

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.

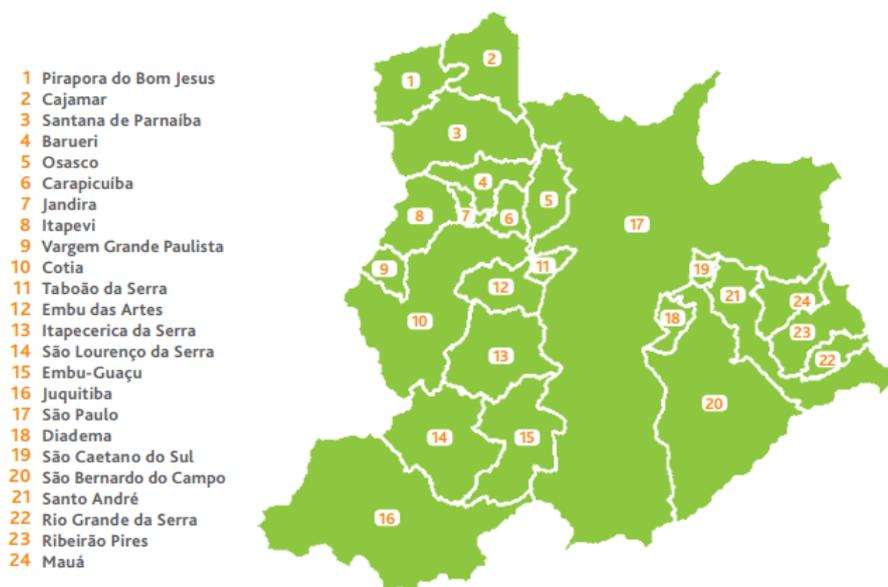
² Os valores são apresentados em termos reais ponderados pela alíquota efetiva mensal (IPCA em relação aos custos de pessoal e IGP-M para demais custos) e em comparação com as despesas operacionais do ano de 2016, excluindo as despesas com fundo de pensão e o impacto do reconhecimento, em dezembro de 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.

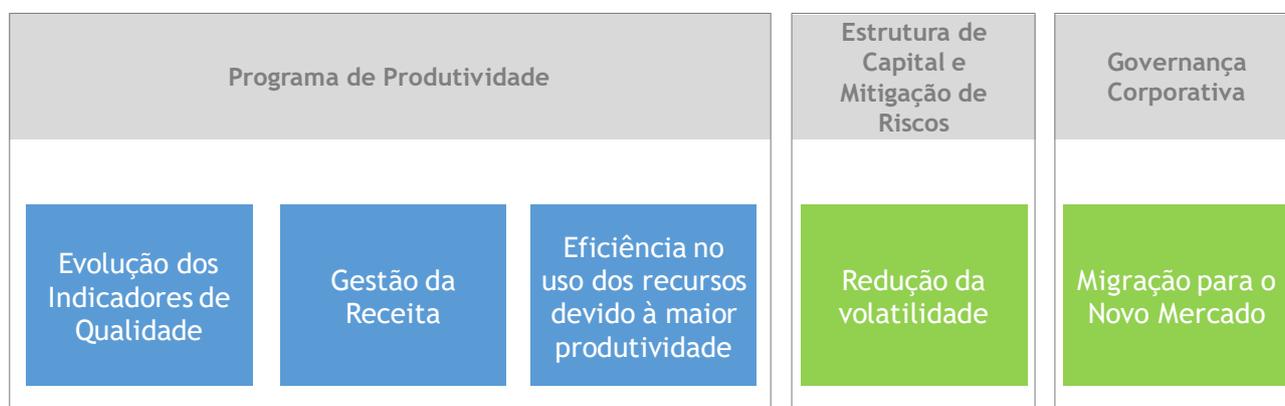
⁷ Dados da Empresa de Pesquisa Energética - EPE, de fevereiro de 2018.

