

Earnings Release – 4T18/2018

Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A.

Enel Distribuição São Paulo

26 de fevereiro de 2019

Relações com Investidores

Monica Hodor

Diretora Vice-Presidente e de Relações com Investidores

Isabela Klemes Taveira

Diretora de Relações com Investidores

Daniel Spencer Pioner

Gerente de Relações com Investidores

Equipe de Relações com Investidores | 55 11 2195-7048

<http://ri.eneldistribuicaosp.com.br/> | ri.eletropaulo@enel.com

São Paulo, 26 de fevereiro de 2019 - Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo (ENEL DISTRIBUIÇÃO SÃO PAULO) [BOV: ELPL3], distribuidora de energia elétrica que atende 24 municípios paulistas (18 milhões de habitantes) divulga seus resultados do quarto trimestre de 2018 (4T18) e do ano completo de 2018 (2018). As informações financeiras e operacionais a seguir, exceto quando indicado de outra forma, são apresentadas de acordo com a legislação brasileira aplicável e vigente.

“Os principais destaques do ano foram o enquadramento dos indicadores de qualidade nos níveis regulatórios globais assim como o maior nível de investimento já realizado pela Companhia. Ainda, é importante ressaltar que, ao longo do ano, nos mantivemos focados na integração com o Grupo Enel, o que possibilitou a adoção de melhores práticas internacionais, trazendo o desenvolvimento da imagem da distribuidora junto aos seus clientes.”

**Comentários da Sra. Monica Hodor
Diretora Vice-Presidente e de Relações com Investidores**

Neste último ano, podemos afirmar por meio dos resultados obtidos, e demonstrados neste relatório, que a Companhia avançou tanto operacional quanto financeiramente, passando por positivas transformações. Deste então, um dos principais focos da nossa energia foi progredir na agenda de integração e sinergia com o novo controlador, que culminou inclusive no processo de alteração da marca finalizada no mês de dezembro, e assim fortalecendo a identidade da Companhia como um importante ativo do Grupo Enel, além da identificação e troca de melhores práticas entre a Companhia e as demais empresas do Grupo Enel no Brasil e no Mundo.

No curto prazo, o resultado dessa integração já foi refletido nas nossas notas de crédito, com a elevação do rating da Companhia por agências de crédito, fruto também dos esforços de revisão da estrutura de endividamento da Companhia, processo conhecido como *liability management*, concluída com a 23ª Emissão de debêntures, no valor de R\$ 3,0 bilhões, permitindo a melhoria do perfil da dívida, alongando o prazo médio e adequando o seu custo.

Com foco na redução dos indicadores de qualidade e maior satisfação dos nossos consumidores, a Companhia investiu R\$ 1.353,9 milhões em 2018, sendo R\$ 1.256,8 milhões investidos com recursos financiados pela Companhia um aumento de 37,9% quando comparado com os valores observados em 2017. Além disso, mais do que duplicamos os nossos investimentos em relação a 2015. No período de 2015 a 2018, investimos mais de R\$ 3,7 bilhões, e o nosso plano é investir um montante adicional de R\$ 4.395,7 milhões entre 2019 e 2022.

É importante salientar que em julho de 2019 ocorrerá a homologação da 5ª Revisão Tarifária Periódica, período em que o regulador avaliará a governança dos investimentos realizados no atual ciclo e redefinirá as tarifas de energia elétrica em níveis compatíveis com o equilíbrio econômico financeiro para os anos de 2019-2023.

Esses investimentos realizados permitiram mais uma vez a evolução da nossa performance e confiabilidade operacional, sendo um dos principais destaques o enquadramento dentro do limite regulatório global do DEC e FEC. Nosso DEC de 2018 apresentou redução de 38,7% entre 2018 e 2017, totalizando 7,18 horas. Já o nosso FEC totalizou 4,39 vezes em 2018, 29,4% menor que o do ano anterior.

Outro indicador que apresentou importante evolução foi o número de reclamações comerciais feitas diretamente à Companhia, que evidenciam os nossos esforços na prestação de serviços de qualidade superior aos nossos consumidores. Assim, em 2018, as reclamações comerciais apresentaram redução de 30,4% em relação ao volume registrado em 2017.

No desempenho econômico-financeiro, o EBITDA ajustado por eventos não recorrentes manteve-se em linha entre 2018 e 2017 (R\$ 1.281,3 milhões e 1.275,5 milhões respectivamente), enquanto que o prejuízo líquido ajustado e líquido de IR/CS aumentou R\$ 27,5 entre 2018 e o ano anterior (R\$ 80,8 milhões e 53,3 milhões respectivamente).

Finalmente, para 2019, a permanecemos confiantes no cumprimento de nossa agenda estratégica, por meio da contínua evolução operacional e alocação eficiente de capital, e seguros de que agora, como parte do Grupo Enel, estamos ainda mais capacitados a oferecer serviços cada vez melhores aos nossos clientes, levando energia até as mais de 7,2 milhões de unidades consumidoras da região metropolitana de São Paulo.

**RESULTADOS
4T18/2018**

**Teleconferência
de resultados**

**28.02.2019
11h00 (BRT) / 9h00 (EST)**

Código: Enel

Conexão:

- Brasil: +55 11 3193 1001

+55 11 2820 4001

- EUA: +1 800 492 3904

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

Índice

DESTAQUES	3
PERFIL	4
CONTEXTO SETORIAL	5
MERCADO DE ENERGIA	8
EFICIÊNCIA OPERACIONAL	10
EFICIÊNCIA COMERCIAL	12
DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO	15
ENDIVIDAMENTO	22
FLUXO DE CAIXA	26
INFORMAÇÕES CORPORATIVAS	27
ANEXOS	28
GLOSSÁRIO	33

Destaques do Período	4T18	4T17	Var. %	2018	2017	Var. %
Volume de Energia - Venda e Transporte (GWh)	10.628	10.771	-1,3%	42.878	42.982	-0,2%
Receita Líquida (R\$ mil)	3.448.104	3.523.107	-2,1%	14.489.839	13.083.172	10,8%
EBITDA (R\$ mil)	218.362	356.391	-38,7%	1.101.183	1.484.766	-25,8%
Margem EBITDA (%)	6,3%	10,1%	-37,4%	7,6%	11,3%	-33,0%
Lucro (Prejuízo) Líquido (R\$ mil)	-157.001	-975.455	-83,9%	-315.261	-876.556	-64,0%
CAPEX (R\$ mil)	397.190	300.477	32,2%	1.353.935	1.026.028	32,0%
Número de Colaboradores Próprios	7.239	7.355	-1,6%	7.239	7.355	-1,6%
Dívida Líquida/EBITDA Ajustado (vezes)	3,01	2,90*	-	3,01	2,90x*	-

* Em 2017, a Companhia adotava critério de apuração da alavancagem diferente do atual, ajustando, considerando o critério vigentes à época, a alavancagem da Companhia estaria dentro do limite permitido de 3,5x

Operacional

- Redução de 38,7% do DEC em 2018 para 7,18 horas em comparação com o registrado em 2017 (11,72 horas), dentro do limite regulatório global de 7,56 horas;
- Indicador FEC totalizou 4,39 vezes em 2018, uma redução de 29,4% em comparação com 2017 (6,22 vezes), dentro do limite regulatório global de 5,26 vezes;
- Redução de 8,2% da Duração Média ("DM") quando comparado com 2017, resultado dos investimentos na modernização e automação da rede como religadores automáticos, equipamentos telecomandados, detectores de falha, redução de deslocamentos improdutivos e maior produtividade das equipes.

Mercado e Comercial

- Diminuição de 0,2% do mercado total em 2018, com retração de 1,7% no mercado cativo, reflexo principalmente da migração de clientes para o mercado livre. Desconsiderando os efeitos da migração, o mercado cativo se manteria estável;
- Por meio do portal de negociação foram realizadas 461,7 mil negociações de dívidas em 2018, resultando em R\$ 237,9 milhões negociados;
- Em 2018, a PECLD apresentou uma provisão de R\$ 57,4 milhões, em função, principalmente, da mudança na estimativa contábil, visando a adequação de premissas e metodologia de cálculo adotadas pelo Grupo Enel, prospectivamente;
- Diminuição do patamar de perdas totais no comparativo entre os períodos (9,5% em 2018 versus 9,7% em 2017).

Regulatório

- Reajuste tarifário anual de 2018, com aplicação a partir de 4 de julho de 2018, com um efeito médio percebido pelos consumidores de 15,84%;
- Em 17 de Agosto a ANEEL ("Agência Nacional de Energia Elétrica") realizou audiência pública para debater diferentes metodologias de definição do custo de capital regulatório ("WACC") das empresas de distribuição, sendo aplicável para a Companhia apenas no ciclo de 2023;
- Em julho de 2019 a Companhia passará pelo 5º Ciclo de Revisão Tarifária Periódica, período em que ocorrerá a redefinição das tarifas de energia elétrica em níveis compatíveis com o equilíbrio econômico financeiro.

Financeiro

- EBITDA reportado de R\$ 1.101,2 milhões em 2018, redução de 25,8% versus os R\$ 1.484,8 milhões registrados em 2017;
- Prejuízo líquido reportado de R\$ 315,3 milhões em 2018, ante um prejuízo líquido reportado de R\$ 876,6 milhões em 2017;
- Saldo de CVA líquida ativa em R\$ 614,4 milhões em 2018 ante CVA líquida passiva de R\$ 95,1 milhões em 2017;
- Relação de Dívida Líquida/EBITDA Ajustado¹ de 3,01x em 2018 e aumento do prazo médio², passando de 3,0 anos no 4T17 para 3,9 anos no 4T18.

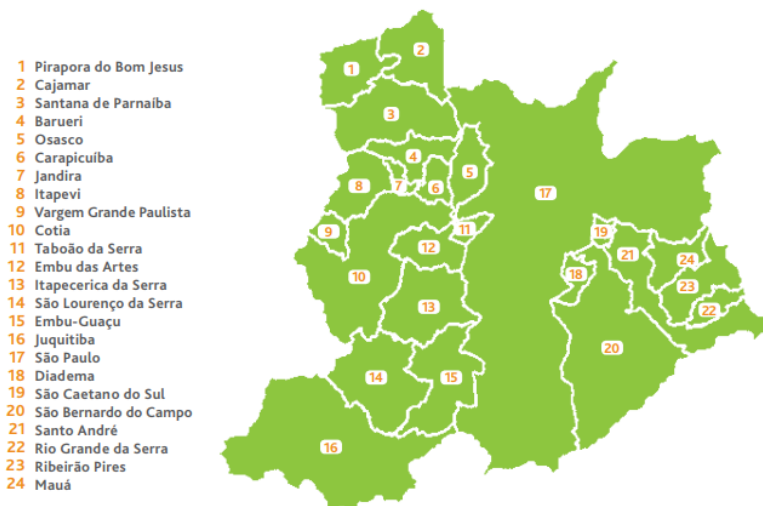
Estratégia Financeira

- Conclusão da 23ª Emissão de debêntures da Companhia no valor de R\$ 3,0 bilhões;
- Em setembro de 2018, foi realizado o processo de aumento de capital, com a emissão de 33.171.164 novas ações ordinárias, nominativas, escriturais e sem valor nominal, pela Companhia. Todas as ações foram devidamente subscritas e integralizadas. Com a homologação do Aumento de Capital pelo Conselho de Administração da Companhia, a Enel, controladora da Companhia, passou a deter 94,4% do capital total e votante da Enel Distribuição São Paulo.

¹ EBITDA ajustado para fins de *covenants* exclui PECLD, Contingências e Despesas com Fundo de Pensão

² Prazo médio considera o principal e Fundação CESP (não considera efeito líquido de ganhos/perdas atuariais).

rea de Concesso



A Enel Distribuio So Paulo e a maior distribuidora de energia elctrica do Brasil em volume de energia vendida³ e est presente em 24 cidades da Regio Metropolitana de So Paulo, incluindo a capital, principal centro econmico-financeiro do Brasil.

Sua rea de concesso, que totaliza 4.526 km², concentra o maior PIB nacional e a mais alta densidade demogrfica do pas, 1.596 unidades consumidoras⁴ por km², com 18 milhes de pessoas, o que corresponde a 32,6% do total de energia elctrica consumida no Estado de So Paulo⁵ e 9,1% do total do Brasil⁶.

Estrutura Societria

Como resultado do processo competitivo para aquisio do controle da Companhia, no dia 04 de junho de 2018 foi realizado o leilao para a aquisio de controle da Companhia – conforme previsto na Oferta Pblica de Aquisio de Aes (OPA) lanada pela Enel Brasil Investimentos Sudeste S.A. (Enel) – no qual foram adquiridas, pela Enel, ao preo de R\$ 45,22 por ao, 122.799.289 aes ordinrias, representativas de, aproximadamente, 73,4% do capital votante da Companhia. A transao foi concluda, com pagamento do preo e transferncia das aes, em 7 de junho de 2018, ficando a Enel obrigada a adquirir aes remanescentes, nas mesmas condies, nos 30 dias que se seguiram ao Leilao, pelo preo de R\$ 45,22 por ao, ajustado pela taxa SELIC.

Durante o perodo de venda das aes remanescentes, 33.359.292 aes foram tambm adquiridas pela Enel, que ento passou a deter, no dia 13 de julho de 2018, data do pagamento do ltimo lote de aes adquiridos, 93,3% do capital da Companhia.

Aumento de Capital da Companhia

Em 26 de junho e 26 de julho de 2018, foram celebrados, em carter irrevogvel e irretatvel, com a Enel, termos para adiantamento para futuro aumento de capital (AFAC), respectivamente, nos valores de R\$ 900 milhes e R\$ 600 milhes, creditados a Companhia nas mesmas datas da celebrao dos instrumentos.

Em 26 de julho de 2018, o Conselho de Administrao da Companhia aprovou proposta de aumento do capital social por subscrio privada, dentro do limite do capital autorizado, no valor de R\$ 1.500,0 milhes, com a emisso de 33.171.164 novas aes ordinrias, todas nominativas, escriturais e sem valor nominal, ao preo de emisso de R\$ 45,22 por ao

³ Dados da Associao Brasileira de Distribuidores de Energia Elctrica – ABRADDE, de dezembro de 2017.

⁴ Dados internos de unidades faturadas, de dezembro de 2018.

⁵ Dados acumulados at novembro de 2018, da Secretaria de Energia de So Paulo

⁶ Dados acumulados at novembro de 2018, da Empresa de Pesquisa Energtica - EPE

ordinária, implementado mediante capitalização de créditos ("Aumento de Capital"). Todas as 33.171.164 novas ações ordinárias, nominativas, escriturais e sem valor nominal emitidas pela Companhia foram devidamente subscritas e integralizadas em setembro de 2018.

