Divulgação de Resultados

Earnings Release 1T19

Enel Distribuição São Paulo

Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A.

24 de abril 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, 24 de abril 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 primeiro trimestre de 2019 ("1T19"). As informações financeiras e operacionais a seguir, exceto quando indicado de outra forma, são apresentadas de acordo com a legislação brasileira aplicável e vigente.

1 DESTAQUES

DESTAQUES NO PERÍODO

	1T19	1T18	Var. %	4T18	Var. % (1)
Volume de Energia - Venda e Transporte (GWh)	11.172.771	10.699.446	4,4%	10.628.011	5,1%
Receita Bruta (R$ mil)	5.822.036	5.204.818	11,9%	6.034.911	-3,5%
Receita Líquida (R$ mil)	3.467.915	3.201.892	8,3%	3.448.104	0,6%
EBITDA (R$ mil)	399.014	336.975	18,4%	218.363	82,7%
Margem EBITDA (%)	*11,5%*	*10,5%*	*9,3%*	*6,3%*	*81,7%*
Margem EBITDA ex-Receita de Construção (%)	*12,2%*	*11,5%*	*6,2%*	*6,9%*	*75,7%*
EBIT (R$ mil)	238.854	199.506	19,7%	73.572	224,7%
Margem EBIT (%)	*6,9%*	*6,2%*	*10,5%*	*2,1%*	*222,8%*
Lucro (Prejuízo) Líquido (R$ mil)	69.051	(5.437)	n.a	(157.001)	n.a
Margem Líquida (%)	*2,0%*	*-0,2%*	*n.a*	*-4,6%*	*n.a*
Margem Líquida ex-Receita de Construção (%)	*2,1%*	*-0,2%*	*n.a*	*-5,0%*	*n.a*
CAPEX (R$ mil)	220.336	266.310	-17,3%	397.190	-44,5%
DEC - horas (12 meses) (2)	7,94	9,70	-18,2%	7,18	10,6%
FEC - vezes (12 meses) (2)	4,55	5,50	-17,3%	4,39	3,6%
Índice de Arrecadação (12 meses)	100,3%	99,4%	0,9%	100,3%	0,0%
Perdas de Enegia (12 meses)	9,5%	9,6%	-1,0%	9,5%	0,0%
Nº de Consumidores (3)	7.245.012	7.207.935	0,5%	7.230.744	0,2%
Nº de Colaboradores Próprios (4)	6.827	7.437	-8,2%	7.277	-6,2%
MWh/Colaboradores Próprios e Terceiros	499	475	5,1%	469	6,4%
PMSO (5) /Consumidor	50,1	57,9	-13,5%	82,3	-39,1%
Consumidor/Colaboradores Próprios e Terceiros	324	320	1,1%	319	1,5%
Número Total de Colaboradores - Próprios e Terceiros	22.395	22.534	-0,6%	22.677	-1,2%

(1) Variação entre 1T19 e 4T18 |(2) Dados Preliminares| (3) Unidades Faturadas | (4) Número total excluindo menores aprendizes, estagiários e conselheiros | (5) PMSO: Pessoal, Material, Serviços e Outros

Operacional

- Redução de 18,2% do DEC[1] no 1T19 para 7,94 horas em comparação ao registrado no 1T18 (9,70 horas);
- Redução no FEC[1] de 17,3% no 1T19, totalizando 4,55 vezes, em comparação a 5,50 vezes registrado no 1T18, dentro do limite regulatório global de 5,14 vezes.
- Diminuição do patamar de perdas totais no comparativo entre períodos (9,5% no 1T19; 9,6[2]% no 1T18).

Mercado e Comercial

- Aumento do mercado total em 4,4% no 1T19 em comparação ao 1T18, com destaque para a expansão de 5,3% do mercado cativo, justificado principalmente pelas maiores temperaturas no período faturado e aumento do consumo médio;
- Aumento de despesas com PECLD em R$ 15,8 milhões, totalizando R$ 67,1 milhões no 1T19, mitigado pelos esforços da Companhia aplicados no combate a inadimplência;

Regulatório

- 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 equilibro econômico-financeiro da Companhia;
- No período de 4 de abril de 2019 a 17 de maio de 2019 ocorrerá Audiência Pública com o objetivo de apreciar e discutir, junto a sociedade e stakeholders, o 5º Ciclo de Revisão Tarifária da Companhia.

[1] Dados preliminares para o 1T19
[2] 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.

Financeiro

- EBITDA reportado de R$ 399,0 milhões no 1T19, aumento de 18,4% em relação aos R$ 337,0 milhões registrados no 1T18;
- Lucro líquido reportado de R$ 69,1 milhões no período, ante um prejuízo líquido reportado de R$ 5,4 milhões no 1T18;
- Relação de Dívida Líquida/EBITDA Ajustado[3] de 2,73x para a 14ª e 23ª emissão de debêntures e 2,65x para a 5ª emissão de Notas Promissórias ("NP") no 1T19, inferior ao limite de 3,5x, com prazo médio[4] de 3,4 anos no 1T19.

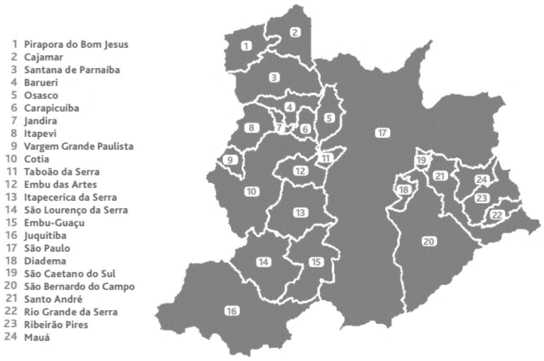
2 PERFIL CORPORATIVO

Área de Concessão

DADOS GERAIS

	1T19	1T18	Var. %
Área de Concessão (Km^2)	4.526	4.526	0,0%
Munícipios (Qtde.)	24	24	0,0%
Habitantes (Qtde.) (1)	18.046.018	17.891.734	0,9%
Consumidores (Unid.)	7.245.012	7.207.935	0,5%
Linhas de Distribuição (Km)	41.854	41.583	0,7%
Linhas de Transmissão (Kmc)	1.825	1.876	-2,7%
Subestações (Unid.)	162	156	3,8%
Volume de Energia 12 meses (GWh)	-	-	n.a
Marketshare no Brasil - Nº de Clientes (2)	8,79%	8,74%	0,5%
Marketshare no Brasil - Volume de Energia (3)	0,00%	0,00%	n.a

(1) Para ambos os trimestres foi utilizado o censo IBGE 2010 com projeção de população oficial
(2) Estimativa do número de Consumidores Brasil de acordo com ABRADEE
(3) Volume de Energia do Brasil de acordo com Empresa de Pesquisa Econômica - EPE



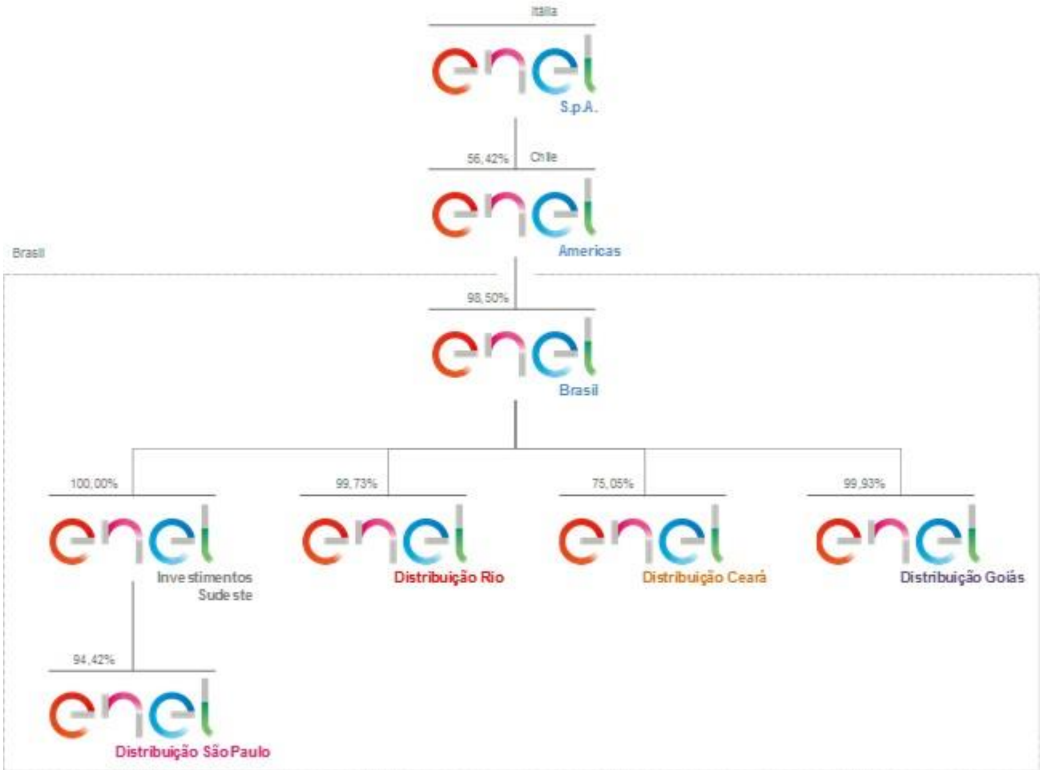
A Enel Distribuição São Paulo é uma Companhia de capital aberto e a maior distribuidora de energia elétrica do Brasil em volume de energia vendida, estando presente em 24 cidades da região metropolitana de São Paulo, incluindo a capital paulista, um dos principais centros econômico-financeiros do país. A área de concessão, de 4.526 km², concentra o maior PIB nacional e a mais alta densidade demográfica do país, com 1.601 unidades consumidoras faturadas por km².

Estrutura de Controle e Organograma Societário Simplificado

ESTRUTURA DE CONTROLE

	ON	%	TOTAL	%
Controladores	**189.323.545**	**94,42%**	**189.323.545**	**94,42%**
Enel Investimentos Sudeste S.A.	189.323.545	94,42%	189.323.545	94,42%
Não Controladores	**8.133.352**	**4,06%**	**8.133.352**	**4,06%**
Outros	8.133.352	4,06%	8.133.352	4,06%
Ações em Tesouraria	**3.058.154**	**1,52%**	**3.058.154**	**1,52%**
Total	**200.515.051**	**100,00%**	**200.515.051**	**100,00%**

[3] EBITDA Ajustado para fins de *covenants* da 14ª e 23ª Debêntures exclui despesas com PECLD, Contingências e Fundo de Pensão. Adicionalmente, para a 5ª NP, o cálculo do EBITDA Ajustado exclui perdas na desativação de bens e direitos.
[4] Prazo médio considera o principal e Fundação CESP (não considera efeito líquido de ganhos/perdas atuariais).



Mercado Bursátil

As ações da Companhia integram o Novo Mercado da B3 – Brasil, Bolsa e Balcão. As cotações de fechamento do período são apresentadas a seguir.

COTAÇÃO DE FECHAMENTO (R$/AÇÃO)

	1T19	1T18	Var. %	4T18	Var. % (1)
Ordinárias - ON (ELPL3)	**34,50**	**17,86**	**93,2%**	**31,30**	**10,2%**

(1) Variação entre 1T19 e 4T18

3 DESEMPENHO OPERACIONAL / COMERCIAL

Mercado de Energia

Crescimento do Mercado

NÚMERO DE CONSUMIDORES

	1T19	1T18	Var. %	4T18	Var. % (1)
Mercado Cativo	**7.243.660**	**7.206.703**	**0,5%**	**7.229.420**	**0,2%**
Residencial	6.795.158	6.756.603	0,6%	6.781.509	0,2%
Industrial	25.964	26.994	-3,8%	26.073	-0,4%
Comercial	403.599	403.018	0,1%	402.502	0,3%
Rural	564	498	13,3%	562	0,4%
Setor Público	18.375	19.590	-6,2%	18.774	-2,1%
Clientes Livres	**1.352**	**1.232**	**9,7%**	**1.324**	**2,1%**
Industrial	415	381	8,9%	409	1,5%
Comercial	890	812	9,6%	869	2,4%
Setor Público	40	39	2,6%	39	2,6%
Cias Energéticas (2)	7	-	n.a	7	0,0%
Total - Número de Consumidores (faturados)	**7.245.012**	**7.207.935**	**0,5%**	**7.230.744**	**0,2%**

(1) Variação entre 1T19 e 4T18 | (2) Número de consumidores considera Cias Energéticas a partir do 4T18

A Companhia encerrou o 1T19 com um incremento de 0,5% no número de unidades consumidoras faturadas em relação ao registrado no 1T18. Destaca-se o acréscimo na classe residencial convencional, com mais 38.555 novas unidades consumidoras faturadas.

Venda de Energia na Área de Concessão[5]

A venda de energia na área de concessão da Enel Distribuição São Paulo, conforme demonstrado na tabela a seguir, encerrou o 1T19 em 11.172,8 GWh, aumento de 4,4% em relação ao 1T18. Quando ajustado pelos dias de faturamento (-1,5 dia, o equivalente a +194,9GWh), o mercado total apresentaria um crescimento de 2,5% no período.