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

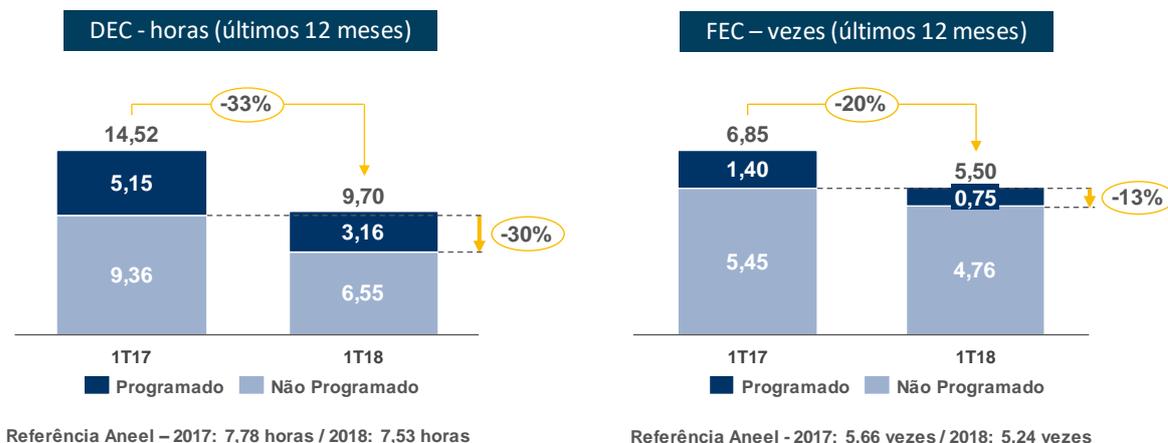
OPERAÇÃO

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.

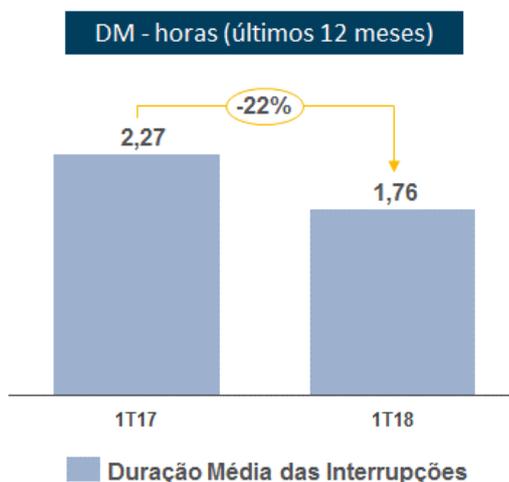
Em relação à parcela programada, a Companhia registrou uma expressiva redução de 46,4% em relação ao mesmo período de 2017, enquanto que a parcela não programada reduziu 0,69 vezes (12,7%).

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).

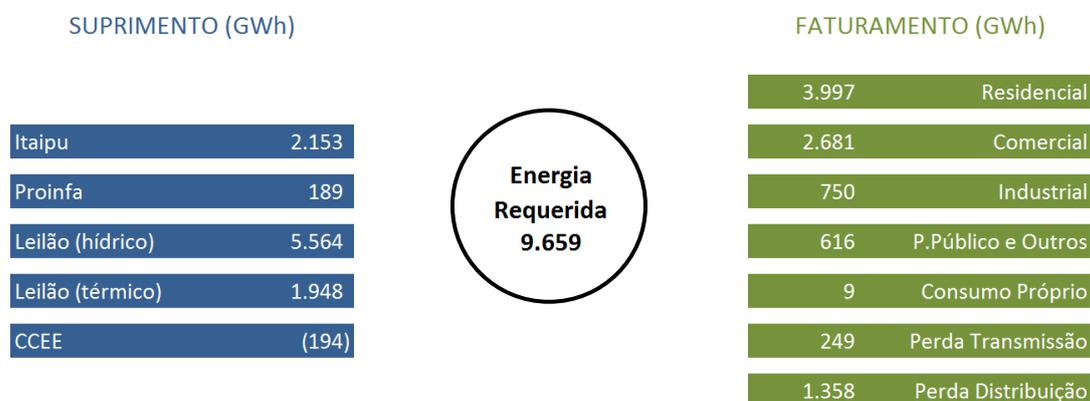
Demais Classes (Poder Público, Rural, Serviço Público e Iluminação pública)