Em decorrência do Aumento de Capital, o capital social da Companhia, anteriormente no valor de R\$ 1.323,5 milhões dividido em 167.343.887 ações ordinárias, nominativas, escriturais e sem valor nominal, passou a ser de R\$ 2.823,5 milhões, dividido em 200.515.051 ações ordinárias, nominativas, escriturais e sem valor nominal.

Com a homologação do Aumento de Capital pelo Conselho de Administração da Enel Distribuição São Paulo em 19 de setembro de 2018, a Enel, controladora da Companhia, passou a deter 189.323.545 ações ordinárias, nominativas, escriturais e sem valor nominal, o que corresponde a 94,4% do capital total e votante da Enel Distribuição São Paulo.

A tabela a seguir apresenta a estrutura societária da Companhia em 25 de setembro de 2018, após o processo da OPA e de Aumento de Capital:

Estrutura de Controle	ON	%
Controladores	189.323.545	94,42%
Enel Investimentos Sudeste S.A.	189.323.545	94,42%
Não Controladores	8.133.352	4,06%
Outros	8.133.352	4,06%
Ações em Tesouraria	3.058.154	1,53%
Total	200.515.051	100,00%

3 CONTEXTO SETORIAL

Distribuição Elétrica no Brasil

A Enel Distribuição São Paulo é uma concessionária de serviço público de distribuição de energia elétrica sujeita à regulamentação da 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.

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.

Nos reajustes tarifários anuais, os custos da Parcela A são repassados aos clientes e os custos da Parcela B são corrigidos de acordo com o índice IGP-M ajustado pelo Fator X.

Na revisão tarifária, todos os custos da Parcela B são recalculados, sendo também definidos dois componentes do Fator X (XPd e Xt). O Fator X aplicado nos reajustes anuais e nas revisões tarifárias é resultado da somatória dos seguintes componentes:

- 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.

A data de aniversário dos reajustes anuais e revisões tarifárias da Enel Distribuição São Paulo é 4 de julho.

Reajuste Tarifário Anual

A ANEEL, em Reunião Pública de Diretoria realizada em 03 de julho de 2018, deliberou sobre o reajuste tarifário anual de 2018, com aplicação a partir de 04 de julho de 2018. O índice de reajuste tarifário aprovado à Companhia foi de 16,40% composto por reajuste econômico de +10,47% e componente financeiro de +5,93%. Descontado o componente financeiro considerado no último processo tarifário, no valor de 0,56%, o efeito médio a ser percebido pelos consumidores foi de +15,84%, conforme detalhado a seguir.

Reajuste Tarifário		
Parcela A	Encargos Setoriais	2,58%
	Energia Comprada	6,63%
	Encargos de Transmissão	-0,58%
	Parcela A	8,63%
Parcela B		1,84%
Reajuste Econômico		10,47%
CVA* Total		8,47%
Outros Itens Financeiros da Parcela A		-2,54%
Reajuste Financeiro		5,93%
Reajuste Total		16,40%
Componentes Financeiros do Processo Anterior		-0,56%
Efeito para o Consumidor		15,84%

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

A Parcela A foi reajustada em 10,98%, representando 8,63% no reajuste econômico, afetado principalmente:

- I. **Encargos Setoriais** – R\$ 3.292 milhões. Um aumento de 12,20%, representando 2,58% no reajuste econômico em função, principalmente, do aumento de 24,89% do encargo com a Conta de Desenvolvimento Energético (“CDE”);
- II. **Energia Comprada (Inclui PROINFA)** – R\$ 7.257 milhões. O aumento de 14,52%, decorre principalmente do aumento do custo das Cotas (Lei nº 12.783/2013) e de Itaipu. O aumento do custo de compra de energia representa 6,63% no reajuste econômico; e
- III. **Encargos de Transmissão** – R\$ 1.564 milhões. A redução de 4,87% decorre principalmente da redução da Receita Anual Permitida da Rede Básica em relação ao ciclo anterior, representando -0,58% no reajuste econômico.

Caso não houvesse a aplicação de Bandeiras Tarifárias, conforme detalhado na próxima seção, o índice de reajuste tarifário seria 7,12% maior, aproximando-se de 23%.

A Parcela B foi reajustada em +8,62%, representando uma participação de +1,84% no reajuste econômico. Tal reajuste é composto pelo IGP-M de 6,92% no período de 12 meses findos em junho de 2018 acrescido pelo Fator X de -1,70%, 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 -0,46%.

O reajuste tarifário médio de +15,84% (efeito médio a ser percebido pelos consumidores) apresenta variações para diversos níveis de tensão, conforme detalhado a seguir:

Níveis de Tensão	Efeito Médio
Alta Tensão	17,67%
Baixa Tensão	15,14%
Efeito Médio	15,84%

5º Ciclo de Revisão Tarifária Periódica

Em julho de 2019 a Companhia passará pelo processo de Revisão Tarifária Periódica, período em que ocorrerá a redefinição das tarifas de energia elétrica em níveis compatíveis com o equilíbrio econômico-financeiro indicado no contrato de concessão.

Em relação à metodologia a ser utilizada para definir os parâmetros que compõem a Receita Requerida (como a Remuneração de Capital, Custos Operacionais e Perdas, por exemplo), esta já se encontra definida nos regulamentos da ANEEL. No caso da Remuneração de Capital, para o cálculo do WACC Regulatório, a metodologia definida no início de 2015 determinava o seu recálculo atualizando-se os parâmetros utilizados (risco país, taxa livre de risco, inflação americana, entre outros). No entanto, em decorrência da Audiência Pública 066/2017, a ANEEL optou por revogar referida atualização, mantendo o WACC anterior de 8,09%, depois de impostos, para as revisões que ocorrerão até dezembro de 2019, o que compreende o período do processo de revisão da Enel Distribuição São Paulo. Da mesma forma, a metodologia de Custos Operacionais também previa um recálculo dos Parâmetros de Eficiência a partir da atualização dos dados de entrada do modelo, sendo referido recálculo executado no âmbito da Audiência Pública 052/2017.













Bandeiras Tarifárias

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 a seguir:













- 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

Em maio de 2018, um novo critério de acionamento das bandeiras tarifárias entrou em vigor, decorrente da audiência pública no 061 /17, que discutiu a revisão da metodologia das bandeiras e dos valores de suas faixas de acionamento

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												
	Verde	Verde	Verde	Verde	Amarela	Vermelha 2	Vermelha 2	Vermelha 2	Vermelha 2	Vermelha 2	Amarela	Verde
PLD gatilho - R\$/MWh	189,63	157,28	184,91	40,16	193,36	425,01	505,18	505,18	490,74	377,47	140,51	56,74

PLD Gatilho: Referência de PLD médio mensal para o partamar da Bandeira Tarifária, definido pela CCEE

Mercado Total⁷

O mercado total da Enel Distribuição São Paulo, conforme demonstrado na tabela a seguir, encerrou o 4T18 em 10.628,0 GWh, queda de 1,3% em relação ao 4T17. Quando ajustado pelos dias de faturamento (-0,5 dia, o equivalente a -62,8 GWh), o mercado total apresentaria uma queda de 0,8% no período.

No ano, o mercado total sofreu leve queda em relação a 2017 (-0,2%), totalizando 42.877,7 GWh. Quando ajustado pelos dias de faturamento (-0,6 dia, o equivalente a -75,3 GWh), o mercado total apresenta queda de 0,1% em 2018 em linha com o valor reportado em 2017.

Venda e Transporte de Energia (GWh)	4T18	4T17	Var. %	2018	2017	Var. %
Mercado Cativo	7.982,2	8.122,3	-1,7%	32.230,3	32.776,3	-1,7%
Cientes Livres*	2.645,8	2.648,9	-0,1%	10.647,4	10.205,6	4,3%
Total - Venda e Transporte de Energia	10.628,0	10.771,3	-1,3%	42.877,7	42.981,9	-0,2%

* A partir do 4T18 a Companhia passou a incluir suprimentos para Cias Energéticas retroagindo seus efeitos desde Janeiro de 2018

Número de Consumidores (Unidades Faturadas)	4T18	4T17	Var. %
Mercado Cativo	7.229.420	7.155.268	1,0%
Residencial - Convencional	6.781.509	6.705.497	1,1%
Industrial	26.073	26.932	-3,2%
Comercial	402.502	402.368	0,0%
Rural	562	493	14,0%
Setor Público	18.774	19.978	-6,0%
Cientes Livres	1.324	1.192	11,1%
Industrial	409	372	9,9%
Comercial	869	782	11,1%
Setor Público	39	38	2,6%
Cias Energéticas	7	0	0,0%
Total - Número de Consumidores	7.230.744	7.156.460	1,0%

Mercado cativo

O mercado cativo somou 7.982,2 GWh no 4T18, o que correspondeu a uma redução de 1,7% comparado ao 4T17. Ajustando-se o mercado 4T17 pelos fatores: (i) migrações do Ambiente de Contratação Regulada ("ACR") para o Ambiente de Contratação Livre ("ACL"), com impacto desfavorável de 80,3 GWh; (ii) dias de faturamento a menos no 4T18 (-0,6 dia, equivalente a -54,2 GWh); e (iii) retorno de clientes ao ACR, com impacto favorável de 9,3 GWh, o mercado cativo no 4T18 teria uma queda de 0,2%.

Em 2018, o mercado cativo totalizou 32.230,3 GWh, o que também representou uma queda de 1,7% ante 2017. Ajustando-se os efeitos: (i) migrações do ACR para o ACL, com impacto negativo de 593,3 GWh; (ii) dias de faturamento a menos em 2018 (-0,7 dia, equivalente a -65,1 GWh); e (iii) retorno de clientes ao ACR, com impacto positivo de 56,3 GWh, o mercado cativo teria crescimento de 0,2%.

Venda de Energia no Mercado Cativo (GWh)	4T18	4T17	Var. %	2018	2017	Var. %
Residencial	3.993,1	3.987,6	0,1%	16.187,3	16.090,1	0,6%
Industrial	776,7	831,0	-6,5%	3.122,9	3.343,9	-6,6%
Comercial	2.587,4	2.662,8	-2,8%	10.410,1	10.698,9	-2,7%
Rural	7,8	7,9	-0,8%	31,4	31,0	1,3%
Setor Público	617,2	633,0	-2,5%	2.478,6	2.612,5	-5,1%
Total - Venda de Energia no Mercado Cativo	7.982,2	8.122,3	-1,7%	32.230,3	32.776,3	-1,7%

⁷ Não Inclui Consumo Próprio

Cientes Livres

O mercado faturado dos clientes livres foi de 2.645,8 GWh no 4T18, uma queda de 0,1% quando comparado a ao 4T17. Desde o 4T17, entre migrações ao ACL e retornos ao ACR, foram adicionadas 132 unidades ao faturamento do ACL, totalizando 1.324 unidades no 4T18. Isso resultou em um acréscimo de 71,0 GWh nesse mercado que, descontado do mercado livre faturado no período, reflete uma queda de 2,7% no trimestre.

Em 2018, o mercado livre somou 10.647,4 GWh, um aumento de 4,3% em relação a 2017, refletindo a migração de 296 e 133 clientes para o ACL em 2017 e 2018, respectivamente. O impacto líquido entre migrações ao ACL e retornos ao ACR foi um acréscimo de 537,0 GWh nesse mercado que, se descontado, reflete em queda de 0,9% no período.

Transporte de Energia para os Clientes Livres (GWh)	4T18	4T17	Var. %	2018	2017	Var. %
Industrial	1.323,2	1.352,2	-2,1%	5.323,0	5.266,8	1,1%
Comercial	928,9	933,4	-0,5%	3.820,8	3.562,4	7,3%
Setor Público*	393,8	363,4	8,4%	1.503,6	1.376,4	9,2%
Total - Transporte de Energia para os Clientes Livres	2.645,8	2.648,9	-0,1%	10.647,4	10.205,6	4,3%

* A partir do 4T18 a Companhia passou a incluir suprimentos para Cias Energéticas retroagindo seus efeitos desde Janeiro de 2018

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

Residencial

O consumo da classe residencial somou 3.993,1 GWh no 4T18, o que correspondeu a um leve aumento em relação ao 4T17 (+0,1%). Neste período, a classe foi impactada desfavoravelmente por 0,7 dia a menos de faturamento (-31,0 GWh) e pela queda do consumo médio por unidade (-1,3%), enquanto houve incremento de aproximadamente 145 mil unidades consumidoras. Se descontado o efeito da diferença de dias de faturamento, o mercado residencial teria um crescimento de 0,9% no trimestre.

Em 2018, o consumo da classe residencial somou 16.187,3 GWh, o que correspondeu a um aumento de 0,6% em relação aos 2017. Neste período, a classe foi impactada favoravelmente por incremento médio de aproximadamente 171 mil unidades consumidoras em 2018, enquanto o consumo médio por unidade recuou 2,0%. O efeito da diferença de dias de faturamento não foi relevante no período.

Comercial

O total do consumo faturado para a classe comercial foi de 3.516,3 GWh no 4T18, o que representou uma queda de 2,2% ante o 4T17. Neste período, a classe foi impactada desfavoravelmente por 0,4 dia a menos de faturamento (-16,4 GWh), pela queda do consumo médio por unidade (-3,7%), enquanto houve incremento médio de aproximadamente 7,6 mil unidades consumidoras. Se descontado o efeito da diferença de dias de faturamento, o mercado comercial teria queda de 1,8% no trimestre.

Em 2018, o consumo da classe comercial totalizou 14.230,9 GWh, o que correspondeu a uma queda de 0,2% em relação a 2017. Neste período, houve incremento médio de aproximadamente 4,9 mil unidades consumidoras. Por outro lado, a classe foi impactada desfavoravelmente pela queda do consumo médio por unidade (-1,2%) e por 0,9 dia a menos de faturamento (-39,3 GWh). Se descontado o efeito da diferença de dias de faturamento, o mercado comercial teria um crescimento de 0,1% no período.

Industrial

No 4T18, o consumo da classe industrial decresceu 3,8% em relação ao 4T17, totalizando 2.099,9 GWh. Neste período, o desempenho da classe foi influenciado pela queda do consumo dos segmentos de fabricação de veículos automotores, reboques e carrocerias (-6,0%), fabricação de produtos químicos (-4,8%) e metalurgia (-8,4%), parcialmente compensada pelo crescimento dos segmentos de fabricação de produtos de borracha e de material plástico (+4,1%) e fabricação de celulose, papel e produtos de papel (+6,1%). O efeito da diferença de dias de faturamento não foi significativo nesta base de comparação.