VENDA E TRANSPORTE DE ENERGIA (GWh)

	1T19	1T18	Var. %	4T18	Var. % (1)
Mercado Cativo	8.470	8.044	5,3%	7.982	6,1%
Clientes Livres (2)	2.703	2.656	1,8%	2.646	2,2%
Total - Venda e Transporte de Energia	**11.173**	**10.699**	**4,4%**	**10.628**	**5,1%**

(1) Variação entre 1T19 e 4T18 | (2) Considera suprimento para Cias Energéticas a partir do 4T18

Mercado Cativo

O mercado cativo somou 8.469,7 GWh no 1T19, o que correspondeu a um aumento de 5,3% comparado ao 1T18, em função principalmente das maiores temperaturas registradas no período de faturamento e aumento do consumo médio, com exceção da classe industrial. Ajustando-se o mercado no 1T18 pelos fatores: (i) migração do Ambiente de Contratação Regulada (“ACR”) para o Ambiente de Contratação Livre (“ACL”), com impacto desfavorável de 69,3 GWh; (ii) dias de faturamento a mais do 1T18 (2,2 dias, equivalentes a 199,4 GWh) e (iii) retorno de clientes ao ACR, com impacto favorável de 6,1 GWh, o mercado cativo no 1T19 teria um aumento de 3,5%.

VENDA E TRANSPORTE DE ENERGIA NO MERCADO CATIVO (GWh)

	1T19	1T18	Var. %	4T18	Var. %(1)
Residencial	4.220	3.997	5,6%	3.993	5,7%
Industrial	733	750	-2,3%	777	-5,6%
Comercial	2.881	2.681	7,5%	2.587	11,3%
Rural	8	8	8,8%	8	6,8%
Setor Público	627	608	3,1%	617	1,6%
Total - Venda de Energia no Mercado Cativo	**8.470**	**8.044**	**5,3%**	**7.982**	**6,1%**

(1) Variação entre 1T19 e 4T18

VENDA E TRANSPORTE DE ENERGIA PER CAPITA NO MERCADO CATIVO (KWh/CONSUMIDOR)

	1T19	1T18	Var. %	4T18	Var. % (1)
Residencial	621	592	5,0%	589	5,5%
Industrial	28.245	27.794	1,6%	29.791	-5,2%
Comercial	7.138	6.652	7,3%	6.428	11,0%
Rural	14.794	15.396	-3,9%	13.895	6,5%
Setor Público	34.124	31.039	9,9%	32.874	3,8%
Total - Venda per Capita no Mercado Cativo	**1.169**	**1.116**	**4,8%**	**1.104**	**5,9%**

(1) Variação entre 1T19 e 4T18

Clientes Livres

O mercado faturado dos clientes livres foi de 2.703,0 GWh no 1T19, um aumento de 1,8% quando comparado ao 1T18, reflexo, principalmente, da migração de clientes para o mercado livre. Desde o 1T18, entre migrações ao ACL e retornos ao ACR, foram adicionadas 123 unidades ao faturamento do ACL, totalizando 1.352 unidades no 1T19. Isso resultou em um acréscimo de 63,2 GWh nesse mercado que, descontado do mercado livre faturado no período, reflete uma queda de 0,6% no trimestre.

[5] Não Inclui Consumo Próprio

TRANSPORTE DE ENERGIA PARA OS CLIENTES LIVRES (GWh)

	1T19	1T18	Var. %	4T18	Var. % (1)
Industrial	1.226	1.287	-4,7%	1.323	-7,3%
Comercial	1.052	991	6,2%	929	13,2%
Setor Público (2)	425	378	12,3%	394	8,0%
Total - Transporte de Energia para os Clientes Livres	**2.703**	**2.656**	**1,8%**	**2.646**	**2,2%**

(1) Variação entre 1T19 e 4T18 | (2) Considera suprimentos para Cias Energéticas a partir do 4T18

VENDA E TRANSPORTE DE ENERGIA PER CAPTA PARA OS CLIENTES LIVRES (GWh/CONSUMIDOR)

	1T19	1T18	Var. %	4T18	Var. % (1)
Industrial	2.955	3.378	-12,5%	3.235	-8,7%
Comercial	1.182	1.220	-3,1%	1.069	10,6%
Setor Público (2)	9.044	9.703	-6,8%	8.560	5,7%
Média - Transporte per Capita para Clientes Livres	**1.999**	**2.156**	**-7,3%**	**1.998**	**0,0%**

(1) Variação entre 1T19 e 4T18 | (2) Considera suprimentos para Cias Energéticas a partir do 4T18

Compra de Energia

FONTES DE COMPRA DE ENERGIA (GWh)

	1T19	1T18	Var. %	4T18	Var. % (1)
Itaipu	2.107	2.154	-2,2%	2.208	-4,6%
Leilão (2)	7.278	7.126	2,1%	7.004	3,9%
Angra 1 e 2	397	402	-1,3%	411	-3,4%
Proinfa	185	190	-2,5%	220	-16,1%
Total - Compra de Energia	**9.967**	**9.872**	**1,0%**	**9.844**	**1,3%**

(1) Variação entre 1T19 e 4T18 | (2) Inclui Leilão CCEAR, Compra CCEE e Quotas de garantia física

BALANÇO DE ENERGIA (GWh)

	1T19	1T18	Var. %	4T18	Var. %(1)
Energia Consumida (GWh)	**11.173**	**10.699**	**4,4%**	**10.628**	**5,1%**
Residencial	4.220	3.997	5,6%	3.993	5,7%
Industrial	733	750	-2,3%	777	-5,6%
Comercial	2.881	2.681	7,5%	2.587	11,3%
Rural	8	8	8,8%	8	6,8%
Setor público	627	608	3,1%	617	1,6%
Clientes Livres	2.703	2.656	1,8%	2.646	2,2%
Perdas na Distribuição - Sistema Eletropaulo (GWh) (2)	1.127	1.143	-1,3%	1.127	0,0%
Perdas na Distribuição - Sistema Eletropaulo (%) (2)	9,2%	9,4%	-2,5%	9,5%	-2,9%

(1) Variação entre 1T19 e 4T18 | (2) A partir de 4T18, a metodologia de apuração de Perdas foi adequada aos padrões do Grupo Enel, retroagindo seus efeitos a partir de janeiro de 2018

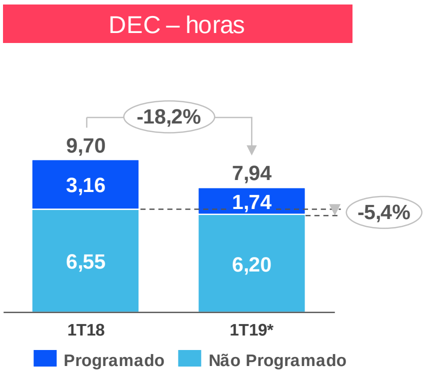
Indicadores Operacionais

INDICADORES OPERACIONAIS E DE PRODUTIVIDADE

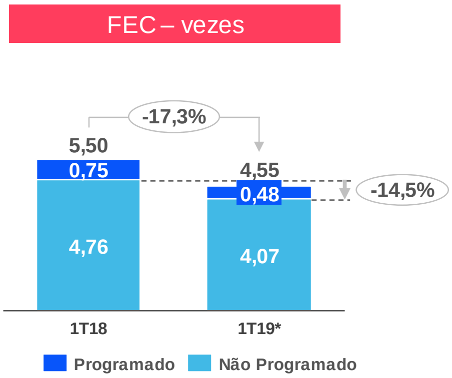
	1T19	1T18	Var. %	4T18	Var. % (1)
DEC - horas (12 meses) (2)	7,94	9,70	-18,2%	7,18	10,6%
FEC - vezes (12 meses) (2)	4,55	5,50	-17,3%	4,39	3,6%
Perdas de Energia (12 meses) (%)	9,5%	9,6%	-2,5%	9,5%	-2,9%
Índice de Arrecadação (12 meses) (%)	100,3%	99,4%	0,9%	100,3%	0,0%
MWh/Colaboradores Próprios e Terceiros	499	475	5,1%	469	6,4%
Consumidor/Colaboradores Próprios e Terceiros	324	320	1,1%	319	1,5%
PMSO (3) / Consumidor	50,1	57,9	-13,5%	82,3	-39,1%
Número Total de Colaboradores - Próprios e Terceiros	22.395	22.534	-0,6%	22.677	-1,2%

(1) Variação entre 1T19 e 4T18 | (2) Dados Preliminares para o 1T19 | (3) PMSO: Pessoal, Material, Serviços e Outros

Qualidade do Fornecimento



* Dados Preliminares
Referência Aneel – 2018: 7,56 horas / 2019: 7,41 horas



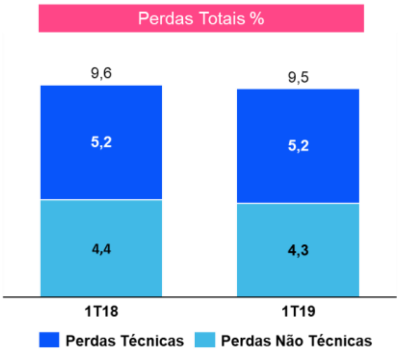
* Dados Preliminares
Referência Aneel - 2018: 5,26 vezes / 2019: 5,14 vezes

Os indicadores DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) e FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) medem a qualidade do fornecimento de energia do sistema de distribuição da Companhia.

No 1T19, os indicadores DEC e FEC registraram expressiva melhora comparado ao mesmo período do ano anterior. Esta variação é explicada, principalmente, pelo investimento em tecnologia de rede e atuação de equipamentos de auto recomposição. O FEC permanece dentro do limite regulatório global para o ano de 2019, como reflexo destes fatores. O indicador DEC, por sua vez, foi impactado pelo grande volume de chuvas no verão de 2018/2019, considerado o mais chuvoso desde 1994/1995[6].

Disciplina de Mercado (Perdas)[7]

As perdas totais apuradas nos últimos 12 meses foram de 9,47%[8], sendo divididas entre perdas técnicas (5,21%) e não técnicas (4,26%). Em comparação ao 1T18, as perdas totais apresentaram redução de 0,17 p.p, decorrente do incremento dos cortes a partir de janeiro de 2018.



Referência Aneel 2018 e 2019: 9,4%

A Companhia tem intensificado suas ações de combate às perdas comerciais para os segmentos de baixa renda com um programa de mapeamento e recadastramento na Tarifa Social de Energia Elétrica das famílias que possuem o perfil de renda previsto na nova legislação. No 1T19, aproximadamente 491,8 mil clientes foram beneficiados com este programa, contra 448 mil no 1T18.

No 1T19, as iniciativas de combate as perdas contribuíram com aproximadamente R$ 76,4 milhões no resultado da Companhia, com destaque para os seguintes programas: (i) Inspeções de Fraude; (ii) Programa de Recuperação de Instalações Cortadas; e (iii) Regularização de Ligações Informais.

Arrecadação

No 1T19 o índice de arrecadação da Companhia, acumulado 12 meses, alcançou 100,3% em comparação a 99,4% registrado nos 12 meses anteriores ao 1T18. O resultado do 1T19 é reflexo das ações tomadas pela Companhia para reduzir os níveis de inadimplência como o envio de SMS e e-mails com o código de barras para pagamento das faturas em atraso, suspensão do fornecimento, negativações, protestos e ações de cobrança por telemarketing. Podemos ainda destacar as seguintes medidas utilizadas pela Companhia para reforçar a estratégia e melhorar a performance da arrecadação:

- **Ações de Negociação:** no 1T17 foi implementado o portal de negociação[9] para auxiliar no processo de negociação de dívidas dos clientes. No 1T19, foram realizadas 133,9 mil negociações somente pelo portal, totalizando um montante de R$ 78,6 milhões negociados. Neste período, a Companhia

[6] Dados do Centro de Gerenciamento de Emergências - CGE
[7] 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.
[9] https://portalhome.eneldistribuicaosp.com.br/#/landing-page.

promoveu campanhas de negociação com o objetivo de atrair clientes com dívidas antigas acumuladas. Essa iniciativa gerou no 1T19 16.394 acordos, que totalizaram R$ 19,1 milhões.

- **Recicle Mais, Pague Menos:** por meio deste programa são realizadas parcerias com recicladoras para que os clientes da Companhia possam trocar materiais recicláveis por bônus na conta de luz. No 1T19, 515 novos clientes se cadastraram no projeto, conta 855 no 1T18. Os bônus concedidos chegaram a R$ 41 mil no 1T19 (com 203,3 toneladas coletadas) versus R$ 73,3 mil (com 340,1 toneladas coletadas) no mesmo período do ano anterior. Essa redução, deve-se principalmente à não renovação de alguns parceiros do projeto e ao baixo retorno de alguns pontos de coleta.

