76.6	71.3%
Other Credits	287.1	378.9	-24.2%
Inventories	29.9	31.3	-4.5%
Prepaid expenses	50.2	38.9	29.2%
Sector net financial assets	291.7	-	0.0%
Non-Current Asset	10,985.0	9,982.3	10.0%
Consumers, concessionaires and licensees	13.5	26.0	-48.1%
Other accounts receivables	64.6	49.1	31.7%
Income and social contribution taxes differed	1,996.7	1,543.3	29.4%
Garantees and judicial deposits	520.4	508.8	2.3%
Account receivables - agreements	12.5	10.5	18.5%
Account receivables	39.8	71.8	-44.5%
Financial asset related to the concession agreement	3,120.6	2,492.2	25.2%
Investments	44.0	13.1	236.7%
Property, plant and equipment	68.4	67.8	0.9%
Intangible	5,104.4	5,199.7	-1.8%

Balance Sheet - Liabilities

Balance Sheet	1Q18	1Q17	Chg (%)
Total Liabilities	14,717.5	13,958.1	5.4%
Current Liabilities	4,686.0	4,194.5	11.7%
Local suppliers	1,704.7	1,454.1	17.2%
Loans and financing	521.1	278.1	87.4%
Debentures	872.8	557.9	56.4%
Leasing	30.7	29.5	4.2%
Government grants	4.7	3.9	22.3%
Income tax and social contribution payable	-	2.6	-100.0%
Other taxes payable	437.3	531.5	-17.7%
Dividends and Interest on shareholders' equity payable	0.4	23.1	-98.4%
Labor and social liabilities	157.5	145.6	8.1%
Consumer charges payable	203.8	548.6	-62.9%
Provision for legal proceedings and others	488.5	169.5	188.2%
Rerersion Reserve	7.3	-	0.0%
Other Obligations	257.4	251.7	2.2%
Sector net financial liabilities	-	198.3	-100.0%
Non-Current Liabilities	8,284.9	7,056.0	17.4%
Loans and financing	652.1	585.5	11.4%
Debentures	2,001.5	1,815.6	10.2%
Leasing	49.1	46.9	4.6%
Government grants	11.5	11.0	3.9%
Liabilities with provate pension plan	3,692.0	3,761.0	-1.8%
Provision for legal proceedings and others	1,556.1	370.9	319.5%
Research and development and energy efficiency	43.3	62.8	-31.1%
Accrued liabilities	0.5	0.9	-46.7%
Reversal reserve	56.9	66.1	-13.9%
Other liabilities	9.2	13.2	-30.0%
Sectorial net financial liabilities	212.7	322.0	-33.9%
Shareholders Equity	1,746.6	2,707.6	-35.5%
Capital	1,323.5	1,257.6	5.2%
Capital reserves	693.5	692.7	0.1%
Shares Held in Treasury	(49.2)	-	0.0%
Other comprehensive income	(666.9)	(597.4)	11.6%
Proposed capital increase	-	65.9	0.0%
Profit reserves:	-	-	0.0%
Legal reserves	249.0	249.0	0.0%
Statutory reserve	238.5	1,008.6	-76.3%
Retained earnings	(41.8)	31.2	-233.9%

GLOSSARY

ABRADEE - Association of Electric Power Distribution Companies

ACL - Free Contracting Environment. The market segment in which are carried out the purchase and sale of electricity, under bilateral contracts freely negotiated, pursuant to specific trading rules and procedures.

ACR - Regulated Contracting Environment. The market segment in which are carried out the purchase and sale of electric energy between selling agents and distribution agents. The operations are preceded by bidding, except in cases provided for by law, pursuant to specific trading rules and procedures.

ADA - Estimated Loss with Allowances for Doubtful Account.

ANEEL - National Electric Energy Agency: independent authority, which aims to regulate and supervise the production, transmission, distribution and sale of electricity, ensuring the quality of service, by isonomic treatment of users and control of reasonableness of tariffs charged to customers, preserving always, the economic and financial feasibility of the agents and industry.

Bilateral contract - Legal instrument that formalizes the purchase and sale of electric energy between CCEE agents, with the purpose of establishing prices, terms and amounts of supply at certain time intervals.

Bookbuiding - Process that determine a Company share's price, in our case in the context of the follow on

BRR - Regulatory Remuneration Base

CAPEX - Capital Expenditures.

CCEE - Electric Power Trading Chamber. Private legal entity, non-profit. It operates under the authorization of the Granting Authority and the regulation and supervision of the ANEEL, with the purpose of enabling the purchase and sale operations of electricity between the agents of the CCEE, restricted to the National Interconnected System ("SIN").

CCRBT- Centralizing account of Tariff Flag Resources

CDE - Energy Development Account. It is used to promote the competitiveness of the electricity produced by plants that use alternative sources: wind, small hydro, biomass, national coal power plants, etc. Part of the funds from the Account is also passed on to the universalization of electricity in the country. The cost of CDE shall be apportioned among the customers served by the Interconnected System. Customers of Isolated Systems are exempt from this charge.

CDI (Interbank Deposit Certificate) - Reference rate in the interest rate market, originated from average negotiated between financial institutions.

CONER - Reserve Energy Account

Covenants - Commitment to a bond issue agreement, restricting certain situations or activities with the objective of providing greater security to the financier.

CPC - Accounting pronouncement committee

CVA - Clearing Account for the Variation of Value of Items of Parcel A.

CVM - Securities and Exchange Commission.

CVU - Cost of Unit Value. It represents the variable cost of the last dispatched power plant.