Em 2018, o consumo da classe industrial totalizou 8.445,9 GWh, o que correspondeu a uma queda de 1,9% em relação a 2017. Neste período, o desempenho da classe foi influenciado pela queda do consumo dos segmentos de fabricação de produtos químicos (-2,6%), impressão e reprodução de gravações (-8,6%) e fabricação de produtos de minerais não

metálicos (-4,3%), parcialmente compensada pelo crescimento dos segmentos de fabricação de produtos de borracha e plástico (+3,7%) e fabricação de celulose, papel e produtos de papel (+3,6%). A classe industrial foi ainda impactada desfavoravelmente por 0,9 dia a menos de faturamento (21,9 GWh), que se descontado, reflete em queda de 1,7% no período.

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

O consumo das demais classes foi de 1.018,7 GWh no 4T18, representando um crescimento de 1,4% em relação ao 4T17, principalmente em função do aumento das classes de serviços públicos e iluminação pública, de 4,1% e 1,4% respectivamente. Neste período, as demais classes foram impactadas desfavoravelmente por 2,2 dias a menos de faturamento (-11,1 GWh). Se descontado esse efeito, o mercado das demais classes teria crescimento de 2,6% no trimestre.

Em 2018, o consumo das demais classes somou 4.013,6 GWh, o que correspondeu a uma queda de 0,2% em relação a 2017, refletindo a queda das classes de poderes públicos e iluminação pública, que decresceram 3,7% e 1,4% respectivamente. Neste período, as demais classes foram impactadas desfavoravelmente por 4,8 dias a menos de faturamento (-17,7 GWh). O impacto da diferença de dias de faturamento não foi relevante no período.

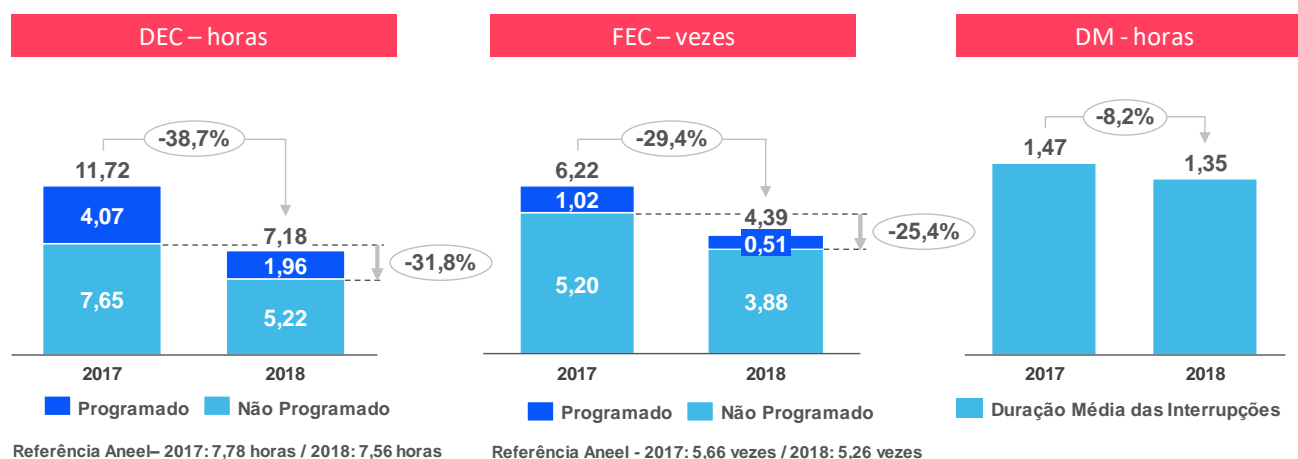
5

EFICIÊNCIA 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 e seu pagamento se dá com base nos indicadores DIC, FIC, DMIC e DICRI. As metas para estes indicadores são individuais e levam em consideração tanto a característica da instalação do cliente (alta, média ou baixa tensão) como a localização geográfica da instalação. O gráfico a seguir apresenta um comparativo desses indicadores em 2018 ante 2017.



DEC

Em 2018 o DEC totalizou 7,18 horas, uma redução expressiva de 38,7% em relação ao valor registrado em 2017, valor este dentro do limite regulatório global do período, como resultado de ações do Plano de Recuperação dos Indicadores de Qualidade, como: desenvolvimento de equipes multitarefas, melhoria dos processos de despacho de ordens emergenciais com implantação de inovações, utilização da metodologia *Lean* e gestão à vista suportada por ferramentas data *analytics*.

FEC

Em 2018 o FEC totalizou de 4,39 vezes, uma redução de 29,4% em relação ao valor registrado em 2017, valor este dentro do limite regulatório global para o ano de 2018 de 5,26 vezes, como resultado do 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.

Duração Média ("DM")

A DM de atendimento das ocorrências emergenciais de 2018 caiu 8,2% em comparação ao período de 2017, refletindo de forma positiva a melhoria no processo de priorização e despacho e agilidade na reação dos desligamentos emergenciais.

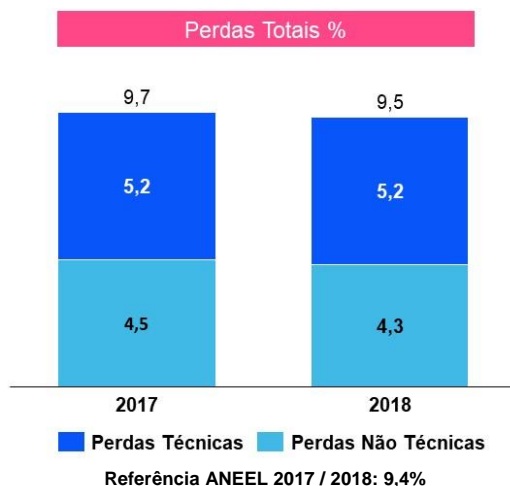
Dentre as ações que a Companhia realizou visando a melhoria dos indicadores de qualidade, inclui-se: (i) substituição de 43,7 mil conectores e ramais em 2018; (ii) 387,5 mil podas realizadas em 2018; (iii) instalação de 358 religadores automáticos em 2018; e (iv) instalação de 454 detectores de falta em 2018.

Perdas

O percentual de perdas é a taxa obtida por meio da divisão da diferença entre a energia medida na fronteira e a energia faturada dos clientes (descontada do faturamento retroativo da cobrança das fraudes) pelo total do suprimento de energia medido na fronteira nos últimos 12 meses (47.425 GWh).

As perdas totais apuradas nos últimos 12 meses foram de 9,54%⁸, sendo divididas entre perdas técnicas (5,21%) e não técnicas (4,33%). Em comparação ao 4T17, as perdas totais apresentaram redução de 0,16 p.p., decorrente do incremento dos cortes a partir de janeiro de 2018.

A Enel Distribuição São Paulo 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. Em dezembro de 2018, aproximadamente 494,6 mil clientes foram beneficiados com este programa, em comparação com 442,3 mil clientes em dezembro de 2017.



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.

⁸ A partir do 4T18, a metodologia de apuração de Perdas foi adequada aos padrões do Grupo Enel, retroagindo seu efeito a partir de janeiro de 2018.

Principais Ações para Redução de Perdas no 4T18 e 2018

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

Inspecções de Fraude

Para identificar instalações com erros de medição, seja por defeitos nos equipamentos ou por ações de terceiros forjando a medição, foram realizadas 80,9 mil inspecções e identificadas 24,7 mil irregularidades no 4T18, contra 97,9 mil inspecções e 23,1 mil irregularidades no 4T17. Em 2018 foram realizadas 379,9 mil inspecções e identificadas 102,7 mil irregularidades, contra 410,4 mil inspecções e 118,4 mil irregularidades em 2017.

Programa de Recuperação de Instalações Cortadas

Tem por objetivo recuperar as instalações de clientes que consomem energia de forma irregular após terem sido cortados por inadimplência. No 4T18, foram realizadas 52,5 mil visitas e 10,4 mil instalações foram recuperadas, ante 91,5 mil visitas e 38,6 mil instalações recuperadas no 4T17. Em 2018 foram realizadas 369,4 mil visitas e 42,8 mil instalações foram recuperadas, ante 452,4 mil visitas e 146,8 mil instalações recuperadas em 2017. A redução no volume de instalações recuperadas deve-se à segmentação do processo, onde 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 4T18, foram regularizadas 2,7 mil ligações informais, contra 19,5 mil regularizações no 4T17. Em 2018, foram regularizadas 44,7 mil instalações informais, contra 65,5 mil instalações em 2017. Desde 2004, mais de 870 mil instalações já foram regularizadas.

Redução de Perdas Administrativas

Com objetivo de identificar oportunidades nos processos do ciclo comercial que geram perdas de faturamento, foram identificadas cerca de 34,1 mil instalações com esse tipo de perdas no 4T18 ante 22,7 mil no 4T17. As principais causas estão relacionadas às instalações com contratos rescindidos e aos impedimentos de leitura de medidores para o faturamento. Em 2018 foram regularizadas 153,0 mil instalações, contra 141,3 mil instalações em 2017.

No 4T18, as iniciativas de combate a perdas contribuíram com aproximadamente R\$ 67,9 milhões no resultado da Companhia e acrescentaram ao mercado faturado 146,5 GWh de energia, ante os 210,0 GWh adicionados no 4T17. Em 2018 foram acrescentados 705,2 GWh de energia que corresponde a um faturamento aproximado de R\$ 298,1 milhões.

Foco no Cliente

Para garantir a satisfação de seus clientes, a Enel Distribuição São Paulo realiza pesquisas que avaliam os processos da Companhia. As pesquisas são realizadas em parceria com a ABRADÉE, por meio de entrevistas realizadas na área de concessão da Enel Distribuição São Paulo. A tabela a seguir apresenta a evolução do índice de satisfação da Companhia para 2017 e 2018:

Índice de Desempenho	2018	2017
Índice de Satisfação de Clientes	73,3%	74,9%

Em 2018, a Enel Distribuição São Paulo atingiu 73,3% no Índice de Satisfação de Qualidade Percebida pelos clientes residenciais ("ISQP"), queda de 1,6 p.p quando comparado ao resultado de 2017. As áreas de qualidade que mais influenciaram este índice foram as de "Conta de Luz" (queda de 6,0 p.p.), "Atendimento" (queda de 5,8 p.p.), e "Imagem" (queda de 5,8 p.p.). Podemos atribuir a queda no indicador à percepção pelo cliente do aumento no valor da

conta de energia nos últimos 6 meses, ocasionado pelo reajuste anual e outros fatores, ainda associado à crise econômica do país. Este cenário aumenta consideravelmente o número de contatos de atendimento nos canais da distribuidora e contatos das cobradoras com a base de clientes, reflexo dos índices de inadimplência. Este movimento reflete negativamente nas áreas de Atendimento, Conta e Imagem, avaliadas no ISQP.

Transformação Digital do Atendimento

A Companhia busca adaptar-se rapidamente aos novos hábitos de seus clientes de forma a garantir a satisfação por meio de soluções tecnológicas que ofereçam comodidade e acessibilidade.

Em 2017, a Enel Distribuição São Paulo iniciou a implementação de ferramentas tecnológicas com inteligência artificial, como o OCR (*Optical Character Recognition*), que reconhece documentos, com o objetivo de facilitar a comunicação com o cliente. Em 2018, a Companhia relançou o seu portal de serviços, com novas versões mobile e desktop, oferecendo melhor experiência de navegação aos usuários. Lançou ainda o FAQ, com utilização de inteligência artificial, assim como um novo canal de URA Visual, no qual os clientes que acessam a central telefônica podem dar continuidade em seu atendimento através da abertura de um portal de atendimento em seu aparelho telefônico, além de migrar sua plataforma de atendimento para a nuvem. A ferramenta *Speech Analytics* já está em operação, tendo como objetivo o monitoramento da central de atendimento telefônico com foco na melhoria de atendimento e processos. No final de 2018, foi relançado o app de serviços aos clientes, permitindo a alteração de data fixa de vencimento, alteração do endereço de entrega, comunicação de falta de energia e solicitação de fatura por e-mail, entre outros serviços.

Como resultado deste processo de transformação, em 2018, 82% de todos os atendimentos da Companhia foram efetuados por meio de canais digitais.

Em 2019, a Companhia prevê implementar a solução *chatbot* (programa de computador que tenta simular um ser humano na conversação com as pessoas) com o objetivo de executar e/ou direcionar as solicitações dos clientes. A Companhia pretende também migrar sua plataforma de atendimento para a nuvem e implementar a solução *Ominchannel* (*Ocena/Avaya*), otimizando e agilizando o atendimento dos serviços.

Ações de Negociação

Com o objetivo diminuir os níveis de inadimplência, a Enel Distribuição São Paulo continua intensificando suas ações para facilitar as negociações e interações com o cliente. Dentre tais ações, foi implementado no 1T17 o portal de negociação⁹ para auxiliar no processo de negociação de dívidas, proporcionando mais praticidade e agilidade. No 4T18, foram realizadas 138,0 mil negociações somente pelo portal, totalizando um montante de R\$ 71,9 milhões negociados. Em 2018 foram realizadas 461,7 mil negociações pelo portal, totalizando um montante de R\$ 237,9 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 4T18 foram realizados 3 feirões, resultando em 3.208 acordos e R\$ 10,1 milhões negociados. Em 2018, foram realizados 14 feirões, somando R\$ 35,1 milhões negociados por meio de 11.620 acordos.

A Enel Distribuição São Paulo também investiu em ações de comunicação com 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, cartazes em lojas, entre outros).

Recicle Mais, Pague Menos

Trata-se de um projeto de eficiência energética da Companhia que oferece desconto na conta de energia elétrica aos clientes residenciais em troca de materiais recicláveis, sem limite de desconto, permitindo inclusive que a conta de energia elétrica do cliente possa ser zerada ou até mesmo gerar 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 4T18, 603 novos clientes se cadastraram no projeto, comparado a 544 novos clientes cadastrados no 4T17. O valor de bônus concedido aos clientes chegou a R\$ 46,4 mil no 4T18, com a coleta de 320,5 toneladas de resíduos. No 4T17 foram concedidos R\$ 72,7 mil em bônus. Essa redução, deve-se principalmente pela quantidade acentuada de feriados ocorridos no período, quando os postos de arrecadação não funcionaram.

⁹ <https://portalhome.eneldistribuicaoosp.com.br/#/landing-page>.

Em 2018, 3.051 novos clientes se cadastraram no projeto, comparado a 2.447 novos clientes cadastrados em 2017, totalizando 55,7 mil clientes cadastrados desde o início do projeto em 2013. O valor do bônus concedido em 2018 totalizou R\$ 214,9 mil, com coleta de 1.129 toneladas de resíduos.

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 ("TSEE")

Considerando as novas definições da Resolução Normativa 717/16, que estabelece e aprimora o procedimento para comprovação do atendimento aos critérios de elegibilidade à concessão da TSEE entre maio de 2016 e dezembro de 2018 foram realizados cerca de 342 mil descadastramentos da Tarifa Social e aproximadamente 762 mil notificações ao cliente por meio de mensagem em fatura.