4 DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

Resultado

PRINCIPAIS CONTAS DE RESULTADO (R$ MIL)

	1T19	1T18	Var. %	4T18	Var. % (1)
Receita Operacional Bruta	5.822.036	5.204.818	11,9%	6.034.911	-3,5%
Deduções à Receita Operacional	(2.354.121)	(2.002.926)	17,5%	(2.586.807)	-9,0%
Receita Operacional Líquida	3.467.915	3.201.892	8,3%	3.448.104	0,6%
Custos do Serviço e Despesas Operacionais (2)	(2.870.296)	(2.596.363)	10,6%	(2.926.040)	-1,9%
EBITDA	**399.014**	**336.975**	**18,4%**	**218.363**	**82,7%**
Margem EBITDA	*11,5%*	*10,5%*	*9,3%*	*6,3%*	*81,7%*
EBIT	**238.854**	**199.506**	**19,7%**	**73.572**	**224,7%**
Margem EBIT	*6,9%*	*6,2%*	*10,5%*	*2,1%*	*222,8%*
Resultado Financeiro	(163.731)	(203.178)	-19,4%	(300.416)	-45,5%
Imposto de Renda, Contribuição Social e Outros	(6.072)	(1.765)	244,0%	69.845	n.a
Lucro (Prejuízo) Líquido	**69.051**	**(5.437)**	**n.a**	**(157.001)**	**n.a**
Margem Líquida	*2,0%*	*-0,2%*	*n.a*	*-4,6%*	*n.a*
Margem Líquida ex-Receita de Construção	*2,1%*	*-0,2%*	*n.a*	*-5,0%*	*n.a*
Lucro (Prejuízo) por Ação (R$/ação)	**0,35**	**-0,03**	**n.a**	**0,00**	**n.a**

(1) Variação entre 1T19 e 4T18 | (2) Não considera depreciação e amortização e custo de construção

Receita Operacional Bruta

RECEITA OPERACIONAL BRUTA (R$ MIL)

	1T19	1T18	Var. %	4T18	Var. %(1)
Fornecimento de Energia Elétrica - Mercado Cativo	**3.045.326**	**2.594.214**	**17,4%**	**3.132.129**	**-2,8%**
Disponibilidade do Sistema - TUSD (Livre)	329.701	236.566	39,4%	316.059	4,3%
Disponibilidade do Sistema - TUSD (Cativo)	2.123.296	1.729.088	22,8%	2.000.916	6,1%
(-) DIC / FIC / DMIC / DICRI	(17.683)	(15.473)	14,3%	(7.052)	150,8%
Receita de Construção	198.605	268.554	-26,0%	303.701	-34,6%
Outras Receitas Originadas de Contratos com Clientes	(88.940)	75.725	-217,5%	97.719	-191,0%
Total - Outras Receitas Originadas com Clientes	**2.544.979**	**2.294.460**	**10,9%**	**2.711.343**	**-6,1%**
Subvenção de Recursos da CDE	89.381	88.937	0,5%	93.979	-4,9%
Ativo Financeiro Setorial, Líquido	92.184	195.409	-52,8%	82.325	12,0%
Atualização do Ativo Financeiro da Concessão	50.166	31.798	57,8%	15.135	231,5%
Total - Outras Receitas	**231.731**	**316.144**	**-26,7%**	**191.439**	**21,0%**
Total - Receita Operacional Bruta	**5.822.036**	**5.204.818**	**11,9%**	**6.034.911**	**-3,5%**

(1) Variação entre 1T19 e 4T18

A receita operacional bruta da Enel Distribuição São Paulo totalizou R$ 5.822,0 milhões no 1T19, apresentando um crescimento de 11,9% ou R$ 617,2 milhões quando comparada ao 1T18, explicada principalmente por:

I. aumento de R$ 726,9 milhões na receita de fornecimento faturada e não faturada, incluindo bandeiras tarifárias e TUSD – Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição - para consumidores cativos;

II. aumento de R$ 93,1 milhões com a TUSD paga pelos consumidores livres, em função da migração de clientes;

III. redução da receita de venda de energia no curto prazo no montante de R$ 63,8 milhões;

IV. redução de R$ 69,9 milhões com receita de construção devido aos menores investimentos realizados no período

V. redução de R$ 84,4 milhões em outras receitas, afetada principalmente pelo menor ativo e passivo financeiro setorial no período;

Deduções da Receita

DEDUÇÕES DA RECEITA (R$ MIL)

	1T19	1T18	Var. %	4T18	Var. %(1)
ICMS	(1.039.205)	(864.732)	20,2%	(1.022.826)	1,6%
PIS	(93.330)	(80.209)	16,4%	(90.061)	3,6%
COFINS	(430.270)	(370.140)	16,2%	(415.282)	3,6%
ISS	(47)	(49)	-4,1%	(48)	-2,1%
Total - Tributos	**(1.562.852)**	**(1.315.130)**	**18,8%**	**(1.528.217)**	**2,3%**
Eficiência energética, P&D, FNDCT e EPE	(32.052)	(28.930)	10,8%	(30.996)	3,4%
Encargo Setorial CDE (2)	(733.719)	(634.641)	15,6%	(838.987)	-12,5%
TFSEE (3)	(3.433)	(3.150)	9,0%	(3.433)	0,0%
Encargos do consumidor - PROINFA	(21.924)	(20.494)	7,0%	(21.614)	1,4%
Encargos do consumidor - CCRBT (4)	(141)	(581)	-75,7%	(163.560)	-99,9%
Total - Encargos Setoriais	**(791.269)**	**(687.796)**	**15,0%**	**(1.058.590)**	**-25,3%**
Total - Deduções da Receita	**(2.354.121)**	**(2.002.926)**	**17,5%**	**(2.586.807)**	**-9,0%**

(1) Variação entre 1T19 e 4T18 | (2) Conta de Desenvolvimento Energético | (3) Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica | (4) Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeira Tarifária

As deduções totalizaram R$ 2.354,1 milhões no 1T19, o que representa um aumento de 17,5% na comparação com o mesmo período do ano anterior. Esse desempenho é explicado, principalmente, pelos seguintes fatores:

I. maior recolhimento de ICMS no montante de R$ 174,5 milhões;

II. aumento de R$ 99,1 milhões de encargos da conta da CDE;

III. aumento de R$ 73,3 milhões da conta de PIS/COFINS

Custos e Despesas operacionais

CUSTO DO SERVIÇO E DESPESAS OPERACIONAIS (R$ MIL)

	1T19	1T18	Var. %	4T18	Var. % (1)
Parcela A					
Energia Elétrica Comprada para Revenda - inclui PROINFA	(2.057.581)	(1.644.197)	25,1%	(1.784.564)	15,3%
Encargos do Serviços dos Sistemas de Transmissão e Distribuição	(364.279)	(471.634)	-22,8%	(423.862)	-14,1%
Total - Não Gerenciáveis	**(2.421.860)**	**(2.115.831)**	**14,5%**	**(2.208.426)**	**9,7%**
Despesas Operacionais					
Pessoal	(195.483)	(219.882)	-11,1%	(378.960)	-48,4%
Previdência Privada	(5.655)	(5.122)	10,4%	(5.271)	7,3%
Serviços de Terceiros	(125.715)	(135.667)	-7,3%	(139.097)	-9,6%
Material	(13.734)	(17.715)	-22,5%	(17.567)	-21,8%
PECLD (2)	(67.135)	(51.354)	30,7%	84.729	-179,2%
Provisão para processos judiciais e outros	(18.351)	(11.770)	55,9%	(207.574)	-91,2%
Outras Despesas Operacionais	(22.363)	(39.022)	-42,7%	(53.874)	-58,5%
Total - Despesas Operacionais (3)	**(448.436)**	**(480.532)**	**-6,7%**	**(717.614)**	**-37,5%**
Total - Custos do Serviço e Despesas Operacionais (3)	**(2.870.296)**	**(2.596.363)**	**10,6%**	**(2.926.040)**	**-1,9%**

(1) Variação entre 1T19 e 4T18 | (2) Perda Estimada com Crédito de Liquidação Duvidosa | (3) Não considera Custo de Construção e Depreciação e Amortização

Os custos e despesas operacionais da Enel Distribuição São Paulo, excluindo depreciação e custo de construção, totalizaram R$ 2.870,3 milhões no 1T19, um acréscimo de 10,6% em relação ao 1T18. Esses efeitos são resultado principalmente, das seguintes variações:

Custos Não Gerenciáveis – Parcela A

Os custos não gerenciáveis totalizaram R$ 2.421,9 milhões no 1T19, um aumento de 14,5% em comparação ao 1T18 (R$ 2.115,8 milhões). Este incremento deve-se, principalmente a:

I. custo com Energia Elétrica Comprada para Revenda: aumento de 25,1% ou R$ 413,4 milhões no 1T19, em comparação ao 1T18, decorrente, principalmente, (i) dos maiores custos, em R$ 311,2 milhões, com compra de energia (CCEE, CCEAR), devido ao maior volume comprado de CCEE e ao aumento do custo de CCEAR associado ao impacto do custo das térmicas; (ii) aumento de R$ 68,1 milhões no custo com compra de Itaipu em função, principalmente, da desvalorização cambial no período; e (iii) maiores custos, em R$ 47,2 milhões, referentes a quotas de garantia física, decorrentes do reajuste do preço das quotas em julho de 2018;
II. custo com Encargos do Uso da Rede Elétrica e de Transmissão: redução de 22,8% ou R$ 107,4 milhões no 1T19, comparado ao 1T18, resultado do (i) impacto positivo decorrente do aumento de R$ 61,7 milhões referente ao alívio financeiro retroativo; (ii) redução dos custos com Encargos do Serviço do Sistema (ESS/EER), em R$ 36,2 milhões; e (iii) redução do custo com uso da rede básica, incluindo conexão da rede básica com a CTEEP, em R$ 21,3 milhões, devido a redução das tarifas pagas junto as transmissoras em decorrência da normalização dos valores pagos a partir de julho de 2018.

Despesas Operacionais

As despesas operacionais, excluindo custo de construção e depreciação e amortização, totalizaram R$ 448,4 milhões no 1T19, uma redução de 6,7% em comparação ao 1T18 (R$ 480,5 milhões). Essa redução deve-se, principalmente a:

I. menor custo com pessoal e encargos no montante de R$ 23,5 milhões em função principalmente da economia de custos com salários, benefícios e encargos em decorrência do programa de saída voluntária (“PSV”);
II. redução de 13,9 milhões com materiais e serviços, em função principalmente de ganhos de eficiência nos processos de atendimento ao cliente e menores despesas com assessoria financeira e jurídica relacionada a OPA/Follow-On realizado em 2018;
III. aumento de despesas com PECLD em R$ 15,8 milhões, mitigado pelos esforços da Companhia aplicados no combate a inadimplência;
IV. aumento no reconhecimento de litígios e contingências, em R$ 6,6 milhões, decorrente, principalmente, da inclusão de processos trabalhistas;
V. menor custo com outras despesas operacionais em R$ 16,7 milhões, devido principalmente a redução nas perdas por desativação de bens e direitos, no montante de R$ 11,8 milhões, decorrente do menor volume investimento no comparativo entre trimestres, e redução nas despesas com arrendamentos e aluguéis em R$ 3,8 milhões, impactado pela adoção do CPC06/IFRS 16.

EBITDA

A seguir a conciliação dos valores que compõem os cálculos do EBITDA e do EBIT, constantes das demonstrações contábeis da Companhia, de acordo com a instrução CVM nº 527, de 04 de outubro de 2012:

CONCILIAÇÃO DO EBITDA E DO EBIT (R$ MIL)

	1T19	1T18	Var. %	4T18	Var. % (1)
Lucro (Prejuízo) Líquido do Período	**69.051**	**(5.437)**	**n.a**	**(157.001)**	**n.a**
(+) Tributos sobre o Lucro	6.072	1.765	244,0%	(69.845)	n.a
(+) Resultado Financeiro	163.731	203.178	-19,4%	300.417	-45,5%
(=) EBIT	**238.854**	**199.506**	**19,7%**	**73.571**	**224,7%**
(+) Depreciações e Amortizações	160.160	137.469	16,5%	144.791	10,6%
(=) EBITDA	**399.014**	**336.975**	**18,4%**	**218.362**	**82,7%**

(1) Variação entre 1T19 e 4T18

O EBITDA reportado pela Companhia registrou R$ 399,0 milhões no 1T19, um aumento de 18,4% em comparação ao apresentado no 1T18, reflexo dos efeitos apresentados anteriormente, com destaque para os

I. ganhos de margem (R$ 29,9 milhões) decorrentes do mix de tarifa/volume, em função do maior volume de energia consumida no período e reajuste tarifário ocorrido, em julho de 2018, com efeito médio percebido pelo consumidor de 15,84%;
II. impacto positivo devido à redução no grupo de despesas operacionais (R$ 32,1 milhões), decorrente principalmente do processo de otimização iniciado em julho de 2018.

Importante destacar que o desempenho do 1T19 foi impactado positivamente pela adequação ao IFRS 16 (R$ 9,9 milhões) na rubrica de outras despesas operacionais, e pela adequação ao IFRS 9 (R$ 9,4 milhões), com reflexo na PECLD, efeitos parcialmente compensados pelo impacto negativo de eventos climáticos extremos registrados na área de concessão (R$ 5,0 milhões). Já no 1T18, destaca-se o impacto de despesas relacionadas a assessoria jurídica e financeira relacionadas a OPA/Follow-on (R$ 1,6 milhão).