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:

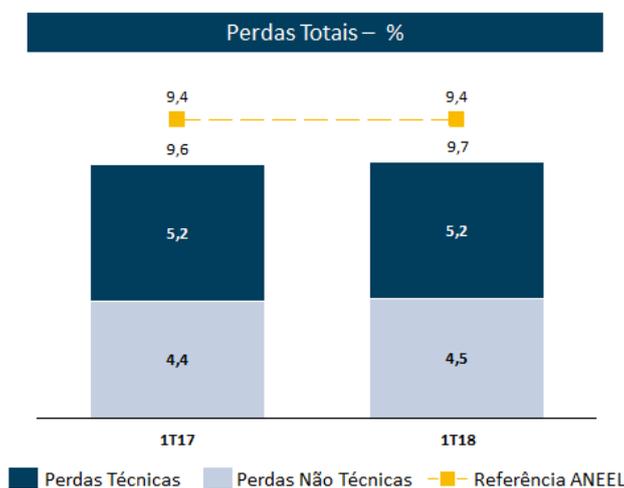
- (i) ano de 2016: redução de 116%¹² para 110,2%, sendo o impacto acima do limite de 105% equivalente a R\$ 105,9 milhões (atualizado pela SELIC até 31 de março de 2018), caso não venha a ser considerado como sobrecontratação involuntária pela ANEEL;
- (ii) ano de 2017: redução de 113%¹³ para 103,54%,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

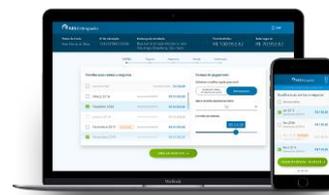
AÇÕES DE NEGOCIAÇÃO

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.

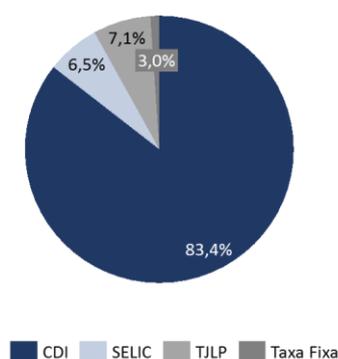
²⁵ Dívida atrelada ao CDI compreende ao somatório de principal e encargos das debêntures, nota promissória e cédulas de crédito bancário (CCB).

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

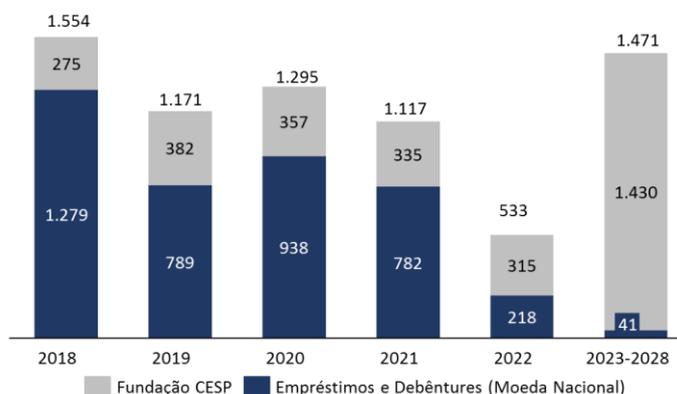
O prazo médio da dívida no 1T18 é de 3,6 anos, patamar inferior ao prazo de 4,4 anos do 1T17, também explicado pelas novas emissões e pagamentos de dívidas ocorridas neste período.

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 a devolução dos valores já descontados da Companhia. O montante anteriormente restituído aos consumidores, foi totalmente revertido à Companhia por meio da Revisão Tarifária de 2015, finalizando o recebimento no ciclo tarifário encerrado em 3 de julho de 2016.

Em 7 de janeiro de 2015, a ANEEL ajuizou perante o Superior Tribunal de Justiça (“STJ”) um pedido de Suspensão Liminar de Segurança 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