Período	Descadastramento Efetivo
2016	71.693
2017	136.798
2018*	134.213
Total	342.704
4T18*	38.791

*valores realizados até 31 de dezembro de 2018. Dados Preliminares.

Para minimizar o impacto aos clientes, a Enel Distribuição São Paulo 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;
- IV. envio de mensagem via SMS e fatura aos clientes para atualizarem o benefício no CRAS – Centro de Referência Assistencial.

Em dezembro de 2018, a Companhia faturou 494,6 mil clientes com o TSEE versus 442,3 mil faturas em 2017.

PECLD (Perda Estimada com Crédito de Liquidação Duvidosa)

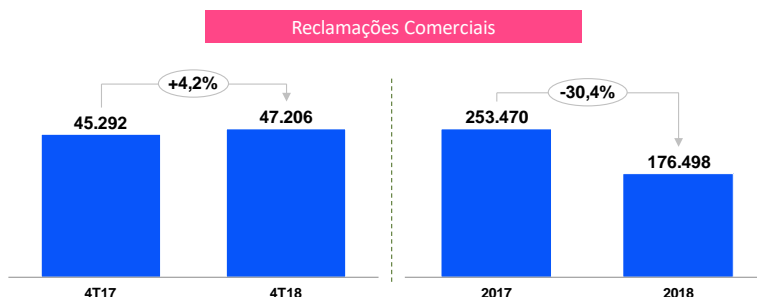
No 4T18 a PECLD apresentou uma reversão de provisão no valor de R\$ 84,7 milhões, enquanto que no 4T17 houve uma provisão de R\$ 56,8 milhões. Este resultado reflete, principalmente a mudança na estimativa contábil, visando a adequação de premissas e metodologia de cálculo adotadas pelo Grupo Enel, prospectivamente, além das ações adotadas visando aprimorar os processos já existentes, bem como ampliar a inteligência com o objetivo de evitar e reduzir a inadimplência em um cenário de recuperação econômica.

Em 2018, a PECLD foi de R\$ 57,4 milhões, uma melhora de R\$ 161,9 milhões em comparação com 2017, principalmente, reflexo da mudança na estimativa contábil visando a adequação de premissas e metodologia de cálculo adotada pelo Grupo Enel, incluindo a adoção do CPC 48.

Reclamações Comerciais

Seguindo um compromisso da Companhia com o foco no cliente, observamos uma redução de 30,4% das reclamações comerciais, ao compararmos o ano de 2017 e 2018. Esta redução advém principalmente de melhorias nos processos de serviços técnicos comerciais e faturamento. Destacam-se aqui algumas ações como mudança na gestão das equipes de serviços técnicos comerciais com consequente melhora no tempo de atendimento e a redução de faturas por estimativa em função da melhora dos processos de leitura e de faturamento.

O aumento das reclamações do 4T18 comparado ao 4T17 foi reflexo do reajuste tarifário, bandeiras tarifárias e outros fatores atípicos no período associados ao aumento do valor da conta.


7
DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO
Receita Operacional Bruta

A receita operacional bruta da Enel Distribuição São Paulo totalizou R\$ 6.034,9 milhões no 4T18, apresentando um crescimento de 3,1% ou R\$ 182,0 milhões, quando comparada ao 4T17, explicada, principalmente por:

- I. aumento de R\$ 463,7 milhões na receita de fornecimento faturada e não faturada, incluindo as bandeiras, e TUSD para consumidores cativos;
- II. aumento de R\$ 84,6 milhões com a TUSD paga pelos consumidores livres, em função da migração de cliente e maior tarifa cobrada;
- III. aumento de R\$ 41,1 milhões com venda de energia no mercado livre; parcialmente compensado pela:
- IV. redução do ativo financeiro setorial diferido no período no valor de R\$ 403,8 milhões, explicado pela melhor hidrologia no trimestre.

No acumulado do ano, a receita bruta da Companhia totalizou R\$ 24.097,5 milhões, apresentando um aumento de R\$ 2.521,4 milhões, quando comparado ao mesmo período do ano anterior. As principais variações são explicadas a seguir:

- I. aumento de R\$ 1.476,2 milhões da receita faturada e não faturada, incluindo bandeiras, e TUSD para consumidores cativos;
- II. maior receita com ativo e passivo financeiro setorial no valor de R\$ 368,5 milhões em função da maior CVA no período;
- III. maior receita com venda de energia no curto prazo no valor de R\$ 272,4 milhões;
- IV. aumento com receita de construção no montante de R\$ 231,2 milhões devido ao maior nível de investimentos em infraestrutura da concessão, com foco na melhoria dos serviços prestados;
- V. maior receita com a TUSD paga pelos consumidores livres no valor de R\$ 90,5 milhões, explicado principalmente pela migração de clientes para o ACL.

Deduções da Receita Operacional

As deduções totalizaram R\$ 2.586,8 milhões no 4T18, o que representa um aumento de 11,0%, na comparação com o mesmo período do ano anterior. Esse desempenho é explicado, principalmente, pelos seguintes fatores:

- I. aumento de R\$ 277,0 milhões da conta da CDE;
- II. maior recolhimento de ICMS no montante de R\$ 103,3 milhões;
- III. aumento de R\$ 21,0 milhões da conta de PIS/COFINS; parcialmente compensado pela:
- IV. redução de R\$ 145,2 milhões da conta de CCRBT.

No acumulado do ano, as deduções totalizaram R\$ 9.607,7 milhões, um aumento de 13,1% em relação ao mesmo período de 2017. As principais variações do período foram:

- I. maiores encargos da CDE no montante de R\$ 593,8 milhões;
- II. aumento de R\$ 515,6 milhões de ICMS e PIS/COFINS, impactado por créditos retroativos de PIS/COFINS, reconhecidos em 2017, oriundo principalmente da exclusão do ICMS-ST (clientes ACL) da base de cálculo.

Receita Operacional Líquida

Considerando as variações expostas, no 4T18, a Companhia registrou uma receita operacional líquida de R\$ 3.448,1 milhões, uma redução de 2,1% em relação ao 4T17.

Em 2018, a receita operacional líquida foi de R\$ 14.489,8 milhões, uma melhora de 10,8% em relação a 2017.

Custos e Despesas operacionais

Os custos e despesas operacionais da Enel Distribuição São Paulo, excluindo depreciação e custo de construção, totalizaram R\$ 2.926,0 milhões no 4T18, um crescimento de 2,2% em relação ao 4T17.

No acumulado do ano, esses custos e despesas totalizaram R\$ 12.122,5 milhões, excluindo depreciação e custo de construção, aumento de 14,8% comparado ao mesmo período do ano passado. As principais variações estão detalhadas a seguir:

Custos do Serviço e Despesas Operacionais (R\$ mil)	4T18	4T17	Var. %	2018	2017	Var. %
Parcela A						
Energia Elétrica Comprada para Revenda - inclui PROINFA	-1.784.564	-2.137.780	-16,5%	-8.330.327	-7.803.282	6,8%
Encargos do Serviços dos Sistemas de Transmissão e Distribuição	-423.862	-273.913	54,7%	-1.579.054	-944.280	67,2%
Total - Parcela A	-2.208.426	-2.411.693	-8,4%	-9.909.381	-8.747.562	13,3%
Despesas Operacionais						
Pessoal	-378.960	-211.046	79,6%	-1.016.067	-821.900	23,6%
Previdência Privada	-5.271	-5.238	0,6%	-20.680	-18.394	12,4%
Serviços de Terceiros	-139.097	-144.070	-3,5%	-596.880	-563.412	5,9%
Material	-17.567	-13.847	26,9%	-71.705	-61.455	16,7%
PECLD	84.729	-56.769	-249,3%	-57.422	-219.369	-73,8%
Provisão para Contingências	-207.574	-12.462	1565,7%	-277.407	-45.829	505,3%
Outras Despesas Operacionais	-53.874	-9.031	496,5%	-172.948	-85.484	102,3%
Total - Despesas Operacionais	-1.166.106	-890.990	30,9%	-2.213.109	-1.815.843	21,9%
Total - Custos do Serviço e Despesas Operacionais*	-2.926.040	-2.864.156	2,2%	-12.122.490	-10.563.405	14,8%

* Não considera Custo de Construção e Depreciação e Amortização

Parcela A

Custo com Energia Elétrica Comprada para Revenda

No 4T18, a despesa com energia comprada para revenda reduziu em 16,5%, ou R\$ 353,2 milhões, em comparação ao 4T17, totalizando R\$ 1.784,6 milhões. No acumulado do ano, aumento de 6,8%, ou R\$ 527,0 milhões, totalizando R\$ 8.330,3 milhões. A seguir estão detalhadas as principais variações:

- I. Risco Hidrológico: redução de R\$ 524,5 milhões no comparativo 4T18 versus 4T17 e, no acumulado do ano, redução de R\$ 257,3 milhões, em função da performance da hidrologia no período;
- II. Compra de Energia¹⁰: aumento de R\$ 140,8 milhões no trimestre e maior despesa de R\$ 561,6 milhões em 2018, em comparação a 2017, principalmente em função do maior custo com compra de energia;
- III. Itaipu: aumento de R\$ 30,5 milhões no comparativo entre 4T18 e 4T17, e aumento de R\$ 222,8 milhões com compra de Itaipu, decorrente da maior tarifa média e desvalorização cambial do real frente ao dólar, no ano de 2018 em comparação a 2017.

¹⁰ Inclui Quotas de Garantia Físicas, Angra, Proinfa, Ressarcimento relacionado aos leilões, Créditos de PIS/COFINS e Compra na CCEE.

Fontes de Compra de Energia (GWh)	4T18	4T17	Var. %	2018	2017	Var. %
Itaipu	2.208	2.361	-6,5%	8.740	9.344	-6,5%
Leilão*	7.004	6.586	6,4%	28.068	27.553	1,9%
Angra 1 e 2	411	567	-27,4%	1.631	1.631	0,0%
Proinfa	220	226	-2,4%	819	839	-2,3%
Total - Compra de Energia	9.844	9.739	1,1%	39.258	39.367	-0,3%

* Inclui Leilão CCEAR, Compra CCEE e Quotas de garantia física

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\$ 423,9 milhões no 4T18, um aumento de R\$ 149,9 milhões, em comparação ao 4T17. A variação é explicada, principalmente, pela:

- I. R\$ 167,9 milhões em função do menor volume de recursos recebidos da Conta de Energia Reserva ("CONER"); parcialmente compensada por:
- II. maior liberação de créditos de PIS/COFINS no valor de R\$ 15,4 milhões.

No acumulado do ano, a variação com despesas com encargos do uso da rede elétrica e transmissão totalizaram R\$ 1.579,1 milhões, aumento de 67,2%, ou R\$ 634,8 milhões, explicada, principalmente, pelo:

- I. aumento do custo com uso da rede básica, incluindo conexão da rede básica com a CTEEP, em R\$ 469,5 milhões principalmente devido ao aumento nas tarifas decorrentes da indenização de investimentos realizados por transmissoras que renovaram concessão em 2013, aplicados no reajuste tarifário de 2017;
- II. menor montante de recursos recebidos da CONER no valor de R\$ 111,8 milhões, impactado pela redução dos recebimentos de excedente da Conta;
- III. maiores despesas referente ao transporte de energia – Furnas/Itaipu - no montante de R\$ 82,2 milhões, em função principalmente da referida indenização às transmissoras;
- IV. maior despesa com Encargos do Serviço do Sistema ("ESS") no valor de R\$ 28,9 milhões, em função do maior despacho por segurança energética; parcialmente compensado pelos maiores créditos de PIS/COFINS no valor de R\$ 67,4 milhões.

OPEX¹¹ (PMSO, Contingências, PECLD e Outros)

No 4T18, o OPEX reportado foi de R\$ 717,6 milhões, um aumento de R\$ 265,2 milhões quando comparado ao mesmo período do ano de 2017. Em 2018, o OPEX reportado foi de R\$ 2.213,1 milhões, um aumento de R\$ 397,3 milhões comparado ao mesmo período do ano passado.

Vale destacar que com o objetivo de alinhar as práticas contábeis entre a Enel Distribuição São Paulo e o seu grupo controlador, para o ano de 2017 e 2018, a Companhia reclassificou o custo dos juros e o rendimento esperado dos ativos do seu fundo de pensão para a rubrica de "Despesa Financeira" mantendo sob a rubrica "Entidade de Previdência Privada" somente os custos dos serviços correntes.

Adicionalmente, tivemos a mudança na estimativa contábil, visando a adequação de premissas e metodologia de cálculo adotadas pelo Grupo Enel, prospectivamente que trouxe novas exigências para a perda por redução ao valor recuperável do ativo e mudanças na estimativa contábil de litígios e contingências. A companhia avaliou tais critérios e entende que os mesmos representam uma melhor forma de avaliação.

As principais variações de OPEX são detalhadas a seguir:

Despesas com Pessoal e Encargos

No 4T18, as despesas com pessoal e encargos totalizaram R\$ 379,0 milhões, um aumento de 79,6% ou R\$ 167,9 milhões em comparação ao 4T17. Essa variação deve-se, sobretudo, ao:

- I. incremento de R\$ 177,0 milhões relacionadas ao provisionamento de verbas rescisórias, incluindo as relacionadas ao Programa de Saída Voluntária ("PSV"), FGTS e ao Programa de Incentivo à Aposentadoria ("PIA");

¹¹ Exclui custo de construção e depreciação e amortização

- II. aumento de R\$ 7,9 milhões com benefícios e assistência médica, incluindo impacto do dissídio coletivo nos benefícios parcialmente compensada pelo;
- III. aumento da capitalização da mão de obra própria no valor de R\$ 6,9 milhões devido ao incremento do volume de investimentos.

Em 2018, as despesas com pessoal e encargos totalizaram R\$ 1.016,1 milhões, um aumento de 23,6% ou R\$ 194,2 milhões em comparação a 2017. Essa variação deve-se ao:

- I. incremento de R\$ 177,0 milhões relacionadas ao provisionamento de verbas rescisórias, incluindo as relacionadas ao Programa de Saída Voluntária ("PSV"), FGTS e ao Programa de Incentivo à Aposentadoria ("PIA");
- II. aumento de R\$ 21,3 milhões com benefícios e assistência médica, sendo R\$ 15,7 milhões referente a assistência médica e R\$ 5,6 milhões referente impacto do dissídio coletivo nos benefícios;
- III. aumento de R\$ 20,4 milhões do processo de internalização de equipes de atendimento técnico comercial;
- IV. aumento de R\$ 6,7 milhões referentes a nova governança corporativa adotada pela Companhia; parcialmente compensada pelo;
- V. aumento da capitalização de mão de obra própria, no valor de R\$ 26,9 milhões, devido ao incremento do volume de investimentos.