Desconsiderados estes efeitos, o EBITDA Ajustado teria encerrado o 1T19 em R$ 384,7 milhões, montante 13,6% superior ao EBITDA Ajustado do 1T18, de R$ 338,6 milhões.

Resultado Financeiro

A Companhia registrou no 1T19 um resultado financeiro negativo de R$ 163,7 milhões, uma redução de R$ 39,4 milhões em comparação ao resultado financeiro negativo de R$ 203,2 milhões reconhecido no 1T18.

RESULTADO FINANCEIRO (R$ MIL)

	1T19	1T18	Var. %	4T18	Var. % (1)
Receitas Financeiras					
Renda de Aplicações Financeiras	10.862	6.259	73,5%	9.758	11,3%
Atualização Monetária sobre Contas de Energia Elétrica em Atraso	16.244	21.827	-25,6%	25.673	-36,7%
Subvenções Governamentais	1.087	1.285	-15,4%	1.151	-5,6%
Atualização de Créditos Tributários	21.082	104	n.a	32	n.a
Atualização Monetária dos Depósitos Judiciais	6.600	3.631	81,8%	6.460	2,2%
Atualização Monetária do Ativo e Passivo Financeiro Setorial	13.828	-	n.a	21.089	-34,4%
Outras Receitas Financeiras	5.303	8.053	-34,1%	6.769	-21,7%
(-) PIS e Cofins sobre Receita Financeira	(2.845)	-	n.a	(2.318)	22,7%
Total - Receitas Financeiras	**72.161**	**41.159**	**75,3%**	**68.614**	**5,2%**
Despesas Financeiras					
Encargo de Dívidas - Empréstimos, Debêntures e Mútuos	(75.512)	(89.451)	-15,6%	(93.417)	-19,2%
Juros sobre Obrigações de Arrendamento Financeiro	(6.732)	(3.777)	78,2%	-	n.a
Subvenções Governamentais	(1.087)	(1.285)	-15,4%	(1.164)	-6,6%
Atualização Monetária - Incluindo P&D, Efic. Energ. e Energia Livre	(5.133)	(3.587)	43,1%	(3.752)	36,8%
Juros Capitalizados Transferidos para o Intangível em Curso	1.933	2.031	-4,8%	3.214	-39,9%
Cartas Fiança e Seguros Garantia	(12.149)	(12.908)	-5,9%	(12.661)	-4,0%
Atualização Monetária de Processos Judiciais e Outros	(50.879)	(35.925)	41,6%	(169.898)	-70,1%
Atualização Monetária do Ativo e Passivo Financeiro Setorial Líquido	-	(5.070)	-100,0%	-	n.a
Custo dos Juros (líquidos) do Plano de Pensão	(81.037)	(87.486)	-7,4%	(87.481)	-7,4%
Outras Despesas Financeiras	(5.334)	(6.931)	-23,0%	(3.656)	45,9%
Total - Despesas Financeiras	**(235.930)**	**(244.389)**	**-3,5%**	**(368.815)**	**-36,0%**
Variações Cambiais	**38**	**52**	**-26,9%**	**(216)**	**-117,6%**
Total - Receitas e Despesas Financeiras	**(163.731)**	**(203.178)**	**-19,4%**	**(300.417)**	**-45,5%**

(1) Variação entre 1T19 e 4T18

As principais variações observadas nas rubricas de receitas e despesas financeiras estão detalhadas a seguir:

I. Maior receita com atualização de créditos tributários, com efeito positivo de R$ 21,1 milhões, principalmente, devido a reconhecimento de créditos tributários decorrentes da dedução, em dobro, das despesas incorridas com o PAT[10] desde 2006;
II. Atualização monetária do ativo e passivo financeiro setorial, com efeito positivo de R$ 18,9 milhões;
III. Redução nas despesas com encargos da dívida em R$ 13,9 milhões, reflexo da estratégia financeira executada pela Companhia em 2018; estes efeitos foram parcialmente compensados por:

[10] Programa de Alimentação do Trabalhador

IV. Maiores despesas referentes a atualização financeira do acordo com Eletrobras, com impacto negativo de R$ 10,9 milhões comparado ao mesmo período de 2018.

Tributos (IR/CSLL)

TRIBUTOS (IR/CSLL) E OUTROS (R$ MIL)

	1T19	1T18	Var. %	4T18	Var. % (1)
Imposto de Renda	22.287	-	n.a	-	n.a
Contribuição Social Diferida	(7.507)	(467)	1507,5%	18.488	-140,6%
Imposto de Renda Diferido	(20.852)	(1.298)	1506,5%	51.357	-140,6%
Total	**(6.072)**	**(1.765)**	**244,0%**	**69.845**	**-108,7%**

(1) Variação entre 1T19 e 4T18

No 1T19, as despesas com Imposto de Renda (IR) e Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL) totalizaram R$ 6,1 milhões, um aumento de R$ 4,3 milhões em comparação ao mesmo período do ano passado, reflexo, principalmente, da maior base tributável registrada no período, compensado por crédito de IR a recuperar, no valor de R$ 22,3 milhões, decorrente da dedução em dobro das despesas incorridas com o PAT[10] desde 2006, bem como a compensação do IRPJ neste período.

Endividamento

Indicadores de Endividamento

INDICADORES DE ENDIVIDAMENTO (R$ mil)

	1T19	1T18 (1)	Var. %	4T18	Var. % (2)
Empréstimos, Financiamentos e Debêntures (3)	4.531.357	4.047.464	12,0%	4.066.332	11,4%
Fundo de Pensão	1.232.490	1.233.157	-0,1%	1.262.800	-2,4%
(-) Disponibilidades (4)	1.558.358	776.679	100,6%	941.434	65,5%
Dívida Líquida	**4.205.489**	**4.503.942**	**-6,6%**	**4.387.698**	**-4,2%**
EBITDA (12 meses)	1.249.140	1.077.129	16,0%	1.101.183	13,4%
(+) PECLD e Contingências (12 meses)	357.192	252.384	41,5%	334.829	6,7%
(+) Despesa com Fundo de Pensão (12 meses)	-66.274	387.310	-117,1%	20.680	-420,5%
EBITDA Ajustado (12 meses) - 14a e 23a Debêntures	**1.540.059**	**1.716.823**	**-10,3%**	**1.456.692**	**5,7%**
(+) Perda desativação de bens e direitos (12 meses)	44.043	29.713	48,2%	55.781	-21,0%
EBITDA Ajustado (12 meses) - 5a Nota Promissória	**1.584.102**	**1.746.536**	**-9,3%**	**1.512.473**	**4,7%**
Dívida Líquida / EBITDA Ajustado - 14a e 23 Debêntures	2,73	n.a.	n.a.	3,01	-0,28 p.p.
Dívida Líquida / EBITDA Ajustado - 5a Nota Promissória	2,65	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.

(1) Valores reportados no 1T18, exceto quando indicado de outra forma (2) Variação entre 1T19 e 4T18 (3) Não considera obrigações por arrendamento (R$ 204,5 milhões em 31/03/2019, R$ 78,9 milhões em 31/12/2018 e R$ 79,8 milhões apresentado em 31/03/2018) (4) Caixa, equivalentes de caixa e investim. de curto prazo

A Dívida Bruta[11] da Companhia encerrou o 1T19 em R$ 5.763,8 milhões, um incremento de R$ 483 milhões em relação ao 1T18. Essa variação deve-se principalmente a: emissões no valor total de R$ 3.920, milhões no período, com destaque para a 23ª Debênture no valor de R$ 3.000,0 milhões, compensadas parcialmente pelas amortizações, pagamento de juros e liquidação antecipada (principalmente Debêntures, CCB, FINEM), no total de R$ 3.434,3 milhões no período.

As disponibilidades somaram R$ 1.558,4 milhões no 1T19, ante R$ 776,7 milhões no período anterior, um aumento de R$ 781,7 milhões. Dessa forma, a dívida líquida da Companhia totalizou R$ 4.205,5 milhões em 31 de março de 2019, uma redução de R$ 298 milhões em relação ao saldo de R$ 4.504,2 milhões do ano anterior.

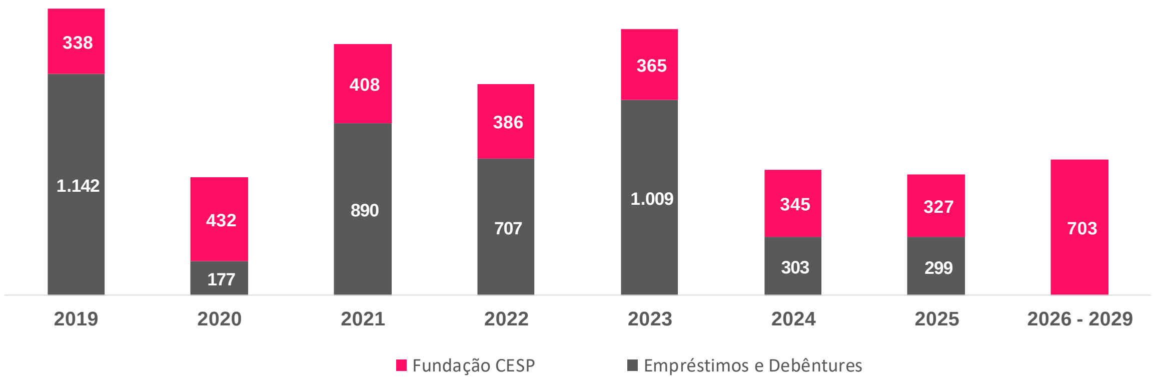
A Companhia encerrou o 1T19 com o custo médio da dívida de 8,36% a.a., ou CDI + 1,06% a.a e prazo médio de 3,42 anos.

Considerando o EBITDA Ajustado previsto nas dívidas da 14ª e 23ª Debentures, o *covenant* findo em 31 de março de 2019, apresentou indicador Dívida Líquida/EBITDA Ajustado de 2,73x. Em março de 2019, emitimos

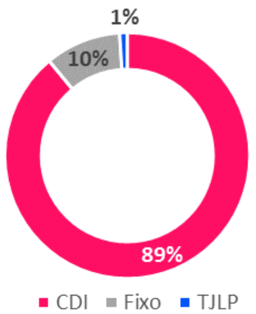
[11] Dívida Bruta corresponde ao somatório dos empréstimos, financiamentos, e debêntures de curto e longo prazo, além do saldo devedor com o fundo de pensão. O saldo com fundo de pensão não considera o efeito líquido de ganhos/perdas atuariais no montante de R$ 2.537,0 milhões em 31 de março de 2019, de R$ 2.537,0 milhões em 31 de dezembro de 2018, e de R$ 2.458,9 milhões em 31 de março de 2018.

a 5ª Nota Promissória que não considera, para fins de cálculo do EBITDA Ajustado, a “Perda na desativação de ativos”, dessa forma o *covenant* para a 5ª Nota Promissória registrou 2,65x. 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 1T19, a Companhia estava dentro dos limites estabelecidos nos contratos de dívida.

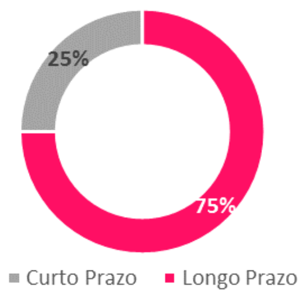
Cronograma de Amortização (R$ milhões)[12]



Abertura da Dívida Bruta – Indexadores[13]



Abertura da Dívida Bruta – Curto/Longo Prazo[13]



Rating da Companhia[14]

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

Últimas atualizações: Fitch - Jul'18; 1- Moeda Local; 2- Moeda Estrangeira
Moodys - Set'18

Em 20 de fevereiro de 2019, a S&P retirou seus ratings de crédito atribuídos a Companhia.

[12] Fluxo composto por amortização de principal, juros acumulados e custos a amortizar. Não considera arrendamento financeiro.
[13] Não considera previdência.
[14] Quadro considera ratings válidos em 31 de março de 2019.

Investimentos

INVESTIMENTOS (R$ MIL)

	1T19	1T18	Var. %	4T18	Var. % (1)
Manutenção	102.201	93.616	9,2%	206.526	-50,5%
Crescimento	67.377	101.794	-33,8%	138.142	-51,2%
Novas Conexões	20.283	39.507	-48,7%	30.435	-33,4%
Financiado pela Companhia	**189.862**	**234.917**	**-19,2%**	**375.103**	**-49,4%**
Financiado pelo Cliente	30.474	31.393	-2,9%	22.087	38,0%
Total	**220.336**	**266.310**	**-17,3%**	**397.190**	**-44,5%**

(1) Variação entre 1T19 e 4T18

No 1T19, a Companhia investiu R$ 220,3 milhões. Do volume investido no 1T19, este foi alocado, principalmente, em atividades de manutenção e crescimento, incluindo implantação/manutenção de ETDs e LDSs, e modernização do sistema subterrâneo.