DIC - Individual Interruption Duration per Consumer Unit. It indicates how long the consumer unit or connection point was with no light.

DICRI - Individual Interruption Duration occurred in a critical day. It indicates the time when the consumer unit or connection point was with no light in the day that the number of occurrences is high.

DMIC - Maximum Interruption Duration. Maximum interruption duration in the supply of electricity in a Consumer Unit.

EBITDA (Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation & Amortization Expenses) - Financial results of the company before the interest, taxes, depreciation and amortization expenses are subtracted.

EER - Energy Reserve Charge

ESS - System Service Charge

FIC - Individual Interruption Frequency. It indicates how often a blackout occurs.

Free Customers - Are customers of energy, according to Law 9074, July 1995 and Aneel Resolution 264, of August 13th, 1998, that can choose to buy energy from any distributor/supplier, freely negotiating the price and duration of electricity supply, according to specific legislation and regulations.

Free float - Percentage of shares outstanding on the company's capital.

Giga Watt (GWh) - Energy unit equivalent to one billion watts per hour.

High Voltage - Consumer Unit supplied with rated voltage equal to or greater than 69 kV.

Ibovespa - The objective of Ibovespa is to be the indicator of the average performance of the quotations of most traded assets and representative of the Brazilian stock market

IBRX 100 - It is designed to measure average stock performance tracking changes of the 100 most actively traded and best representative stocks of the Brazilian stock market.

ICMS - State Goods and Services Tax.

IEE - the Electric Power Index (IEE) was launched in August 1996 with the aim of measuring the performance of the electricity sector.

IFRS - International Financial Reporting Standards, equivalent to the international accounting standards.

IGP-M (General Market Price Index) - Monthly inflation index, as measured by the Getúlio Vargas Foundation (FGV), which calculates the price variation in the wholesale, consumer, and construction market, including imported products. The indicator calculates the price changes of agricultural and industrial raw materials in wholesale and final goods and services in consumption.

IPCA (Broad National Consumer Price Index) - Measured monthly by the Brazilian Institute of Geography and Statistics (IBGE), the monthly inflation index calculates the change in prices in trade, reflecting the cost of living for families with monthly income from 1 to 40 minimum wages.

IPTU - Urban Land and Territorial Tax.

ISE (Business Sustainability Index) - Tool for benchmarking the performance of B3 listed companies under the corporate sustainability aspect. It seeks to create an investment environment compatible with the demands of sustainable development of contemporary society and to stimulate corporate ethical responsibility.

ISP - Private Social Investment

ISQP (Perceived Quality Satisfaction Index) - Index that measures the degree of satisfaction of the consumers of energy, produced from the data collected in the Abradee Survey of Residential Customer Satisfaction.

ITAG - It is designed to measure average stock performance tracking changes in the prices of stocks which give minority shareholders better tag- along rights protection than required by law in the event of control.

JSCP - Interest on the Stockholders' Equity.

Low Voltage - Consumer Unit supplied with rated voltage equal to or lower than 1kV.

MCSD - Leftover and Deficit Offsetting Mechanism. It enables overcontracted distribution companies to negotiate reductions in the agreements with the generation companies, in addition to balancing the exchanges by performing compulsory assignments between the distribution companies declaring their leftovers.

MME (Ministry of Mines and Energy) - Organizational body that acts in the formulation and implementation of policies for the energy sector, according to CNPE guidelines.

MRE - Energy Reallocation Mechanism

MVA - Megavolt Ampere

PLD - Settlement Price of Differences. It is used to value the purchase and sale of energy in the spot market

POA - Public offering for share acquisition is a transaction by which any shareholder or company intends to purchase any portion of the shareholding or all the shares of any company listed in the stock exchange.

Primary Distribution of Shares (follow on) - Issue of new shares by the Company.

PROCON - Consumer Protection and Defense Department.

PROINFA - Program of Incentive for Alternative Sources of Electric Energy.

RATING - Evaluations by risk classification agencies. They measure Companies ability to comply with Debt.

RTE - Extraordinary Tariff Composition. Temporary tariff increase authorized by art. 4 of the Provisional Measure no. 14 of 21st December 2001, converted into Law no. 10438, of 2002.

RTP - Periodic Tariff Revision

SAIDI - Equivalent Interruption Duration per Consumer Unit. It indicates the number of hours on average that a customer is without electricity for a period, usually monthly.

SAIFI - Equivalent Interruption Frequency per Consumer Unit. It indicates how often, on average, there was an interruption in the consumer unit.

SELIC - Rate of daily financings, with ballast in federal securities, calculated in the Special System for Settlement and Custody.

TJLP - Long Term Interest Rate, as determined by the National Monetary Council.

TSEE - Social Electric Energy Tariff.

TUSD - Transmission System Use of Tariff

URA - Unit of Audible Reply

WACC - Weighted Average Capital Cost.

X Factor - Mechanism through which projections of productivity gains of distribution companies are passed on to consumers, through tariffs.

1Q18 Results | Eletropaulo

LIMITATION OF RESPONSIBILITY

Statements contained in this document regarding Eletropaulo's business prospects, projections of operational and financial results and the Company's growth potential are mere forecasts and were based on the management's expectations regarding the Company's future. These expectations are highly dependent on changes in the market, the economic performance of Brazil, the electric sector and the international market, and are therefore subject to change.

INVESTOR RELATIONS

ri.eletropaulo.com.br

ri.aeseletropaulo@eletropaulo.com.br

+55 11 2195-7048