Despesa com Entidade de Previdência Privada

Como já mencionado anteriormente, com o objetivo de alinhar as práticas contábeis entre a Enel Distribuição São Paulo e o seu grupo controlador, para o ano de 2017 e 2018, a Companhia reclassificou o custo dos juros e o rendimento esperado dos ativos do seu fundo de pensão para o grupo de "Despesa Financeira" mantendo sob a rubrica "Entidade de Previdência Privada" somente os custos dos serviços correntes.

Assim, no 4T18, a despesa com entidade de previdência privada somou R\$ 5,3 milhões, resultado em linha com o que foi apresentado no mesmo período do ano anterior.

Em 2018, a despesa com entidade de previdência privada somou R\$ 20,7 milhões, resultado 12,4% superior ao registrado em 2017. Esse aumento deve-se sobretudo a redução da taxa de desconto de 5,80% a.a. (em 2016 com impacto em 2017) versus 5,30% a.a. (em 2017 com impacto em 2018).

Despesas com materiais e serviços de terceiros

No 4T18, as despesas com materiais e serviços de terceiros totalizaram R\$ 156,7 milhões, permanecendo estável em relação ao mesmo período do ano anterior.

Em 2018, as despesas com materiais e serviços de terceiros totalizaram R\$ 668,6 milhões, um aumento de 7,0% ou R\$ 43,7 milhões em comparação com 2017. Essa variação deve-se a:

- I. aumento de R\$ 62,8 milhões, principalmente, referente à assessoria financeira e jurídica relacionada a emissão de ações (Follow On) e Oferta Pública de Aquisição de Ações ("OPA");
- II. aumento de R\$ 9,8 milhões devido a menor capitalização de frota;
- III. aumento de R\$ 8,2 milhões decorrentes de despesas relacionadas à integração da marca da Companhia ao Grupo Enel pós-OPA;
- IV. aumento de R\$ 6,1 milhões decorrentes de despesas relacionadas a segregação de estruturas, pós-migração para o Novo Mercado, incluindo aquisição de licenças, parcialmente compensadas por;
- V. revisão de processos com impacto positivo no valor de R\$ 36,2 milhões, sendo composto principalmente por: (i) R\$ 15,8 milhões devido a alteração no modelo de contratação de call center; e (ii) R\$ 20,4 milhões em função do processo de internalização de equipes de atendimento técnico comercial;
- VI. impacto de R\$ 9,2 milhões com honorários advocatícios, em 2017, decorrente do acordo com a Eletrobras.

Outras Despesas Operacionais

As principais despesas incluídas neste grupo são: (a) 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 uma redução de R\$ 3,7 milhões no 4T18 e R\$ 52,1 milhões em 2018, comparado a 2017, atualmente reclassificadas no grupo de 'outras receitas operacionais' em decorrência do CPC 47/IFRS 15.

No 4T18, o total de Outras Despesas Operacionais apresentou aumento de R\$ 98,5 milhões, em comparação ao mesmo período de 2017, totalizando R\$ 176,7 milhões. Dentre os principais componentes deste grupo, destacam-se as variações a seguir:

- I. aumento de R\$ 195,1 milhões no volume de provisões para litígios e contingências, dos quais R\$ 76,6 milhões decorrentes da mudança na estimativa contábil visando adequação a premissas e metodologia de cálculo adotada pelo Grupo Enel, e o restante referente, principalmente, a reconhecimento de provisões com autos de infração do agente regulador e processos trabalhistas;
- II. aumento com outras despesas, incluindo perdas na desativação de bens e direitos, no valor de R\$ 16,1 milhões, principalmente em função do aumento no volume de investimentos, ocasionando substituição de ativos elétricos parcialmente compensado por;
- III. redução de R\$ 16,9 milhões no valor a receber de empreiteiras, devido a revisão de inventários realizada em 2017;
- IV. redução de R\$ 141,5 milhões com PECLD, refletindo principalmente a mudança na estimativa contábil, visando a adequação de premissas e metodologia de cálculo adotadas pelo Grupo Enel, prospectivamente

Em 2018 o total de Outras Despesas Operacionais apresentou aumento de 44,8%, ou R\$ 157,1 milhões, em comparação ao ano de 2017, totalizando R\$ 507,8 milhões. Dentre os principais componentes deste grupo, destacam-se as variações a seguir:

- I. aumento de R\$ 231,6 milhões no volume de provisões para litígios e contingências, dos quais R\$ 76,6 milhões decorrentes da mudança na estimativa contábil visando adequação a premissas e metodologia de cálculo adotada pelo Grupo Enel, e o restante referente, principalmente, a reconhecimento de provisões com autos de infração do agente regulador, multas de trânsito e processos trabalhistas;
- II. aumento com outras despesas, incluindo perdas na desativação de bens e direitos, no valor de R\$ 43,3 milhões, principalmente em função do aumento no volume de investimentos, ocasionando substituição de ativos elétricos;
- III. aumento de R\$ 6,5 milhões com tarifa de arrecadação;
- IV. redução de R\$ 16,9 milhões no valor a receber de empreiteiras, devido à falta de materiais identificados nos inventários realizados em seus depósitos no ano de 2017;
- V. redução de R\$ 161,9 milhões com PECLD, refletindo principalmente a mudança na estimativa contábil, visando a adequação de premissas e metodologia de cálculo adotadas pelo Grupo Enel, prospectivamente.

EBITDA e EBITDA Ajustado (Efeitos não recorrentes)

No 4T18, a Companhia alcançou um EBITDA Reportado de R\$ 218,4 milhões, valor 38,7% inferior ao registrado no 4T17, de R\$ 356,4 milhões. Esta variação, de R\$ 138,0 milhões, é explicada, principalmente, por:

- I. efeito negativo no OPEX, de R\$ 265,2 milhões, decorrente principalmente de (i) maior provisão com litígios e contingências no valor de R\$ 195,1 milhões, conforme detalhado anteriormente; (ii) incremento de R\$ 184,9 milhões com despesas relacionadas ao provisionamento de verbas rescisórias e maiores gastos com benefícios e assistência médica; parcialmente compensado (iii) redução com PECLD no valor de R\$ 141,5 milhões principalmente por mudança na estimativa contábil, visando a adequação de premissas e metodologia de cálculo adotadas pelo Grupo Enel, prospectivamente;
- II. pelo efeito positivo na margem no valor de R\$ 123,4 milhões, impactado pela maior volume e ganhos com tarifa;
- III. menor dispêndio com penalidades regulatórias no valor de R\$ 3,7 milhões, efeito da melhora dos índices de qualidade da operação.

Em 2018, A Companhia alcançou um EBITDA Reportado de R\$ 1.101,2 milhões, valor 25,8% inferior ao registrado em 2017, de R\$ 1.484,8 milhões. Esta variação, de R\$ 383,6 milhões é explicada, principalmente, por:

- I. efeito negativo no OPEX, de R\$ 397,3 milhões, decorrente principalmente de (i) maior provisão com litígios e contingências no valor de R\$ 231,6 milhões; (ii) incremento de R\$ 198,3 milhões com despesas relacionadas ao provisionamento de verbas rescisórias e maiores gastos com benefícios e assistência médica; e (iii) despesas com assessoria jurídica e financeira no processo de OPA/Follow On, no valor de R\$ 62,8 milhões; parcialmente compensado (iv) redução com PECLD no valor de R\$ 161,9 milhões, principalmente por mudança na estimativa contável, visando a adequação de premissas e metodologia de cálculo adotadas pelo Grupo Enel, prospectivamente;
- II. efeito positivo na margem no valor de R\$ 13,7 milhões, decorrente do maior volume e ganhos com tarifa (R\$ 157,8 milhões), menor dispêndio com penalidades regulatórias associadas aos indicadores DEC e FEC (R\$ 52,1 milhões), efeito da melhora dos índices de qualidade da operação; parcialmente compensados pelo efeito negativo no valor de R\$ 157,6 milhões devido a ganhos tributários com alteração na base de cálculo do PIS/COFINS sobre ICMS-ST (clientes ACL), ocorrido em 2017.

No 4T18, o EBITDA Ajustado por efeitos não recorrentes (R\$ 117,3 milhões) em função, principalmente, das despesas com o plano de saída voluntária e FGTS, totalizou R\$ 335,7 milhões, representando uma redução de 8,2% em comparação com o EBITDA Ajustado por efeitos não recorrentes do 4T17 de R\$ 365,6 milhões.

Em 2018, o EBITDA Ajustado por efeitos não recorrentes (R\$ 180,1 milhões) impactado, principalmente, pelas despesas com plano de saída voluntária e FGTS, despesas relacionadas a assessoria jurídica e financeira relacionadas a OPA e Follow On, totalizou R\$ 1.281,3 milhões, resultado em linha comparado ao EBITDA Ajustado por efeitos não recorrentes de 2017 (R\$ 209,3 milhões), principalmente em função de efeitos tributários, de R\$ 1.275,5 milhões.

Resultado Financeiro

A Companhia registrou no 4T18 um resultado financeiro negativo de R\$ 300,4 milhões, em comparação com o resultado financeiro negativo de R\$ 1.706,9 milhões reconhecido no 4T17.

No acumulado do ano a Companhia registrou um resultado financeiro negativo de R\$ 991,1 milhões versus o resultado financeiro negativo de R\$ 2.273,7 milhões apresentados no ano passado.

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

Receitas Financeiras

As receitas financeiras totalizaram R\$ 68,6 milhões no 4T18, um aumento R\$ 29,3 milhões em relação aos R\$ 39,3 milhões registrados no 4T17. Esse desempenho é explicado, principalmente, pela:

- I. receita com atualização monetária do ativo e passivo financeiro setorial líquido no valor de R\$ 21,1 milhões, ante uma despesa financeira no 4T17; e
- II. maior receita com atualização monetária de contas em atraso no valor R\$ 6,9 milhões.

Em 2018, a Companhia registrou uma receita financeira de R\$ 176,4 milhões versus os R\$ 237,4 milhões do ano passado. Essa variação é explicada principalmente pela:

- I. PIS/COFINS sobre a receita financeira no valor de R\$ 52,2 milhões, referente ao total de PIS/COFINS sobre receitas financeiras não repassáveis ao consumidor;
- II. R\$ 43,4 milhões referente à receita de atualização monetária de créditos retroativos de PIS/COFINS, em 2017, oriundo da exclusão do ICMS-ST (clientes ACL) da base de cálculo;
- III. menor receita com renda de aplicações financeiras no valor de R\$ 16,0 milhões, explicado pelo menor CDI médio no período (6,47% em 2018 e 10,07% em 2017), parcialmente compensado pelo maior saldo médio disponível; estes efeitos foram parcialmente compensados por:
- IV. maior receita no valor de R\$ 35,3 milhões com atualização monetária do ativo e passivo financeiro setorial, em função da constituição de receita em 2018 ante uma despesa financeira em 2017; e
- V. maior receita, no valor de R\$ 18,0 milhões, com atualização monetária sobre contas de energia elétrica em atraso.

Despesas Financeiras e Variações Cambiais Líquidas

A despesa financeira e variações cambiais líquidas da Companhia no 4T18 totalizaram R\$ 369,0 milhões, uma redução de R\$ 1.377,2 milhões, quando comparado ao mesmo período do ano anterior. Essa variação é explicada, principalmente, pelos seguintes fatores:

- I. menor despesa no valor de R\$ 1.500,0 milhões, resultado da provisão do Acordo Eletrobras celebrado em março de 2018, porém contabilizada no exercício de 2017;
- II. variação positiva de R\$ 18,4 milhões em função relacionado à atualização monetária do ativo e passivo financeiro setorial, em função constituição de receita no 4T18 ante uma despesa no 4T17; parcialmente compensada pela
- III. maior despesa com atualização monetária de processos judiciais no valor de R\$ 131,3 milhões
- IV. atualização do Acordo Eletrobras no valor de R\$ 19,8 milhões.

Em 2018, companhia registrou despesa financeira e variações cambiais de R\$ 1.167,5 milhões, uma redução de 1.343,6 milhões em relação aos R\$ 2.511,1 milhões do mesmo período do ano passado. Essa variação é explicada pelos seguintes fatores:

- I. menor despesa no valor de R\$ 1.500,0 milhões, resultado da provisão do Acordo Eletrobras celebrado em março de 2018, porém contabilizada no exercício de 2017;
- II. menor despesa de R\$ 66,2 milhões com atualização monetária do ativo e passivo financeiro setorial líquido, em função da constituição de receita em 2018 ante uma despesa financeira em 2017;
- III. menores despesas no valor R\$ 24,4 milhões em função do menor custo dos juros do plano de pensão; parcialmente compensado pela:
- IV. maior despesa com atualização monetária de processos judiciais no valor de R\$ 146,7 milhões, reflexo da mudança na estimativa contábil visando a adequação de premissas e metodologia de cálculo adotada pelo Grupo Enel;
- V. atualização do Acordo Eletrobras no valor de R\$ 93,1 milhões;
- VI. maiores dispêndios no montante de R\$ 9,9 milhões com encargos de dívidas, resultado da estratégia de refinanciamento a ser detalhada a seguir.

Resultado Líquido e Resultado Líquido Ajustado

No 4T18, a Companhia reportou um prejuízo líquido de R\$ 157,0 milhões versus um prejuízo líquido reportado de R\$ 975,5 milhões no 4T17, uma variação positiva de R\$ 818,5 milhões. Essa variação é explicada pelos efeitos abaixo:

- I. variação positiva do resultado financeiro de R\$ 1.406,5 milhões; parcialmente compensado pelo:
- II. menor imposto de renda e contribuição social diferidos em função do resultado reportado no 4T18, em relação ao 4T17, no valor de R\$ 441,2 milhões;
- III. variação negativa do EBITDA reportado de R\$ 138,0 milhões;
- IV. maiores despesas com depreciação e amortização no valor de R\$ 8,8 milhões.

Em 2018, a Companhia reportou um prejuízo líquido de R\$ 315,3 milhões, uma variação positiva de R\$ 561,3 milhões, em relação ao mesmo período de 2017, (prejuízo líquido de R\$ 876,6 milhões). Essa variação ocorreu, principalmente, em função da:

- I. melhora do resultado financeiro de R\$ 1.282,6 milhões, principalmente pelo Acordo Eletrobras ocorrido em 2017; parcialmente compensado por:
- II. redução do EBITDA reportado de R\$ 383,6 milhões;
- III. menor diferimento de impostos (IR/CSLL) no valor de R\$ 302,8 milhões;
- IV. aumento da depreciação e amortização no valor de R\$ 34,8 milhões, fruto do maior patamar de investimentos da Companhia.

Desconsiderando os efeitos não recorrentes e líquidos de IR/CS no valor de R\$ 158,6 milhões no 4T18 (despesas com PSV, FGTS e contingências) e no valor de R\$ 996,1 milhões (provisão do Acordo Eletrobras contabilizada em 2017) no

4T17, o lucro líquido ajustado por efeitos não recorrentes seria de R\$ 1,6 milhões no 4T18 em comparação ao lucro líquido ajustado por efeitos não recorrentes de R\$ 20,6 milhões no 4T17.