5 OUTROS TEMAS

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 na tabela ao lado.

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%**

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%.

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

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

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 ANEEL optou por manter o WACC 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.

Em 2 de abril de 2019, a diretoria da ANEEL decidiu instaurar audiência pública com o objetivo de discutir com a sociedade o 5º Ciclo de Revisão Tarifária da Companhia. O período de contribuição se estende de 4 de abril a 17 de maio, com sessão presencial em São Paulo, ocorrida no dia 17 de abril.

Bandeiras Tarifárias

Composto por quatro modalidades (verde, amarela e vermelha - patamar 1 e patamar 2), o sistema de bandeiras tarifárias estabelece adicionais às tarifas de modo a refletir a variação dos custos da geração de energia, conforme demonstrado a seguir:

- Bandeira verde: a tarifa não sofre nenhum acréscimo;
- Bandeira amarela: acréscimo de R$ 10/MWh;
- 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 até abril de 2019, reflexo das condições hidrológicas, estão demonstradas a seguir:

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

2019	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Bandeira Tarifária	Verde	Verde	Verde	Verde								
PLD gatilho - R$/MWh	116,53	283,16	286,02	167,83								

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

Acordo Eletrobras

Em 9 de março de 2018, a Companhia celebrou acordo com a Eletrobras, a fim de encerrar a disputa judicial que envolve a responsabilidade da Companhia pelo pagamento do saldo de encargos financeiros, referentes ao empréstimo concedido em 1986 pela Eletrobras à empresa, que posteriormente foi cindida, dando origem a quatro companhias, entre as quais a Enel Distribuição São Paulo e a CTEEP atuais.

Não foi identificado recurso contra a parte da decisão de 12 de fevereiro de 2019, que homologou o acordo principal com a Eletrobras. A Companhia aguarda respectiva certificação do trânsito em julgado e, com isso restará adimplida a última condição de eficácia do referido acordo.

No âmbito do referido Acordo, a Companhia se comprometeu a desembolsar R$ 1.500 milhões, com a finalidade de quitar o débito oriundo do Processo Judicial, objeto da ação de cobrança, sendo R$1.400 milhões em favor da Eletrobras e R$ 100 milhões em relação à sucumbência aos advogados, valores com data base em 31 de janeiro de 2018.

Para a efetivação do pagamento nos termos do acordo, é necessário, também, o trânsito em julgado da decisão que homologou o acordo com os advogados da Eletrobras. Para tanto, a Companhia aguarda o julgamento do recurso de apelação interposto em 26 de setembro de 2018 por um dos ex-advogados da Eletrobras, o qual está previsto para 30 de abril de 2019, com seu respectivo trânsito em julgado.

6 ANEXOS

Demonstração de Resultados

DEMONSTRATIVO DE RESULTADOS (R$ MIL)

	1T19	1T18	Var. %	4T18	Var. % (1)
Receita Operacional Bruta	**5.822.036**	**5.204.818**	**11,9%**	**6.034.911**	**-3,5%**
Fornecimento de Energia	3.045.326	2.594.214	17,4%	3.132.129	-2,8%
Disponibilidade do Sistema de Transmissão e Distribuição - TUSD (Livre)	329.701	236.566	39,4%	316.059	4,3%
Disponibilidade do Sistema de Transmissão e Distribuição - TUSD (Cativo)	2.123.296	1.729.088	22,8%	2.000.916	6,1%
(-) DIC/FIC/DMIC/DICRI - TUSD Consumidores Cativos e Livres	(17.683)	(15.473)	14,3%	(7.052)	150,8%
Receita de Construção	198.605	268.554	-26,0%	303.701	-34,6%
Subvenção de Recursos da CDE	89.381	88.937	0,5%	93.979	-4,9%
Ativo e Passivo Financeiro Setorial	92.184	195.409	-52,8%	82.325	12,0%
Atualização do Ativo Financeiro da Concessão	50.166	31.798	57,8%	15.135	231,5%
Outras Receitas	(88.940)	75.725	-217,5%	97.719	-191,0%
Deduções da Receita	**(2.354.121)**	**(2.002.926)**	**17,5%**	**(2.586.807)**	**-9,0%**
ICMS	(1.039.205)	(864.732)	20,2%	(1.022.826)	1,6%
Encargos do Consumidor - PROINFA	(21.924)	(20.494)	7,0%	(21.614)	1,4%
Eficiência Energética, P&D, FNDCT e EPE	(32.052)	(28.930)	10,8%	(30.996)	3,4%
Encargos Setorial CDE	(733.719)	(634.641)	15,6%	(838.987)	-12,5%
Bandeira Tarifária (CCRBT)	(141)	(581)	-75,7%	(163.560)	-99,9%
Taxa de Fiscalização da Aneel	(3.433)	(3.150)	9,0%	(3.433)	0,0%
Outros (PIS, Cofins e ISS)	(523.647)	(450.398)	16,3%	(505.391)	3,6%
Receita Operacional Líquida	**3.467.915**	**3.201.892**	**8,3%**	**3.448.104**	**0,6%**
Custo do Serviço/ Despesa Operacional	**(3.229.061)**	**(3.002.386)**	**7,5%**	**(3.374.532)**	**-4,3%**
Custos e Despesas Não Gerenciáveis	(2.421.860)	(2.115.831)	14,5%	(2.208.426)	9,7%
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(2.057.581)	(1.644.197)	25,1%	(1.784.564)	15,3%
Encargos Uso Rede Elétrica e Transmissão	(364.279)	(471.634)	-22,8%	(423.862)	-14,1%
Custos e Despesas gerenciáveis	(807.201)	(886.555)	-9,0%	(1.166.106)	-30,8%
Pessoal	(195.483)	(219.882)	-11,1%	(378.960)	-48,4%
Entidade de Previdência Privada	(5.655)	(5.122)	10,4%	(5.271)	7,3%
Serviços de Terceiros	(125.715)	(135.667)	-7,3%	(139.097)	-9,6%
Materiais	(13.734)	(17.715)	-22,5%	(17.567)	-21,8%
Perda Esperada com Créditos de Liquidação Duvidosa	(67.135)	(51.354)	30,7%	84.729	-179,2%
Provisão para Processos Judiciais e Outros, líquida	(18.351)	(11.770)	55,9%	(207.574)	-91,2%
Outros Custos	(22.363)	(39.022)	-42,7%	(53.874)	-58,5%
Custo de Construção	(198.605)	(268.554)	-26,0%	(303.701)	-34,6%
Depreciação e Amortização	(160.160)	(137.469)	16,5%	(144.791)	10,6%
EBITDA	**399.014**	**336.975**	**18,4%**	**218.363**	**82,7%**
Margem EBITDA (%)	*11,5%*	*10,5%*	*9,3%*	*6,3%*	*81,7%*
Resultado do Serviço (EBIT)	**238.854**	**199.506**	**19,7%**	**73.572**	**224,7%**
Resultado Financeiro	**(163.731)**	**(203.171)**	**-19,4%**	**(300.416)**	**-45,5%**
Receitas Financeiras	**72.161**	**41.159**	**75,3%**	**68.614**	**5,2%**
Renda de Aplicações Financeiras	10.862	6.259	73,5%	9.758	11,3%
Atualização Monetária sobre Contas de Energia Elétrica em Atraso	16.244	21.827	-25,6%	25.673	-36,7%
Subvenções Governamentais	1.087	1.285	-15,4%	1.151	-5,6%
Atualização de Créditos Tributários	21.082	104	20171,2%	32	530,3%
Atualização Monetária dos Depósitos Judiciais	6.600	3.631	81,8%	6.460	2,2%
Atualização Monetária do Ativo e Passivo Financeiro Setorial	13.828	0	n.a	21.089	-34,4%
Outras Receitas Financeiras	5.303	8.053	-34,1%	6.769	-21,7%
(-) PIS e Cofins sobre Receita Financeira	(2.845)	-	n.a	(2.318)	22,7%
Despesas Financeiras	**(235.930)**	**(244.389)**	**-3,5%**	**(368.815)**	**-36,0%**
Encargo de Dívidas - Empréstimos, Debêntures e Mútuos	(75.512)	(89.451)	-15,6%	(93.417)	-19,2%
Juros sobre Obrigações de Arrendamento Financeiro	(6.732)	(3.777)	78,2%	-	n.a
Subvenções Governamentais	(1.087)	(1.285)	-15,4%	(1.164)	-6,6%
Atualização Monetária - Incluindo P&D, Efic. Energ. e Energia Livre	(5.133)	(3.587)	43,1%	(3.752)	36,8%
Juros Capitalizados Transferidos para o Intangível em Curso	1.933	2.031	-4,8%	3.214	-39,9%
Cartas Fiança e Seguros Garantia	(12.149)	(12.908)	-5,9%	(12.661)	-4,0%
Atualização Monetária de Processos Judiciais e Outros	(50.879)	(35.925)	41,6%	(169.898)	-70,1%
Atualização Monetária do Ativo e Passivo Financeiro Setorial Líquido	-	(5.070)	-100,0%	-	n.a
Custo dos Juros (líquidos) do Plano de Pensão	(81.037)	(87.486)	-7,4%	(87.481)	-7,4%
Outras Despesas Financeiras	(5.334)	(6.931)	-23,0%	(3.656)	45,9%
Variações Cambiais	38	52	**-26,9%**	(216)	**-117,6%**
Lucro Antes de Imposto de Renda	**75.123**	**(3.672)**	**n.a**	**(226.846)**	**n.a**
Imposto de Renda e Contribuição Social	**(6.072)**	**(1.765)**	**244,0%**	**69.845**	**-108,7%**
Lucro (Prejuízo) Líquido do Período	**69.051**	**(5.437)**	**n.a**	**(157.001)**	**n.a**
Margem Líquida (%)	*2,0%*	*-0,2%*	*n.a*	*-4,6%*	*-143,7%*
Margem Líquida ex-Receita de Construção (%)	*2,1%*	*-0,2%*	*n.a*	*-5,0%*	*-142,3%*
Lucro (Prejuízo) por Ação (R$/ação)	**0,35**	**(0,03)**	**n.a**	**0,00**	**n.a**

(1) Variação entre 1T19 e 4T18

Balanços Patrimoniais

BALANÇOS PATRIMONIAIS (R$ MIL)

ATIVOS	1T19	4T18
CIRCULANTE		
Caixa e Equivalentes de Caixa	1.554.307	936.678
Investimentos de Curto Prazo	4.051	4.756
Consumidores, Revendedores e Outros	2.351.669	2.323.574
Imposto de Renda e Contribuição Social Compensáveis	70.409	23.293
Outros Tributos Compensáveis	109.950	129.414
Contas a Receber - Acordos	218.061	192.431
Outros Créditos	259.192	227.827
Almoxarifado	32.989	31.465
Serviços em curso	145.049	139.003
Despesas Pagas Antecipadamente	53.712	43.140
Ativo Financeiro Setorial	2.070.790	1.809.234
Total do Ativo Circulante	**6.870.179**	**5.860.815**
NÃO CIRCULANTE		
Consumidores, Revendedores e Outros	25.865	25.058
Outros Tributos Compensáveis	82.462	84.967
Tributos e Contribuições Sociais Diferidos	2.131.312	2.159.671
Cauções e Depósitos Vinculados	546.562	539.358
Contas a Receber - Acordos	8.532	10.882
Outros Créditos	43.354	47.308
Ativo Contratual (Infraestrutura em Construção)	456.782	634.918
Ativo Financeiro da Concessão	4.033.672	3.795.279
Ativo Financeiro Setorial	532.405	836.557
Investimento	41.250	45.377
Imobilizado Arrendado	179.829	66.329
Intangível	4.474.998	4.448.061
Total do Ativo Não Circulante	**12.557.023**	**12.693.765**
TOTAL DOS ATIVOS	**19.427.202**	**18.554.580**

PASSIVO	1T19	4T18
CIRCULANTE		
Fornecedores	1.925.580	1.625.422
Empréstimos e Financiamentos	945.263	437.652
Debêntures	199.144	239.953
Obrigações por Arrendamentos	72.318	31.254
Subvenções Governamentais	3.873	4.083
Outros Tributos a Pagar	499.285	497.503
Dividendos e JSCP a Pagar	358	358
Obrigações Sociais e Trabalhistas	170.652	190.358
Encargos Setoriais	387.834	404.688
Obrigações com Benefícios Pós-emprego	11.274	11.160
Provisão para Processos Judiciais e Outros	549.669	520.852
Reserva de Reversão	7.343	7.342
Outras Obrigações	277.360	255.919
Passivo Financeiro Setorial	1.260.325	1.229.323
Total do Passivo Circulante	**6.310.278**	**5.455.867**
NÃO CIRCULANTE		
Empréstimos e Financiamentos	52.077	55.717
Debêntures	3.334.873	3.333.010
Obrigações por Arrendamentos	132.167	47.602
Subvenções Governamentais	7.610	8.488
Obrigações com Benefícios Pós-emprego	3.866.599	3.895.506
Provisão para Processos Judiciais e Outros	1.987.520	1.965.093
Encargos Setoriais	69.690	38.689
Obrigações Sociais e Trabalhistas	456	401
Reserva de Reversão	49.563	51.399
Outras Obrigações	19.585	19.802
Passivo Financeiro Setorial	646.753	802.026
Total do Passivo Não Circulante	**10.166.893**	**10.217.733**

PATRIMÔNIO LÍQUIDO	1T19	4T18
Capital Social	2.823.486	2.823.486
Reserva de Capital	691.470	691.470
Ações em Tesouraria	-49.236	-49.236
Outros Resultados Abrangentes/Ajustes de Avaliação Patrimonial	-800.299	-781.506
Reserva de Lucros:		
Reserva Legal	196.766	196.766
Lucros (Prejuízos) Acumulados	87.844	0
Total do Patrimônio Líquido	**2.950.031**	**2.880.980**
TOTAL DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO E PASSIVOS	**19.427.202**	**18.554.580**

Divulgação de Resultados

Earnings Release 1T19

Enel Distribuição São Paulo

Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A.

24 de abril de 2019

RELAÇÕES COM INVESTIDORES
ri.eneldistribuicaosp.com.br

ri.eletropaulo@enel.com

(11) 2195-7048

Earnings Release

Results - 1Q19

Enel Distribuição São Paulo

Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A.

April 24, 2019

Investor Relations

Monica Hodor
Executive Vice-President and Investor Relations Officer

Isabela Klemes Taveira
Investor Relations Officer

Daniel Spencer Pioner
Investor Relations Manager
Investor Relations Team | 55 11 2195-7048

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

São Paulo, April 24, 2019 - Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo (“ENEL DISTRIBUIÇÃO SÃO PAULO”) [BOV: ELPL3], an electric energy distribution company serving 24 municipalities in São Paulo State (18 million inhabitants) announces its results for the first quarter of 2019 (“1Q19”). The following financial and operating information, except when otherwise indicated, is presented in compliance with applicable Brazilian laws in force.

1 HIGHLIGHTS

	1Q19	1Q18	Var. %	4Q18	Var. % (1)
Volume of Energy - Sale and Transportation (GWh)	11,172,771	10,699,446	4.4%	10,628,011	5.1%
Gross Revenue (R$ thousand)	5,822,036	5,204,818	11.9%	6,034,911	-3.5%
Net Revenue (R$ thousand)	3,467,915	3,201,892	8.3%	3,448,104	0.6%
EBITDA (R$ thousand)	399,014	336,975	18.4%	218,363	82.7%
EBITDA Margin (%)	11.5%	10.5%	9.3%	6.3%	81.7%
EBITDA Margin ex-Construction Revenue (%)	12.2%	11.5%	6.2%	6.9%	75.7%
EBIT	238,854	199,506	19.7%	73,572	224.7%
EBIT Margin (%)	6.9%	6.2%	10.5%	2.1%	222.8%
Net (Loss) Income (R$ thousand)	69,051	(5,437)	n.a	(157,001)	n.a
Net Margin (%)	2.0%	-0.2%	n.a	-4.6%	n.a
Net Margin ex-Construction Revenue (%)	2.1%	-0.2%	n.a	-5.0%	n.a
CAPEX (R$ thoousand)	220,336	266,310	-17.3%	397,190	-44.5%
SAIDI - hours (12 months) (2)	7.94	9.70	-18.2%	7.18	10.6%
SAIFI - times (12 months) (2)	4.55	5.50	-17.3%	4.39	3.6%
Collection Rate (12 months)	100.3%	99.4%	0.9%	100.3%	0.0%
Total Losses (12 months)	9.5%	9.6%	-1.0%	9.5%	0.0%
Number of Clients (3)	7,245,012	7,207,935	0.5%	7,230,744	0.2%
Number of Company Employees (4)	6,827	7,437	-8.2%	7,277	-6.2%
MWh/Company and Third Party Employees	499	475	5.1%	469	6.4%
PMSO (5) /Client	50	58	-13.5%	82	-39.1%
Client/Company and Third Party Employees	324	320	1.1%	319	1.5%
Total Employees - Company and Third Party Employees	22,395	22,534	-0.6%	22,677	-1.2%

(1)Variation between 1Q19 and 4Q18 |(2) Preliminary Data| (3) Units billed | (4) Total number excluding young apprentices, interns and board members | (5) PMSO: Personnel, Materials, Services and Others

Operational[1]

- 18.2% reduction in SAIDI in 1Q19 to 7.94 hours, as compared to 9.70 hours in 1Q18;
- 17.3% reduction in SAIFI in 1Q19, reaching 4.55 times, versus 5.50 times recorded in 1Q18, within the regulatory limit of 5.14 times.
- Decline in the level of total losses in the comparison between periods (9.5% in 1Q19 versus 9.6[2]% in 1Q18).

Market and Commercial

- 4.4% increase in total market in 1Q19 when compared to 1Q18, highlighting a 5.3% expansion in captive market, due to higher temperatures in the billed period and increase in average consumption;
- R$ 15.8 million increase in ADA expenses, totaling R$ 67.1 million in 1Q19, mitigated by the Company's efforts to reduce delinquency;

Regulatory

- In July 2019, the Company will undergo the 5th Periodic Tariff Review Cycle, during which period the electric energy tariffs will be redefined at levels compatible with the Company’s economic and financial balance.
- In the period from April 4, 2019 to May 17, 2019, a Public Hearing will be held in order to assess and discuss, together with society and stakeholders, the Company's 5th Tariff Review Cycle.

[1] Preliminary Data for 1Q19 for SAIDI and SAIFI
[2] As from 4Q18, the methodology for assessing Losses was adjusted to Enel Group standards, on a retrospective basis, starting January 2018.

Financial

- Reported EBITDA of R$ 399.0 million in 1Q19, a 18.4% growth versus R$ 337.0 million recorded in 1Q18.
- Reported net income of R$ 69.1 million in the period, versus a reported net loss of R$ 5.4 million in 1Q18;
- Net Debt/Adjusted EBITDA Ratio[3]at 2.73x for the 14th and 23rd Debentures and 2.65x for the 5th issuance of Promissory Notes ("NP") in 1Q19, below the limit of 3.5x, with an average term[4] of 3.4 years in 1Q19.

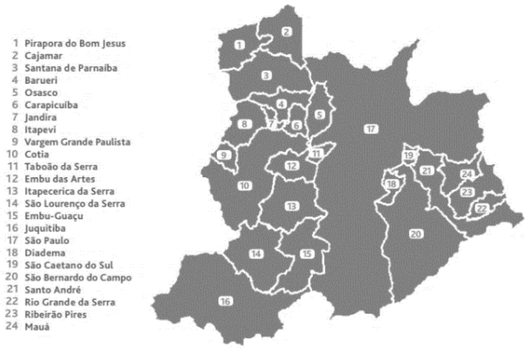
2 CORPORATE PROFILE

Concession Area

GENERAL DATA

	1Q19	1Q18	Var. %
Concession Area (Km^2)	4,526	4,526	0.0%
Municipalities (Quantity)	24	24	0.0%
Population (Quantity) (1)	18,046,018	17,891,734	0.9%
Clients (Units)	7,245,012	7,207,935	0.5%
Distribution Lines (Km)	41,854	41,583	0.7%
Transmission Lines (Km)	1,825	1,876	-2.7%
Substations (Units)	162	156	3.8%
Energy Volume 12 Months (GWh)	43,351	42,808	1.3%
Marketshare in Brazil - Number of Clients (2)	8.79%	8.74%	0.5%
Marketshare in Brazil - Energy Volume (3)	9.11%	9.15%	-0.4%

(1) For both quarters IBGE 2010 census with offical population estimate was used
(2) Number of clients in Brazil according to ABRADEE estimate
(3) Energy Volume in Brazil according to Energy Research Company - EPE



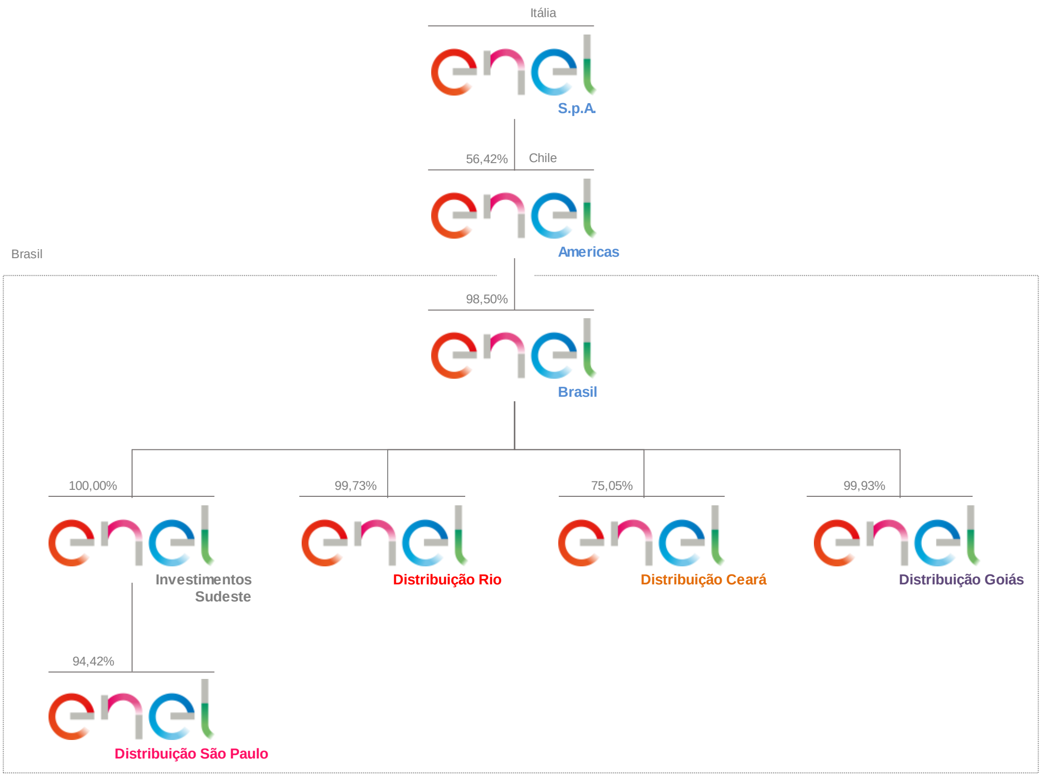
Enel Distribuição São Paulo is a listed Company and the largest electric energy distribution company in Brazil in terms of volume of energy sold. It is present in 24 cities in the Metropolitan Region of São Paulo, including the capital, the main economic and financial center of Brazil. The concession area, comprising 4,526 km², concentrates the largest national GDP and the highest population density in the country, with 1,601 consumer units per km².

Shareholding Structure and Simplified Corporate Organization Chart

SHAREHOLDER STRUCTURE

	ON	%	TOTAL	%
Controlling Shareholder	**189,323,545**	**94.42%**	**189,323,545**	**94.42%**
Enel Investimentos Sudeste S.A.	189,323,545	94.42%	189,323,545	94.42%
Non Controlling Shareholder	**8,133,352**	**4.06%**	**8,133,352**	**4.06%**
Others	8,133,352	4.06%	8,133,352	4.06%
Treasury Shares	**3,058,154**	**1.52%**	**3,058,154**	**1.52%**
Total	**200,515,051**	**100.00%**	**200,515,051**	**100.00%**

[3] Adjusted EBITDA for purpose of covenants of the 14th and 23rd Debentures excludes ADA, Contingencies and Pension Fund expenses. Additionally, for the 5th NP, the calculation of Adjusted EBITDA excludes losses in the asset and right deactivation
[4] Average term considers the principal and CESP Foundation (without considering the net effect of actuarial gains/losses).



Stock Market

The Company's shares are traded in Novo Mercado of B3 - Brasil, Bolsa e Balcão. The closing prices of the period are presented below.

SHARES PERFORMANCE (R$/SHARE)

	1Q19	1Q18	Var. %	4Q18	Var. % (1)
Ordinary Shares - ON (ELPL3)	**34.50**	**17.86**	**93.2%**	**31.30**	**10.2%**

(1) Variation between 1Q19 and 4Q18

3 OPERATIONAL / COMMERCIAL PERFORMANCE

Energy Market

Market Growth

NUMBER OF CLIENTS

	1Q19	1Q18	Var. %	4Q18	Var. % (1)
Regulated Market	**7,243,660**	**7,206,703**	**0.5%**	**7,229,420**	**0.2%**
Household - Conventional	6,795,158	6,756,603	0.6%	6,781,509	0.2%
Industrial	25,964	26,994	-3.8%	26,073	-0.4%
Commercial	403,599	403,018	0.1%	402,502	0.3%
Rural	564	498	13.3%	562	0.4%
Public Services	18,375	19,590	-6.2%	18,774	-2.1%
Free Market	**1,352**	**1,232**	**9.7%**	**1,324**	**2.1%**
Industrial	415	381	8.9%	409	1.5%
Commercial	890	812	9.6%	869	2.4%
Public Services	40	39	2.6%	39	2.6%
Energy Companies (2)	7	-	n.a	7	0.0%
Total - Number of Clients (Billed)	**7,245,012**	**7,207,935**	**0.5%**	**7,230,744**	**0.2%**

(1) Variation between 1Q19 and 4Q18 | (2) Number of clients consider Energy Companies as of 4Q18

The Company closed 1Q19 with a 0.5% increase in the number of Customers as compared to 1Q18. Of note is the increase in the conventional residential class, with the addition of 38,555 new billed clients.