No acumulado do ano, desconsiderando os efeitos não recorrentes e líquidos de IR/CS no valor de R\$ 234,5 milhões em 2018 (despesas com PSV, FGTS, PIA e provisão para contingências) no valor de R\$ 823,2 milhões em 2017, o prejuízo líquido ajustado por efeitos não recorrentes em 2018 seria de R\$ 80,8 milhões em comparação ao prejuízo líquido ajustado por efeitos não recorrentes de R\$ 53,3 milhões em 2017.

Ativo e Passivo Financeiro Setorial Líquido

Em 31 de dezembro de 2018, a Companhia encerrou com um saldo de CVA Líquida Ativa ("a receber") de R\$ 614,4 milhões em relação ao saldo de CVA Líquida Passiva de R\$ 95,1 milhões em 31 de dezembro de 2017, fruto principalmente dos maiores custos com aquisição de energia.

8

ENDIVIDAMENTO

A Companhia registrou em 31 de dezembro de 2018 uma dívida bruta¹², incluindo as obrigações com fundo de pensão, de R\$ 5.329,1 milhões, montante 12,6% maior em relação a 2017, de R\$ 4.733,8 milhões. As disponibilidades somaram R\$ 941,4 milhões em 2018, ante R\$ 601,3 milhões no ano anterior, um aumento de R\$ 340,2 milhões, ou 56,6%.

Dessa forma, a dívida líquida da Companhia totalizou R\$ 4.387,7 milhões em 31 de dezembro de 2018, um aumento de R\$ 255,2 milhões em relação ao saldo de R\$ 4.132,5 milhões do ano anterior. Esse aumento deve-se principalmente a: (i) emissões no valor total de R\$ 3.460,7 milhões no período, com destaque para a 23ª Debênture no valor de R\$ 3.000,0 milhões, e (ii) amortizações e pagamento de juros (principalmente Debêntures, CCB, FINEM), no total de R\$ 2.879,7 milhões¹³ no período, compensando (iii) o aumento nas disponibilidades citado anteriormente.

A variação das disponibilidades deve-se, principalmente, a capitalização realizada no 3T18, no valor de R\$ 1.500,0 milhões, parcialmente compensados por maiores gastos com compra de energia e maiores investimentos.

Destaca-se no 4T18 o pré-pagamento dos FINEMs (1º, 2º, 3º e 4º protocolos) e de CCB, no valor de R\$ 524,6 milhões de reais. Tais pré-pagamentos em conjunto com os resgates antecipados realizados no 3T18 no valor de R\$ 1.884,9 milhões e com a emissão da 23ª Emissão de Debêntures no valor de R\$ 3.000 milhões em setembro de 2018, fazem parte da estratégia financeira de alongamento de prazo e redução de custo das dívidas da Enel Distribuição São Paulo.

Importante notar que em 31 de dezembro de 2017, a Companhia adotava critério distinto de apuração da sua alavancagem em relação ao atualmente publicado. Este critério foi modificado a partir da emissão da 23ª Debênture, cujos termos estão alinhados ao praticado pelo Grupo Enel. Nesse sentido apresentamos na tabela abaixo uma visão comparativa, considerando o critério contábil atual (4T18 e 4T17 rerepresentado), refletindo as reclassificações e adoções de CPCs realizadas ao longo de 2018, e o critério contábil vigente a época da divulgação dos resultados de 2017 (4T17 reportado).

Endividamento (R\$ mil)	4T18	4T17 Reapresentado	4T17 Reportado
Empréstimos, Financiamentos e Debêntures*	4.066.332	3.485.529	3.569.012
Fundo de Pensão	1.262.800	1.248.228	1.248.228
(-) Disponibilidades**	-941.434	-601.277	-601.277
Dívida Líquida	4.387.698	4.132.480	4.215.963
EBITDA (12 meses)	1.101.183	1.484.766	1.062.200
PECLD e Contingências	334.829	265.198	-
Despesa com Fundo de Pensão (12 meses)	20.680	18.394	392.715
EBITDA Ajustado (12 meses)	1.456.692	1.768.358	1.454.915
Dívida Líquida/EBITDA Ajustado	3,01	n/a	2,90

* Não considera arrendamento financeiro (totalizando R\$ 78,9 milhões em 31 de dezembro de 2018 e R\$ 83,5 milhões em 31 de dezembro de 2017 com valores reapresentados) ** Caixa, equivalentes de caixa e investimentos de curto prazo

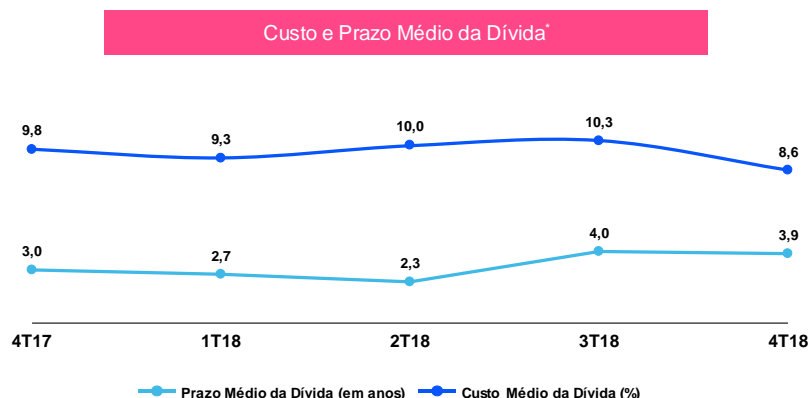
¹² Dívida Bruta corresponde ao somatório dos empréstimos, financiamentos, e debêntures de curto e longo prazo, além do saldo devedor com o fundo de pensão de R\$ 1.262,8 milhões em 31 de dezembro de 2018 (não considerando o efeito líquido de ganhos/perdas atuariais no montante de R\$ 2.537,0 milhões) e R\$ 1.248,2 milhões em 31 de dezembro de 2017 (não considerando o efeito líquido de ganhos/perdas atuariais no montante de R\$ 2.458,9 milhões).

¹³ O valor amortizado no exercício não considera os resgates antecipados 4ª Emissão de Notas Promissórias, da 22ª Emissão de Debêntures e do 3º e 4º Protocolos do FINEM, que foram emitidas em 2018

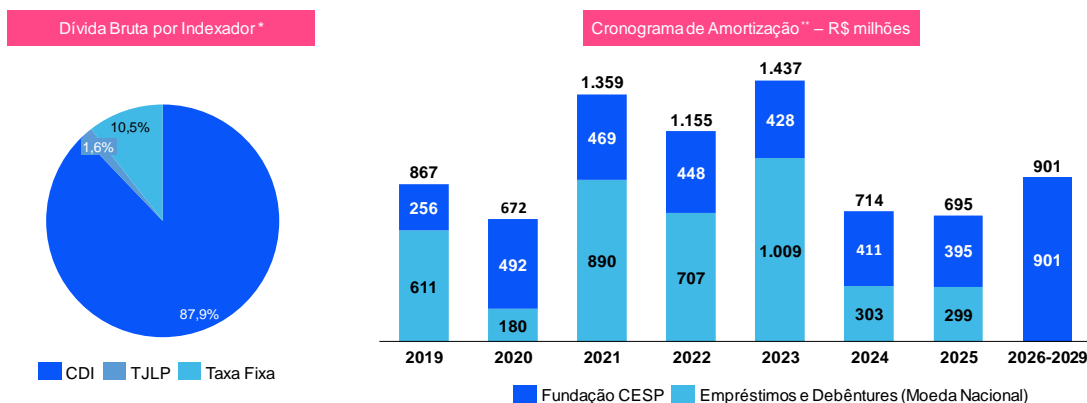
No 4T18, a dívida da Enel Distribuição São Paulo atrelada ao CDI¹⁴ foi de R\$ 3.573,0 milhões, maior do que o registrado no 4T17 de R\$ 3.132,0 milhões. No 4T18 o custo médio registrado foi de CDI + 1,01 % a.a. em comparação a CDI + 2,03 % a.a. do ano anterior, em função, principalmente, do menor custo das novas emissões e dos pagamentos de dívidas mais caras. O saldo da dívida atrelada aos demais índices¹⁵ no 4T18, é de R\$ 1.756,2 milhões ante R\$ 1.601,6 milhões registrados no 4T17.

O prazo médio¹⁶ da dívida no 4T18 era de 3,9 anos, patamar superior ao prazo de 3,0 anos do ano anterior, também explicado pelo resgate antecipado de dívidas com prazo menor e pela emissão da 23ª Emissão de Debêntures com prazo mais longo. Desconsiderando a dívida associada ao Fundo de Pensão, o prazo médio da dívida no 4T18 é de 3,6 anos, patamar superior ao prazo de 2,1 anos do 4T17.

A seguir, são apresentados a evolução do custo médio e prazo médio da dívida da Companhia, bem como a segregação da dívida bruta da Companhia por indexador e seu cronograma de amortização



* Prazo médio considera principal; custo médio considera principal e juros, inclui Fundação CESP (excluindo corredor).



* Referente a Empréstimos, Financiamentos e Debêntures e Custos a Amortizar ** Fluxo composto por amortização de principal, juros acumulados e custos a amortizar. Não considera arrendamento financeiro.

¹⁴ Dívida atrelada ao CDI compreende somatório de principal, encargos e custos a amortizar das debêntures, notas promissórias e cédulas de crédito bancário (CCB).

¹⁵ A dívida atrelada aos demais índices compreende o somatório do FINEM, FINEP, fundo de pensão (não considera efeito líquido de ganhos/perdas atuariais) e mútuo

¹⁶ Prazo médio considera principal e Fundação CESP (não considera efeito líquido de ganhos/perdas atuariais).

Rating da Companhia¹⁷

Escala	Ratings	Nacional	Internacional	Perspectiva
	Fitch	AAA	BBB- ¹ e BB+ ²	Estável
	S&P	AAA	BB+	Estável
	Moody's	Aaa	Ba1	Estável

Últimas atualizações: Fitch - jul/2018; S&P - nov/2018; Moody's - set/2018; 1- Moeda Local; 2 - Moeda Estrangeira

Cláusulas Restritivas ("Covenants")

Para efeito de cálculo dos covenants da Companhia, considera-se o saldo devedor com o fundo de pensão de R\$ 1.262,8 milhões em 31 de dezembro de 2018 (não considerando o efeito de perdas atuariais líquidas do plano de pensão, registradas em "outros resultados abrangentes" no montante de R\$ 2.537,0 milhões).

Na 23ª emissão de debêntures foi negociada uma cláusula de covenants diferente da condição até então utilizada. O objetivo da alteração foi padronizar os termos do índice financeiro às condições utilizadas pelo Grupo Enel. Em paralelo, a Companhia padronizou a redação da 14ª Emissão de debêntures de forma a manter apenas um índice financeiro.

Considerando o EBITDA previsto nos covenants dos últimos 12 meses findos em 31 de dezembro de 2018, a Enel Distribuição São Paulo apresentou indicador Dívida Líquida/EBITDA Ajustado de 3,01x.

O limite dos covenants válido para todas as dívidas da Companhia é: Dívida Líquida/EBITDA Ajustado não pode ser superior a 3,5x. Desta forma no 4T18, a Companhia estava dentro dos limites estabelecidos nos contratos de dívida.

Considerando o cálculo de covenants¹⁸ vigente no 4T17, a Companhia apresentou no fim de 2017 indicador Dívida Líquida/EBITDA Ajustado de 2,90x.

Investimentos

No 4T18, a Enel Distribuição São Paulo investiu R\$ 397,2 milhões, um aumento de 32,2% em comparação com 4T17, sendo R\$ 375,1 milhões realizados com recursos próprios e R\$ 22,1 milhões financiados pelos clientes.

No acumulado do ano, a Enel Distribuição São Paulo investiu R\$ 1.354,0 milhões, valor 32,0% maior quando comparado com o 2017, sendo R\$ 1.256,8 milhões realizados com recursos próprios e R\$ 97,1 milhões correspondem a projetos financiados pelos clientes, conforme detalhado na tabela a seguir.

Investimentos (R\$ mil)	4T18	4T17	Var. %	2018	2017	Var. %
Manutenção	206.526	172.955	19,4%	603.205	487.217	23,8%
Crescimento	138.142	54.687	152,6%	510.915	290.716	75,7%
Novas Conexões	30.435	36.821	-17,3%	142.669	133.222	7,1%
Financiado pela Companhia	375.103	264.464	41,8%	1.256.789	911.156	37,9%
Financiado pelo Cliente	22.087	36.014	-38,7%	97.145	114.872	-15,4%
Total	397.190	300.477	32,2%	1.353.935	1.026.028	32,0%

Principais investimentos no 4T18 e 2018

Manutenção

No 4T18, foi investido R\$ 206,5 milhões, 19,4% superior ao investido no 4T17 (R\$ 173,0 milhões), a destacar:

¹⁷ Quadro considera ratings válidos em 31 de Dezembro de 2018. Em 20 de fevereiro de 2019 a empresa de rating S&P retirou seus ratings de crédito atribuídos a Companhia.

¹⁸ O EBITDA ajustado correspondia 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".

- I. implantação das novas subestações ETSD¹⁹ São Lourenço com 8 MVA de capacidade ao sistema elétrico, ETD²⁰ Alphaville 13,8 kV com 160 MVA, ETD Alphaville 34,5 kV com 96 MVA, ETD Batistini com 66 MVA e ETD Vila Mariana com 120 MVA;
- II. nova Subestação ETD Thomas Edison 34,5 kV com 96 MVA de capacidade ao sistema elétrico e ampliação das subestações ETD Gomes Cardim, ETD Miguel Paulista, ETD Morumbi, ETD São Bernardo do Campo, ETD Taboão da Serra e ETD Vila Ema.

O investimento em 2018, foi 23,8% superior comparado ao investido no 2017 (R\$ 487,2 milhões). Destaca-se o investimento de R\$ 14,3 milhões com a aquisição de 61 veículos caminhões e a implementação das novas subestações ETD Alphaville 13,8 kV com 160 MVA de capacidade ao sistema elétrico e ETD Vila Mariana com 120 MVA.

Crescimento

Investimentos focados na qualidade e confiabilidade da rede. Os investimentos totalizaram 138,1 milhões no 4T18, valor 152,6% superior ao investido no 4T17 (R\$ 54,7 milhões). Destaca-se no 4T18 os seguintes:

- I. foram realizadas 8,0 mil regularizações com emprego de medidor por meio de inspeções de fraude e a regularização de 2,7 mil conexões informais;
- II. investimentos de R\$ 20 milhões em rede compacta, com 78,4 km instalados e investimento de R\$13,8 milhões em reforma de rede secundária;
- III. implantação das novas subestações ECD²¹ Aldeia da Serra com 12 MVA, ECD Parque dos Lagos com 20 MVA e ECD Roselândia com 20 MVA.