Energy Sales in the Concession Area[5]

The energy sales in the concession area of Enel Distribuição São Paulo, as shown in the following table, closed 1Q19 at 11,172.8 GWh, 4.4% higher versus 1Q18. When adjusted for billing days (-1.5 day, equivalent to +194.9GWh), the total market would have shown a 2.5% increase in the period.

SALE AND TRANSPORTATION OF ENERGY (GWh)

	1Q19	1Q18	Var. %	4Q18	Var. % (1)
Regulated Market	8,470	8,044	5.3%	7,982	6.1%
Free Market (2)	2,703	2,656	1.8%	2,646	2.2%
Total - Sales and Transportation of Energy	**11,173**	**10,699**	**4.4%**	**10,628**	**5.1%**

(1) Variation between 1Q19 and 4Q18 | (2) Consider supplies for Energy companies since 4Q18

Regulated Market

Regulated market (captive) amounted to 8,469.7 GWh in 1Q19, corresponding to a 5.3% increase versus 1Q18, mainly due to higher temperatures recorded in the billing period and increase in average consumption, except in industrial class. Upon adjusting 1Q18 market by the factors: (i) migration from the Regulated Contracting Environment (“ACR”) to the Free Contracting Environment (“ACL”), with an unfavorable impact of 69.3 GWh; (ii) more billing days in 1Q18 (2.2 days, equivalent to 199.4 GWh); and (iii) customer return to ACR, with a favorable impact of 6.1 GWh, the regulated market in 1Q19 would have grown 3.5%.

SALE AND TRANSPORTATION OF ENERGY IN THE REGULATED MARKET (GWh)

	1Q19	1Q18	Var. %	4Q18	Var. % (1)
Residential	4,220	3,997	5.6%	3,993	5.7%
Industrial	733	750	-2.3%	777	-5.6%
Commercial	2,881	2,681	7.5%	2,587	11.3%
Rural	8	8	8.8%	8	6.8%
Public Services	627	608	3.1%	617	1.6%
Total - Regulated Market Energy Sale	**8,470**	**8,044**	**5.3%**	**7,982**	**6.1%**

(1) Variation between 1Q19 and 4Q18

SALE AND TRANSPORTATION OF ENERGY PER CAPITA IN THE REGULATED MARKET (KWh/CLIENTS)

	1Q19	1Q18	Var. %	4Q18	Var. % (1)
Residential	621	592	5.0%	589	5.5%
Industrial	28,245	27,794	1.6%	29,791	-5.2%
Commercial	7,138	6,652	7.3%	6,428	11.0%
Rural	14,794	15,396	-3.9%	13,895	6.5%
Public Services	34,124	31,039	9.9%	32,874	3.8%
Total - Per Capita Regulated Market Energy Sale	**1,169**	**1,116**	**4.8%**	**1,104**	**5.9%**

(1) Variation between 1Q19 and 4Q18

Free Customers

The billed market of free customers was 2,703.0 GWh in 1Q19, 1.8% higher as compared to 1Q18, reflecting the customers migration to the free market. Since 1Q18, considering migrations to ACL and returns to ACR, 123 units have been added to ACL billing, amounting to 1,352 units in 1Q19. This resulted in an addition of 63.2 GWh in this market, which, if discounted from the free market billed in the period, reflects a 0.6% decline in the quarter.

[5] Excluding own consumption.

ENERGY TRANSPORTATION FOR CLIENTS IN THE FREE MARKET (GWh)

	1Q19	1Q18	Var. %	4Q18	Var. % (1)
Industrial	1,226	1,287	-4.7%	1,323	-7.3%
Commercial	1,052	991	6.2%	929	13.2%
Public Services (2)	425	378	12.3%	394	8.0%
Total - Free Market Energy Transportation	**2,703**	**2,656**	**1.8%**	**2,646**	**2.2%**

(1) Variation between 1Q19 and 4Q18 | (2) Consider supplies for Energy Companies as of 4Q18

ENERGY TRANSPORTATION PER CAPITA IN THE FREE MARKET (GWh/CLIENTS)

	1Q19	1Q18	Var. %	4Q18	Var. % (1)
Industrial	2,955	3,378	-12.5%	3,235	-8.7%
Commercial	1,182	1,220	-3.1%	1,069	10.6%
Public Services (2)	9,044	9,703	-6.8%	8,560	5.7%
Average - Per Capita Free Market Energy Transportation	**1,999**	**2,156**	**-7.3%**	**1,998**	**0.0%**

(1) Variation between 1Q19 and 4Q18 | (2) Consider supplies for Energy Companies as of 4Q18

Energy Purchase

SOURCE OF ENERGY PURCHASE (GWh)

	1Q19	1Q18	Var. %	4Q18	Var. % (1)
Itaipu	2,107	2,154	-2.2%	2,208	-4.6%
Auction (2)	7,278	7,126	2.1%	7,004	3.9%
Angra 1 and 2	397	402	-1.3%	411	-3.4%
Proinfa	185	190	-2.5%	220	-16.1%
Total Volume	**9,967**	**9,872**	**1.0%**	**9,844**	**1.3%**

(1) Variation between 1Q19 and 4Q18 | (2) Includes CCEAR Auction, CCEE Purchase and Physical Guarantee Quotas

ENERGY BALANCE (GWh)

	1Q19	1Q18	Var. %	4Q18	Var. % (1)
Consumed Energy (GWh)	**11,173**	**10,699**	**4.4%**	**10,628**	**5.1%**
Residential	4,220	3,997	5.6%	3,993	5.7%
Industrial	733	750	-2.3%	777	-5.6%
Commercial	2,881	2,681	7.5%	2,587	11.3%
Rural	8	8	8.8%	8	6.8%
Public Services	627	608	3.1%	617	1.6%
Free Market	2,703	2,656	1.8%	2,646	2.2%
Losses in the distribution - Eletropaulo System (GWh) (2)	1,127	1,143	-1.3%	1,127	0.0%
Losses in the distribution - Eletropaulo System (%) (2)	9.2%	9.4%	-2.5%	9.5%	-2.9%

(1) Variation between 1Q19 and 4Q18 | (2) As of 4Q18, the methodology for assessing losses was adjusted to Enel Group standards, on a retrospective basis, starting on January 2018

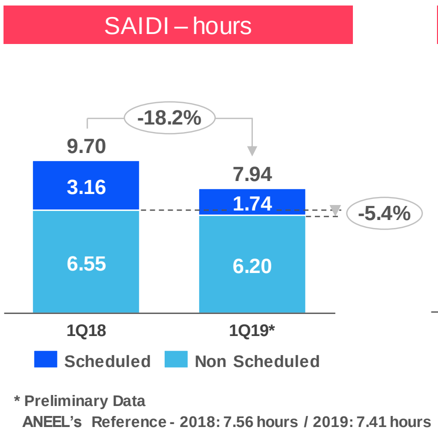
Operational Indicators

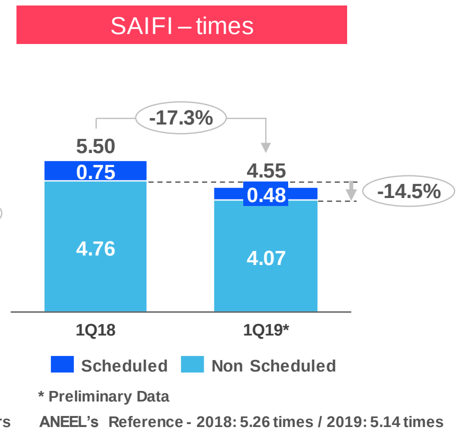
OPERATIONAL AND PRODUCTIVITY INDICATORS

	1Q19	1Q18	Var. %	4Q18	Var. % (1)
SAIDI - hours (12 months) (2)	7.94	9.70	-18.2%	7.18	10.6%
SAIFI - times (12 months) (2)	4.55	5.50	-17.3%	4.39	3.6%
Energy Losses (12 months) (%)	9.5%	9.6%	-2.5%	9.5%	-2.9%
Collection Rate (12 months) (%)	100.3%	99.4%	0.9%	100.3%	0.0%
MWh/Company and Third Party Employees	499	475	5.1%	469	6.4%
Client/Company and Third Party Employees	324	320	1.1%	319	1.5%
PMSO (3) /Client	50.1	57.9	-13.5%	82.3	-39.1%
Total Employees - Company and Third Party Employees	22,395	22,534	-0.6%	22,677	-1.2%

(1) Variation between 1Q19 and 4Q18 | (2) Preliminary Data for 1Q19 | (3) PMSO: Personnel, Materials, Services and Others

Quality of Supply

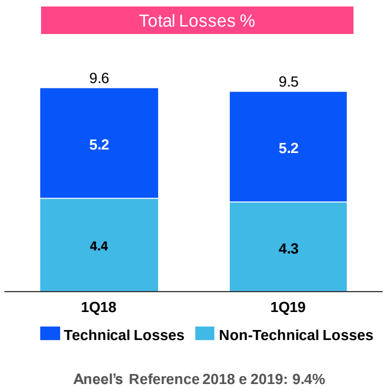




The SAIDI (System Average Interruption Duration Index) and SAIFI (System Average Interruption Frequency Index) indicators measure the quality of the energy supply of the Company's distribution system.

In 1Q19, SAIDI and SAIFI indicators recorded a significant improvement when compared to the same period of the previous year. This variation is mainly explained by the investment in network technology and the performance of self-recomposing equipment. SAIFI remains within the global regulatory limit for 2019, as a reflection of these factors. SAIDI indicator, in turn, was impacted by the high volume of rainfall in 2018/2019 summer, considered the rainiest season since 1994/1995[6].

Market Discipline (Losses)[7]



Total losses in the last 12 months amounted to 9.47%[8], broken down in technical losses (5.21%) and non-technical losses (4.26%). Compared to 1Q18, total losses presented a 0.17 p.p. reduction, arising from the increase in disconnections as from January 2018.

The Company has intensified its actions to mitigate commercial losses for the low-income segments with a mapping and relisting program in the Social Electricity Tariff of families within the income profile defined in the new legislation. In 1Q19 approximately 491.8 thousand families were benefited from this program, versus 448 thousand in 1Q18.

In 1Q19, the initiatives to combat losses contributed approximately R$ 76.4 million to the Company's results, with emphasis on the following programs: (i) Fraud Inspections; (ii) Recovery of Cut Installations Program; and (iii) Regularization of Informal Connections.

Collection

In 1Q19, the Company's collection ratio for the last 12-months reached 100.3% compared to 99.4% in the 12 months prior to 1Q18. 1Q19 result reflects the actions taken by the Company to reduce delinquency levels, such as, SMS and emails with the barcode for the payment of overdue electricity bills, supply cuts, negative entries, protests and collection actions via telemarketing. We also highlight the following actions and programs used by the Company to reinforce this strategy and improve collection performance:

- **Negotiation Actions:** in 1Q17 the negotiation portal was implemented[9] to assist in the customers' debt negotiation process. In 1Q19, 133.9 thousand negotiations were held only through the portal, amounting to R$ 78.6 million negotiated. During this period, the Company has promoted negotiation campaigns aiming to attract customers with accumulated old debts. This initiative generated 16,394 agreements in 1Q19, totaling R$ 19.1 million.

[6] Data from the Emergency Management Center – CGE.
[7] Technical Losses: Amounts calculated by the Company in order to make them comparable to the benchmark for non-technical losses on low-voltage market determined by the ANEEL. Aneel Benchmark: Reference of losses for the regulatory year, normalized for the civil year.
[8] As from 4Q18, the methodology for assessing Losses was adjusted to Enel Group standards, on a retrospective basis, starting January 2018.
[9] https://portalhome.eneldistribuicaosp.com.br/#/landing-page.

- **Recicle Mais, Pague Menos:** through this program, partnerships are signed with recyclers, so that the Company's customers are able to exchange recyclable materials for bonuses in the energy bill. In 1Q19, 515 new customers enrolled for the project, versus 855 in 1Q18. Bonuses granted reached R$ 41 thousand in 1Q19 (with 203.3 tons collected) versus R$ 73.3 thousand (with 340.1 tons collected) in the same period of the previous year. This reduction is mainly due to the non-renewal of some project partners and the low return of some collection points.