No acumulado, foram investidos R\$ 510,9 milhões, 75,7% superior comparado ao acumulado de 2017 (R\$ 290,7 milhões). Destacam-se os investimentos de rede compacta (R\$ 98,3 milhões), com mais de 388 km instalados, investimento de R\$ 32 milhões em reforma de rede secundária e a Implantação das novas subestações ECD Aldeia da Serra com 12 MVA, ECD Parque dos Lagos com 20 MVA e ECD Roselândia com 20 MVA.

Novas Conexões

No 4T18, foram investidos R\$ 30,4 milhões e no acumulado de 2018 R\$ 142,7 milhões, 7,1% superior comparado com o acumulado de 2017 (R\$ 133,2 milhões). Destacam-se a realização de 275 mil novas conexões de clientes e o investimento de R\$ 49,3 milhões em serviços técnicos comerciais.

Financiados pelo Cliente

Os investimentos no 4T18 totalizaram R\$ 22,1 milhões, valor 38,7% inferior ao investido no 4T17 (R\$ 36,0 milhões) e nos 2018 15,4% inferior ao investido em 2017 (R\$ 114,9 milhões), reflexo de demanda inferior de projetos para atendimento aos clientes.

Plano de Investimento – 2018 até 2022

A Companhia pretende investir, entre recursos financiados pela Companhia e pelos clientes, R\$ 5,7 bilhões no período de 2018 até 2022, principalmente na qualidade de rede e preservação de ativos para garantir a distribuição de energia e melhorar os indicadores de qualidade.

Investimentos estimados* (R\$ milhões)	2018	2018e	2019e	2020e	2021e	2022e
Financiado pela Companhia	1.256,8	1.228,8	777,8	1.032,1	1.085,4	1.217,5
Recursos Financiados pelos clientes	97,1	94,3	109,8	63,2	53,2	56,5
Total	1.354,0	1.323,1	887,7	1.095,3	1.138,7	1.274,0

* em termos nominais

e=estimado

¹⁹ Estação Transformadora Subterrânea de Distribuição

²⁰ Estação Transformadora de Distribuição

²¹ Estação Compacta de Distribuição

FLUXO DE CAIXA²²

Fluxo de Caixa (R\$ mil)	4T18	4T17	Var.	2018	2017	Var
Saldo inicial de caixa	1.332.871	1.065.720	267.150	601.276	1.067.631	- 466.355
Geração de Caixa Operacional	314.841	-196.626	511.467	355.384	1.115.013	- 759.629
Investimentos	-329.534	-236.201	93.333	-1.223.193	-1.036.373	- 186.820
Despesas Financeiras e Amortizações Líquidas*	-362.931	14.775	377.706	124.935	-160.113	285.048
Despesas com Fundo de Pensão	0	-97.019	97.019	-346.319	-428.299	81.980
Tributos**	0	-1	0	-11.436	-1.856	- 9.581
Caixa restrito e/ou bloqueado	-13.812	73.037	86.849	-57.252	67.682	- 124.933
Caixa Livre	- 391.437	- 442.035	50.598	- 1.157.882	- 443.946	- 713.935
Pagamentos de Dividendos e JSCP	0	-22.409	22.408	-1.961	-22.409	20.447
AFAC	0	0	-	1.500.000	0	1.500.000
Saldo Final de Caixa	941.433	601.276	340.157	941.433	601.276	340.157

* Despesa Financeira e Amortizações Líquidas de juros da dívida, comissões de fiança/seguro garantia, líquido de rendimento das aplicações financeiras e ingressos de novos empréstimos e financiamentos, amortizações e custos de estruturação; ** Inclui imposto de renda e IOF sobre captação de dívida.

No 4T18, a Companhia registrou uma geração de caixa operacional positiva de R\$ 314,8 milhões, desempenho R\$ 511,5 milhões superior ao apresentado no 4T17. Esse aumento, em comparação ao mesmo período do ano anterior, se deve, principalmente, aos fatores abaixo:

- I. aumento na arrecadação, devido, sobretudo, (i) ao reajuste anual ocorrido em julho de 2018; (ii) à regularidade dos repasses relativo ao subsídio de baixa renda; e (iii) ao adicional de bandeira tarifária vermelha patamar 2. Ainda, a redução do PLD médio do segundo semestre de 2018 contribuiu para a redução das despesas com compra de energia. Essas melhoras foram parcialmente compensadas por:
- II. maior desembolso com encargos em razão, principalmente, (i) do aumento do dispêndio com ICMS e PIS/COFINS; e (ii) do aumento de quotas de CDE.

O saldo de movimentações com despesas financeiras e amortizações líquidas apresentou variação negativa no comparativo do 4T18 versus 4T17, em função do maior volume de amortizações devido à estratégia de *Liability Management*. Destaca-se, nesse cenário, a liquidação antecipada dos quatro protocolos do FINEM e o *Intercompany* de R\$ 420 milhões realizado em dezembro.

A movimentação positiva com despesas com Fundo de Pensão ocorreu em função da alteração da periodicidade do fluxo de pagamentos do último trimestre do exercício de 2018, sendo o pagamento do referido período realizado em janeiro de 2019.

No acumulado do ano, a Companhia registrou redução de R\$ 759,6 milhões na geração de caixa operacional quando comparada com o ano de 2017 devido, principalmente:

- I. efeito negativo decorrente dos gastos elevados com compra de energia em razão, essencialmente, (i) da elevação dos custos com uso da rede básica; (ii) dos custos com Angra e quotas. Além disso, pode-se ressaltar o aumento do pagamento dos encargos de CDE e de ICMS e PIS/Cofins; (iii) do aumento do dólar, impactado no pagamento à Itaipu; esses custos foram parcialmente compensados por:
- II. aumento de arrecadação, quando comparado com o ano de 2017, devido (i) ao reajuste tarifário de 2018, (ii) à regularização dos repasses relativo ao subsídio de baixa renda e (iii) ao adicional da bandeira tarifária vermelha patamar 2, conforme mencionado acima.

O saldo de movimentações com despesa financeira e amortizações líquidas apresentou variação positiva no ano de 2018 comparado com 2017, em função do maior volume de captações no período, refletindo a estratégia de perfilamento das dívidas, que buscou o alongamento de prazo e a redução de custos.

A movimentação positiva com despesas com Fundo de Pensão ocorreu em função da alteração da periodicidade do fluxo de pagamentos do último trimestre do exercício de 2018, sendo o pagamento do referido período realizado em janeiro de 2019.

Por fim, em vista do cenário destacado acima, o saldo final de caixa totalizou R\$ 941,4 milhões no ano de 2018, comparado com R\$ 601,3 milhões em 2017.

²² Considera fluxo de caixa direto e gerencial. Para fluxo de caixa indireto, ver Anexo "Fluxo de Caixa Indireto".

Composição da Diretoria Estatutária

- Max Xavier Lins - Diretor-Presidente
- Monica Hodor - Diretora Vice-Presidente e de Relações com Investidores
- Sidney Simonaggio - Diretor Vice-Presidente de Relações Externas
- Rosario Zaccaria - Diretor Vice-Presidente de Operações
- Carlos Ewandro Naegele Moreira - Diretor Vice-Presidente de Recursos Humanos
- Déborah Meirelles Rosa Brasil – Diretora Vice-Presidente de Assuntos Legais, Compliance e Auditoria Interna

Composição do Conselho de Administração

- Britaldo Pedrosa Soares - Presidente
- Nicola Cotugno - Vice-Presidente
- Antonio Basilio Pires de Carvalho Albuquerque
- Aurélio Ricardo Bustilho de Oliveira
- Bernardino Jesus Brito
- Guilherme Gomes Lencastre
- Hélio Lima Magalhães - Independente
- Márcia Sandra Roque Vieira
- Ana Marta Horta Veloso - Independente

Composição do Conselho Fiscal

- Mario Daud Filho – Chairman
- Newton Akira Fukumitsu
- Maria Carmen Westerlund Montera
- Wilton de Medeiros Daher
- Lousi Barsi

Comitê de Auditoria

- Mário Shinzato - Presidente do Comitê
- Britaldo Pedrosa Soares
- Ana Marta Horta Veloso

Contador Responsável

- Renato Resende Paes - CRC - SP308201

Relações com Investidores - (11) 2195 7048 / ri.eletropaulo@enel.com

- **Diretora Vice-Presidente e de Relações com Investidores**
Monica Hodor
- **Diretora de RI**
Isabela Klemes Taveira – (11) 2195 2212 / isabela.taveira@enel.com
- **Gerente de RI**
Daniel Spencer Pioner – (11) 2195 2799 / daniel.spencer@enel.com
- **Equipe de RI**
Isabella Rodrigues de Melo – (11) 2195 4806 / isabella.melo@enel.com
João Pedro Paschoal – (11) 2195 7221 / joao.paschoal@enel.com
Ricardo Borges Medeiros – (11) 2195 7868 / ricardo.borges@enel.com

Receita Operacional

Demonstrativo de Resultado (R\$ mil)	4T18	4T17	Var. %	2018	2017	Var. %
Receita Operacional Bruta	6.034.911	5.852.867	3,1%	24.097.525	21.576.085	11,7%
Residencial	2.683.680	2.373.424	13,1%	10.014.160	9.121.123	9,8%
Industrial	480.045	448.485	7,0%	1.758.460	1.702.529	3,3%
Comercial	1.657.934	1.497.553	10,7%	6.080.785	5.689.102	6,9%
Rural	2.099	1.814	15,7%	7.693	5.710	34,7%
Poder Público	167.720	154.191	8,8%	614.773	580.172	6,0%
Iluminação Pública	75.559	67.760	11,5%	281.786	261.084	7,9%
Serviço Público	66.008	58.238	13,3%	234.744	239.386	-1,9%
Disponibilização do sistema de transmissão e distribuição - TUSD (Cativo)	-2.000.916	-1.705.950	17,3%	-7.383.039	-6.993.958	5,6%
Fornecimento de Energia	3.132.129	2.895.515	8,2%	11.609.362	10.605.148	9,5%
Não faturado	-4.009	63.903	-106,3%	127.270	44.364	186,9%
Disponibilização do sistema de transmissão e distribuição - TUSD (Livre)	316.059	231.500	36,5%	1.075.365	984.913	9,2%
Disponibilização do sistema de transmissão e distribuição - TUSD (Cativo)	2.000.916	1.705.950	17,3%	7.383.039	6.993.958	5,6%
(-) DIC/FIC/DMIC/DICRI - TUSD Consumidores cativos e livres	-7.052	-10.743	-34,4%	-33.260	-85.320	-61,0%
Energia no curto prazo	61.942	20.801	197,8%	442.451	170.087	160,1%
Receita de construção	303.701	302.561	0,4%	1.266.166	1.035.001	22,3%
Aluguel de Poste	33.250	32.626	1,9%	132.975	130.002	2,3%
Receitas com partes relacionadas	191	463	-58,7%	1.423	2.181	-34,8%
Outras receitas	6.345	7.333	-13,5%	23.951	28.718	-16,6%
Outras receitas originadas de contratos com clientes	2.711.343	2.354.394	15,2%	10.419.380	9.303.904	12,0%
Subvenção de recursos da CDE	93.979	91.140	3,1%	362.801	321.123	13,0%
Ativo e passivo financeiro setorial	82.325	486.088	-83,1%	1.584.689	1.216.152	30,3%
Atualização do ativo financeiro da concessão	15.135	25.545	-40,8%	121.293	51.912	133,7%
Ressarcimento - ônus de acordos bilaterais	0	185	-100,0%	0	77.846	-100,0%
Outras Receitas	191.439	602.958	-68,3%	2.068.783	1.667.033	24,1%
ICMS	-1.022.826	-919.538	11,2%	-3.805.592	-3.567.777	6,7%
Encargos do Consumidor	-1.055.157	-922.646	14,4%	-3.771.199	-3.171.295	18,9%
PROINFA	-21.614	-20.210	6,9%	-83.376	-85.436	-2,4%
Eficiência Energética, P&D, FNDCT e EPE	-30.996	-31.699	-2,2%	-129.912	-118.625	9,5%
CDE	-838.987	-561.940	49,3%	-2.848.952	-2.255.194	26,3%
Bandeira Tarifária (CCRBT)	-163.560	-308.797	-47,0%	-708.959	-712.040	-0,4%
Outros (PIS, Cofins e ISS)	-505.391	-484.425	4,3%	-2.017.729	-1.739.942	16,0%
Taxa de Fiscalização da Aneel	-3.433	-3.150	9,0%	-13.166	-13.899	-5,3%
Dedução do Resultado Bruto	-2.586.807	-2.329.759	11,0%	-9.607.686	-8.492.913	13,1%

Demonstração de Resultados

Demonstrativo de Resultado (R\$ mil)	4T18	4T17	Var. %	2018	2017	Var. %
Receita Operacional Líquida	3.448.104	3.523.108	-2,1%	14.489.839	13.083.172	10,8%
Custos e Despesas Operacionais	-3.374.532	-3.302.683	2,2%	-13.947.543	-12.122.460	15,1%
Parcela A	-2.208.426	-2.411.693	-8,4%	-9.909.381	-8.747.562	13,3%
Energia Elétrica Comprada para Revenda	-1.784.564	-2.137.780	-17,1%	-8.330.327	-7.803.282	6,8%
Encargos Uso Rede Elétrica e Transmissão	-423.862	-273.913	54,7%	-1.579.054	-944.280	67,2%
Despesas Operacionais	-1.166.106	-890.990	30,9%	-4.038.162	-3.374.898	19,7%
Pessoal	-378.960	-211.046	79,6%	-1.016.067	-821.900	23,6%
Entidade de Previdência Privada	-5.271	-5.238	0,6%	-20.680	-18.394	12,4%
Serviços de Terceiros	-139.097	-144.070	-3,5%	-596.880	-563.412	5,9%
Materiais	-17.567	-13.847	26,9%	-71.705	-61.455	16,7%
PECLD	84.729	-56.769	-249,3%	-57.422	-219.369	-73,8%
(Provisão) Reversão para contingências	-207.574	-12.462	1565,7%	-277.407	-45.829	505,3%
Outros custos	-53.874	-9.031	496,5%	-172.948	-85.484	102,3%
Custo de construção	-303.701	-302.561	0,4%	-1.266.166	-1.035.001	22,3%
Depreciação e Amortização	-144.791	-135.966	6,5%	-558.887	-524.054	6,6%
EBITDA	218.363	356.391	-38,7%	1.101.183	1.484.766	-25,8%
<i>Margem EBITDA (%)</i>	<i>6,3%</i>	<i>10,1%</i>	<i>-37,4%</i>	<i>7,6%</i>	<i>11,3%</i>	<i>-33,0%</i>
EBIT	73.572	220.425	-66,6%	542.296	960.712	-43,6%
<i>Margem EBIT</i>	<i>2,1%</i>	<i>6,3%</i>	<i>-65,9%</i>	<i>3,7%</i>	<i>7,3%</i>	<i>-49,0%</i>
Resultado Financeiro	-300.416	-1.706.895	-82,4%	-991.115	-2.273.668	-56,4%
Receita Financeira	68.614	39.290	74,6%	176.357	237.414	-25,7%
Renda de aplicações financeiras	9.758	8.446	15,5%	44.452	60.481	-26,5%
Atualização monetária sobre contas de energia elétrica em atraso	25.673	18.727	37,1%	87.781	69.748	25,9%
Subvenções governamentais	1.151	1.104	4,3%	4.916	4.119	19,3%
Atualização de créditos tributários	13	121	-89,3%	1.235	1.479	-16,5%
Atualização monetária dos depósitos judiciais	6.460	3.809	69,6%	23.412	30.959	-24,4%
Atualização monetária - PIS/COFINS sobre ICMS-ST - clientes ACL	0	832	-100,0%	0	43.363	-100,0%
Atualização monetária do ativo e passivo financeiro setorial	21.089	0	0,0%	35.319	0	0,0%
Precatórios judiciais - juros e atualização monetária	19	356	-94,7%	473	1.880	-74,8%
Outras Receitas s Financeiras - partes relacionadas	115	103	11,7%	115	401	-71,3%
ICMS - compra de créditos	10.195	2.293	344,6%	10.195	2.293	344,6%
PIS e Cofins sobre receita financeira	-2.318	0	0,0%	-52.153	0	0,0%
Outras receitas financeiras	-3.541	3.499	-201,2%	20.612	22.691	-9,2%
Despesa Financeira	-368.814	-1.746.352	-78,9%	-1.168.403	-2.511.185	-53,5%
Encargo de dívidas - empréstimos e debêntures em moeda nacional	-92.544	-87.655	5,6%	-429.953	-420.962	2,1%
Encargo de dívidas - Mútuo - Partes relacionadas	-873	0	0,0%	-873	0	0,0%
Subvenções governamentais	-1.164	-1.104	5,4%	-4.916	-4.119	19,3%
Atualização monetária de P&D e eficiência energética	-2.057	-2.033	1,2%	-7.903	-11.604	-31,9%
Juros capitalizados transferidos para o intangível em curso	3.214	2.208	45,6%	12.077	11.892	1,6%
Cartas de fiança e seguros garantia	-12.661	-11.797	7,3%	-48.577	-50.610	-4,0%
Atualização monetária de processos judiciais e outros	-141.785	-10.489	1251,7%	-196.469	-49.773	294,7%
Atualização monetária - Energia livre	-1.695	-1.762	-3,8%	-7.098	-9.484	-25,2%
Atualização monetária do ativo e passivo financeiro setorial líquido	0	-18.415	-100,0%	0	-66.185	-100,0%
Provisão Acordo Eletrobras	0	-1.500.000	-100,0%	0	-1.500.000	-100,0%
Atualização Acordo Eletrobras	-28.113	-8.312	238,2%	-101.444	-8.312	1120,4%
Custo dos juros (líquidos) do plano de pensão	-87.481	-93.581	-6,5%	-349.942	-374.321	-6,5%
Outras despesas financeiras	-3.656	-13.412	-72,7%	-33.305	-27.707	20,2%
Variação Cambial Itaipu	-216	167	-229,6%	931	103	803,9%
Lucro Antes de Imposto de Renda	-226.846	-1.486.470	-84,7%	-448.819	-1.312.956	-65,8%
Imposto de Renda e Contribuição Social	69.845	511.016	-86,3%	133.558	436.400	-69,4%
Lucro (Prejuízo) Líquido do Período	-157.001	-975.454	-83,9%	-315.261	-876.556	-64,0%

Balanco Patrimonial – Ativo

Balanco Patrimonial (R\$ mil)	4T18	4T17
Ativo Total	18.554.580	16.087.314
Ativo Circulante	5.860.815	4.450.073
Caixa e equivalentes de caixa	936.678	597.447
Investimentos de curto prazo	4.756	3.830
Consumidores, revendedores e outros	2.323.574	2.058.670
Imposto de renda e contribuição social compensáveis	23.293	32.126
Outros tributos compensáveis	129.414	89.512
Contas a receber - acordos	192.431	124.187
Outros créditos	227.827	346.427
Almoxarifado	31.465	30.182
Serviços em curso	139.003	154.032
Despesas pagas antecipadamente	43.140	37.067
Ativo financeiro setorial	1.809.234	976.593
Ativo Não Circulante	12.693.765	11.637.241
Consumidores, revendedores e outros	25.058	13.380
Outros tributos compensáveis	84.967	62.244
Tributos e contribuições sociais diferidos	2.159.671	1.998.433
Cauções e depósitos vinculados	539.358	532.495
Contas a receber - acordos	10.882	11.657
Outros créditos	47.308	46.762
Ativo Contratual	634.918	528.151
Ativo financeiro da concessão	3.795.279	3.011.833
Ativo financeiro setorial	836.557	761.167
Investimento	45.377	44.049
Imobilizado, líquido	66.329	72.762
Intangível	4.448.061	4.554.308

Balanco Patrimonial – Passivo

Balanco Patrimonial (R\$ mil)	4T18	4T17
Passivo Total e Patrimonio Líquido	18.554.580	16.087.314
Passivo Circulante	5.455.867	5.545.424
Fornecedores	1.625.422	1.789.718
Empréstimos e financiamentos	437.652	461.099
Debêntures	239.953	534.728
Arrendamento financeiro	31.254	30.616
Subvenções governamentais	4.083	4.916
IRCS a pagar	0	0
Outros tributos a pagar	497.503	452.952
Dividendos e JSCP a pagar	358	2.046
Obrigações sociais e trabalhistas	190.358	119.379
Encargos setoriais	404.688	450.965
Obrigações com benefícios pós-emprego	11.160	0
Provisão para processos judiciais e outros	520.852	481.893
Reserva de Reversão	7.342	0
Outras obrigações	255.919	258.807
Passivo financeiro setorial	1.229.323	958.305
Passivo Não Circulante	10.217.733	8.790.052
Empréstimos e financiamentos	55.717	473.056
Debêntures	3.333.010	2.016.646
Arrendamento financeiro	47.602	52.867
Subvenções governamentais	8.488	12.570
Obrigações com benefícios pós-emprego	3.895.506	3.707.100
Provisão para processos judiciais e outros	1.965.093	1.546.924
Encargos setoriais	38.689	30.868
Obrigações sociais e trabalhistas	401	937
Reserva de reversão	51.399	66.085
Outras obrigações	19.802	8.453
Passivo financeiro setorial, líquido	802.026	874.546
Patrimonio Líquido	2.880.980	1.751.838
Capital social	2.823.486	1.323.486
Reserva de capital	691.470	693.338
Ações em Tesouraria	-49.236	-49.236
Outros resultados abrangentes/ajustes de avaliação patrimonial	-781.506	-646.685
Reserva de lucros:	0	0
Reserva legal	196.766	248.984
Reserva estatutária	0	238.545
Lucros (prejuízos) acumulados	0	-56.594

Fluxo de Caixa Indireto

Fluxo de Caixa Indireto (R\$ Mil)

Atividades operacionais:	4T18	4T17
Prejuízo líquido do exercício	-315.261	-876.556
Ajustes para conciliar o prejuízo líquido do exercício com o caixa das atividades operacionais:		
Depreciação e amortização	558.887	524.054
Variações monetárias	7.146	11.991
Atualização do ativo financeiro da concessão	-121.293	-51.912
Perda esperada com créditos de liquidação duvidosa	79.899	260.607
Provisão para processos judiciais e outros, líquida	450.912	82.462
Provisão acordo Eletrobras	0	1.499.138
Atualização acordo Eletrobras	101.443	0
Custo de empréstimos e debêntures (encargos de dívidas)	407.117	409.094
Benefícios pós-emprego	478.773	389.312
Receita de aplicação financeira em investimentos de curto prazo	-834	-2.613
Baixa de ativo financeiro, intangível da concessão e imobilizado	74.948	6.522
Tributos e contribuições sociais diferidos	-133.558	-436.402
Ações e opções de ações outorgadas	-1.868	886
Redução (aumento) dos ativos:		
Ativo financeiro setorial	-908.031	25.955
Contas a Receber	-421.112	-312.735
Tributos Compensáveis	-47.749	-55.253
Outros Créditos	61.080	14.472
Outros Efeitos	7.673	43.080
Aumento (redução) dos passivos:		
Contas a Pagar	-174.490	73.346
Passivo financeiro setorial	198.498	-199.523
Obrigações Sociais, Trabalhistas e Outras	74.644	19.706
Tributos a Pagar	44.551	-49.654
Pagamento de juros (encargos de dívidas), deduzido dos juros capitalizados	-320.347	-377.539
Pagamento de imposto de renda e contribuição social	-15.272	-15.656
Pagamento de obrigações com benefícios pós-emprego	-360.616	-450.413
Pagamento de processos judiciais e outros	-131.403	-102.495
Juros resgatados de investimentos de curto prazo	0	6.849
Atividades de investimentos:		
Adições para ativo contratual, financeiro e intangível da concessão	-1.353.935	-1.106.051
Consumidores participação financeira	65.706	107.313
Investimentos, líquidos	70.199	-10.715
Atividades de financiamentos:		
Financiamentos, líquidos	502.292	259.306
Pagamento de obrigações por arrendamento financeiro	-37.080	-31.784
Aumento de capital	1.500.000	0
Recompra de ações - direito de retirada (migração novo mercado)	0	-49.236
Dividendos e juros sobre capital próprio pagos	-1.688	-20.679
Variação no caixa líquido da Companhia	339.231	-415.123
Saldo inicial de caixa e equivalentes de caixa	597.447	1.012.570
Saldo final de caixa e equivalentes de caixa	936.678	597.447

ABRADEE – Associao Brasileira de Distribuidores de Energia Eltrica.

ACL – Ambiente de Contratao Livre. Segmento do mercado no qual se realizam as operaes de compra e venda de energia eltrica, objeto de contratos bilaterais livremente negociados, conforme regras e procedimentos de comercializao especficos.

ACR – Ambiente de Contratao Regulada. Segmento do mercado no qual se realizam as operaes de compra e venda de energia eltrica entre agentes vendedores e agentes de distribuio. As operaes so precedidas de licitao, ressalvados os casos previstos em lei, conforme regras e procedimentos de comercializao especficos.

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

ANEEL – Agncia Nacional de Energia Eltrica: autarquia sob regime especial, que tem por finalidade regular e fiscalizar a produo, transmisso, distribuio e comercializao de energia eltrica, zelando pela qualidade do servio prestado, pelo trato isonmico dispensado aos usurios e pelo controle da razoabilidade das tarifas cobradas aos clientes, preservando, sempre, a viabilidade econmica e financeira dos agentes e da indstria.

Baixa Tenso - Unidade Consumidora atendida com tenso nominal igual ou inferior a 1kV.

BRR - Base de Remunerao Regulatria.

CAPEX – Capital Expenditures, em portugus, despesas de capital ou investimento em bens de capital.

CCEE – Cmara de Comercializao de Energia Eltrica. Pessoa jurdica de direito privado, sem fins lucrativos. Atua sob autorizao do Poder Concedente e da regulao e fiscalizao da ANEEL, com a finalidade de viabilizar as operaes de compra e venda de energia eltrica entre os agentes da CCEE, restritos ao Sistema Interligado Nacional (“SIN”).

CCRBT – Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeira Tarifria.

CDE – Conta de Desenvolvimento Energtico. É usada para promover a competitividade da energia eltrica produzida por usinas que utilizam fontes alternativas: elicas, pequenas centrais hidreltricas, biomassa, carvo mineral nacional, etc. Parte dos recursos provenientes da Conta tambm é repassada para a universalizao da energia eltrica no Pas. O custo da CDE é rateado por todos os clientes atendidos pelo Sistema Interligado. Os clientes dos Sistemas Isolados esto isentos desse custo.

CDI (Certificado de Depsito Interbancrio) – Certificado de Depsito Interbancrio. Taxa de referncia no mercado de juros, originada da mdia negociada entre instituies financeiras.

Clientes Livres – So clientes de energia que, de acordo com a Lei 9.074, de julho de 1995, e Resoluo ANEEL 264, de 13 de agosto de 1998, podem optar por comprar energia de qualquer distribuidor/ comercializador, negociando livremente o preo e durao do fornecimento de energia eltrica, conforme legislao e regulamentos especficos.

Contrato bilateral – Instrumento jurdico que formaliza a compra e venda de energia eltrica entre agentes da CCEE, tendo por objeto estabelecer preos, prazos e montantes de suprimento em intervalos temporais determinados.

CONER – Conta de Energia de Reservas.

CPC – Comitê de Pronunciamentos Contbeis.

Covenants - Compromisso em um contrato de emisso de ttulos, restringindo determinadas situaes ou atividades com o objetivo de dar maior segurana ao financiador.

CVA – Conta de Compensao de Variao de Valores de Itens da Parcela A.

CVU – Custo Variável Unitrio. Representa o custo varivel da ltima usina despachada.

CVM – Comisso de Valores Mobilirios.

DEC – Durao Equivalente de Interrupo por Unidade Consumidora. Indica o nmero de horas, em mdia, que um cliente fica sem energia eltrica durante um perodo, geralmente mensal.

DIC – Durao de Interrupo Individual por Unidade Consumidora. Indica quanto tempo a unidade consumidora ou ponto de conexo ficou sem luz.

DMIC - Durao mxima de Interrupo. Tempo mximo de interrupo no fornecimento de energia eltrica em uma Unidade Consumidora.

DICRI – Durao da Interrupo individual ocorrida em dia Crítico. Indica o tempo em que a unidade consumidora ou ponto de conexo ficou sem luz, no dia em que a quantidade de ocorrncias é muito alta.

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

ESS – Encargos de Servios 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.

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

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

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

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

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

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

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

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.

ETD – Estação Transformadora de Distribuição

ETSD – Estação Transformadora Subterrânea de Distribuição

ECD – Estação Compacta de Distribuição

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.

RTP – Revisão Tarifária Periódica. Para a Enel Distribuição São Paulo, 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 Enel Distribuição São Paulo 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.



Earnings Release – 4T18/2018

Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A.

Enel Distribuição São Paulo

26 de fevereiro de 2019

LIMITAÇÃO DE RESPONSABILIDADE

Declarações contidas neste documento relativas a perspectivas dos negócios da Enel Distribuição São Paulo, 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.eneldistribuicaosp.com.br

ri.eletropaulo@enel.com

(11) 2195-7048