4 ECONOMIC AND FINANCIAL PERFORMANCE

Result

FINANCIAL HIGHLIGHTS (R$ THOUSAND)

	1Q19	1Q18	Var. %	4Q18	Var. % (1)
Gross Operational Revenue	5,822,036	5,204,818	11.9%	6,034,911	-3.5%
Gross Revenue Deductions	(2,354,121)	(2,002,926)	17.5%	(2,586,807)	-9.0%
Net Operational Revenue	3,467,915	3,201,892	8.3%	3,448,104	0.6%
Service Costs and Operational Expenses (2)	(2,870,296)	(2,596,363)	10.6%	(2,926,040)	-1.9%
EBITDA	**399,014**	**336,975**	**18.4%**	**218,363**	**82.7%**
EBITDA Margin	*11.5%*	*10.5%*	*9.3%*	*6.3%*	*81.7%*
EBIT	**238,854**	**199,506**	**19.7%**	**73,572**	**224.7%**
EBIT Margin	*6.9%*	*6.2%*	*10.5%*	*2.1%*	*222.8%*
Financial Result	(163,731)	(203,178)	-19.4%	(300,416)	-45.5%
Income Tax, Social Contribution and Others	(6,072)	(1,765)	244.0%	69,845	n.a
Net (Loss) Income	**69,051**	**(5,437)**	**n.a**	**(157,001)**	**n.a**
Net Margin	*2.0%*	*-0.2%*	*n.a*	*-4.6%*	*n.a*
Net Margin ex-Construction Revenue	*2.1%*	*-0.2%*	*n.a*	*-5.0%*	*n.a*
Net (Loss) Income per Share (R$/ share)	**0.35**	**(0.03)**	**n.a**	**(0.00)**	**n.a**

(1) Variation between 1Q19 and 4Q18 | (2) Does not consider depreciation and amortization and construction costs

Gross Operational Revenue

GROSS OPERATING REVENUE (R$ THOUSAND)

	1Q19	1Q18	Var. %	4Q18	Var. % (1)
Energy Supply - Regulated Market	**3,045,326**	**2,594,214**	**17.4%**	**3,132,129**	**-2.8%**
Availability of the Transmission and Distribution System - TUSD (Free Market)	329,701	236,566	39.4%	316,059	4.3%
Availability of the Transmission and Distribution System - TUSD (Regulated Market)	2,123,296	1,729,088	22.8%	2,000,916	6.1%
(-) DIC / FIC / DMIC / DICRI	(17,683)	(15,473)	14.3%	(7,052)	150.8%
Construction Revenue	198,605	268,554	-26.0%	303,701	-34.6%
Other Revenues Derived from Client Agreements	(88,940)	75,725	-217.5%	97,719	-191.0%
Total - Other Revenues Originated from Clients	**2,544,979**	**2,294,460**	**10.9%**	**2,711,343**	**-6.1%**
CDE Subsidy Resources	89,381	88,937	0.5%	93,979	-4.9%
Financial Sector Asset (Liability)	92,184	195,409	-52.8%	82,325	12.0%
Inflation Adjustment of Sector Asset	50,166	31,798	57.8%	15,135	231.5%
Total - Other Revenues	**231,731**	**316,144**	**-26.7%**	**191,439**	**21.0%**
Total Gross Revenue	**5,822,036**	**5,204,818**	**11.9%**	**6,034,911**	**-3.5%**

(1) Variation between 1Q19 and 4Q18

Enel Distribuição São Paulo's gross operational revenue amounted to R$ 5,822.0 million in 1Q19, representing a 11.9% growth or R$ 617.2 million, compared to 1Q18, particularly explained by:

I. R$ 726.9 million increase in billed and unbilled supply revenue, including tariff flags, and TUSD - Tariff for the Use of the Distribution System - for consumers of regulated market;

II. R$ 93.1 million increase with TUSD paid by free consumers, due to the customer migration;

III. reduction in energy sales in the spot market in the amount of R$ 63.8 million;

IV. R$ 69.9 million reduction from construction revenue due to lower investments in the period;

V. R$ 84.4 million reduction in other revenues, mainly affected by the lower regulatory financial assets and liabilities in the period;

Revenue Deductions

DEDUCTIONS FROM REVENUE (R$ THOUSAND)

	1Q19	1Q18	Var. %	4Q18	Var. % (1)
ICMS	(1,039,205)	(864,732)	20.2%	(1,022,826)	1.6%
PIS	(93,330)	(80,209)	16.4%	(90,061)	3.6%
COFINS	(430,270)	(370,140)	16.2%	(415,282)	3.6%
ISS	(47)	(49)	-4.1%	(48)	-2.1%
Total Tax Charges	**(1,562,852)**	**(1,315,130)**	**18.8%**	**(1,528,217)**	**2.3%**
Energy efficiency, R&D, FNDCT and EPE	(32,052)	(28,930)	10.8%	(30,996)	3.4%
Sector Charges - CDE (2)	(733,719)	(634,641)	15.6%	(838,987)	-12.5%
Electric Energy Service Inspection Charge - TFSEE	(3,433)	(3,150)	9.0%	(3,433)	0.0%
Consumer charges - PROINFA	(21,924)	(20,494)	7.0%	(21,614)	1.4%
Consumer charges - CCRBT (3)	(141)	(581)	-75.7%	(163,560)	-99.9%
Total - Sector Charges	**(791,269)**	**(687,796)**	**15.0%**	**(1,058,590)**	**-25.3%**
Total - Revenue Deductions	**(2,354,121)**	**(2,002,926)**	**17.5%**	**(2,586,807)**	**-9.0%**

(1) Variation between 1Q19 and 4Q18 | (2) Energy Development Account | (3) Centralizing Account of Tariff Flag Resources

Deductions amounted to R$ 2,354.1 million in 1Q19, representing a 17.5% increase compared to the same period in previous year. This performance is mainly explained by the following factors:

I. higher ICMS payment in the amount of R$ 174.5 million;

II. R$ 99.1 million increase in CDE account;

III. R$ 73.3 million increase in PIS/COFINS account;

Costs and Operating Expenses

SERVICE COSTS AND OPERATING EXPENSES (R$ THOUSAND)

	1Q19	1Q18	Var. %	4Q18	Var. % (1)
Parcel A					
Eletric Energy Purchased for Resale - includes PROINFA	(2,057,581)	(1,644,197)	25.1%	(1,784,564)	15.3%
Charges for Use of Eletric Grid and Transmission	(364,279)	(471,634)	-22.8%	(423,862)	-14.1%
Total - non-manageable	**(2,421,860)**	**(2,115,831)**	**14.5%**	**(2,208,426)**	**9.7%**
Operational Expenses					
Personnel	(195,483)	(219,882)	-11.1%	(378,960)	-48.4%
Pension Fund	(5,655)	(5,122)	10.4%	(5,271)	7.3%
Third-Party Services	(125,715)	(135,667)	-7.3%	(139,097)	-9.6%
Materials	(13,734)	(17,715)	-22.5%	(17,567)	-21.8%
Estimated Losses with Doubtful Accounts	(67,135)	(51,354)	30.7%	84,729	-179.2%
Provision for contingencies and others	(18,351)	(11,770)	55.9%	(207,574)	-91.2%
Other Operational Expenses	(22,363)	(39,022)	-42.7%	(53,874)	-58.5%
Total - Operational Expenses (2)	**(448,436)**	**(480,532)**	**-6.7%**	**(717,614)**	**-37.5%**
Total - Service Costs and Operating Expenses (2)	**(2,870,296)**	**(2,596,363)**	**10.6%**	**(2,926,040)**	**-1.9%**

(1) Variation between 1Q19 and 4Q18 | (2) Does not consider construction costs and depreciation and amortization

Enel Distribuição São Paulo's operational costs and expenses, excluding depreciation and construction cost, amounted to R$ 2,870.3 million in 1Q19, a 10.6% growth compared to 1Q18. These effects are mainly due to the following variations:

Non-Manageable Costs - Parcel A

Non-manageable costs amounted to R$ 2,421.9 million in 1Q19, a 14.5% growth versus 1Q18 (R$ 2,115.8 million). This increase is mainly due to:

I. Cost of Electric Energy Purchased for Resale: 25.1% increase or R$ 413.4 million in 1Q19 versus 1Q18, mainly due to (i) higher energy purchase costs (CCEE, CCEAR), R$ 311.2 million, due to the higher volume purchased from CCEE and the increase in CCEAR cost associated with the impact of the cost of thermo plants; (ii) higher cost of purchase of Itaipu, R$ 68.1 million, mainly due to the exchange rate depreciation in the period; and (iii) higher costs of R$ 47.2 million related to physical guarantee quotas resulting from the adjustment of the quota price in July 2018;

II. Cost of Electricity and Transmission Network Use Charges: 22.8% reduction or R$ 107.4 million in 1Q19, compared to 1Q18, as a result of (i) the positive impact of the R$ 61.7 million increase referring to retroactive financial relief; (ii) cost reduction with System Service Charges (ESS/EER), at R$ 36.2 million; and (iii) a reduction in the cost of using the basic network, including connection of the basic network with CTEEP, at R$ 21.3 million, due to the reduction of the tariffs paid to the transmission companies as a result of the normalization of the amounts paid as of July 2018.

Operating Expenses

Operating Expenses, excluding construction costs and depreciation and amortization, amounted to R$ 448.4 million in 1Q19, a 6.7% reduction versus 1Q18 (R$ 480.5 million). This reduction is mainly due to:

I. lower cost of personnel and charges in the amount of R$ 23.5 million mainly due to the cost savings with salaries, benefits, charges and overtime resulting from the voluntary exit program ("PSV");

II. 13.9 million reduction in materials and services, mainly due to efficiency gains in customer service processes and lower expenses with financial and legal consulting related to OPA/Follow-On held in 2018;

III. R$ 15.8 million increase in ADA expenses, mitigated by the Company's efforts to mitigate delinquency;

IV. increase in the recognition of litigation and contingencies, in R$ 6.6 million, mainly due to the inclusion of labor lawsuits;

V. lower cost with other operating expenses, at R$ 16.7 million, mainly due to the reduction in losses resulting from the asset and right deactivation, in the amount of R$ 11.8 million, due to the lower investment volume when comparing the quarters, and lower expenses with leasing and rents amounting to R$ 3.8 million, due to the adoption of CPC06/IFRS 16.

EBITDA

The reconciliation of the amounts that make up EBITDA and EBIT calculations included in the Company's financial statements, in compliance with CVM Instruction no. 527, of October 04, 2012 is shown below:

RECONCILIATION OF EBITDA AND EBIT (R$ THOUSAND)

	1Q19	1Q18	Var. %	4Q18	Var. % (1)
Net Profit (Loss)	**69,051**	**(5,437)**	**n.a**	**(157,001)**	**n.a**
(+) Income Tax and Social Contributions	6,072	1,765	244.0%	(69,845)	n.a
(+) Financial Result	163,731	203,178	-19.4%	300,417	-45.5%
(=) EBIT	**238,854**	**199,506**	**19.7%**	**73,571**	**224.7%**
(+) Depreciation and Amortization	160,160	137,469	16.5%	144,791	10.6%
(=) EBITDA	**399,014**	**336,975**	**18.4%**	**218,362**	**82.7%**

The Company’s reported EBITDA amounted to R$ 399.0 million in 1Q19, a 18.4% increase as compared to 1Q18, reflecting the effects presented above, with emphasis for the:

I. margin gains (R$ 29.9 million) as a result of the tariff/volume mix, due to higher energy consumed in the period and the tariff adjustment as of July 2018, with the average effect perceived by the customers of 15.84%;

II. positive impact due to the reduction in the operating expenses group (R$ 32.1 million), mainly as a result of process optimization started in July 2018.

It is worth noting that 1Q19 performance was positively affected by the compliance with IFRS 16 (R$ 9.9 million), in the line of other operating expenses, and the compliance of IFRS 9 (R$ 9.4 million) with impact on

ADA, effects partially offset by the negative impact related to extreme weather events recorded in the concession area (R$ 5.0 million). In the 1Q18, it is worth mentioning the impact of expenses with legal and financial counseling in the OPA/Follow On (R$ 1.6 million)

Excluding those effects, adjusted EBITDA would have ended the 1Q19 with the amount of R$ 384.7 million, 13.6% higher than the 1Q18 adjusted EBITDA, of R$ 338.6 million.

Financial result

The Company recorded in 1Q19 a negative financial result in the amount of R$ 163.7 million, a R$ 39.4 reduction when compared to the negative financial result of R$ 203.2 million recognized in 1Q18.

FINANCIAL RESULT (R$ THOUSAND)

	1Q19	1Q18	Var. %	4Q18	Var. % (1)
Financial Revenue					
Interest on Investment	10,862	6,259	73.5%	9,758	11.3%
Monetary Update and Interest on Overdue Electricity Bills	16,244	21,827	-25.6%	25,673	-36.7%
Government Grants	1,087	1,285	-15.4%	1,151	-5.6%
Update of Tax Credits	21,082	104	n.a	32	n.a
Monetary Update of Legal Deposits	6,600	3,631	81.8%	6,460	2.2%
Monetary Update of Financial Sector Assets and Liabilities	13,828	-	n.a	21,089	-34.4%
Other Financial Revenue	5,303	8,053	-34.1%	6,769	-21.7%
(-) PIS and Cofins over Financial Revenue	(2,845)	-	n.a	(2,318)	22.7%
Total - Financial Income	**72,161**	**41,159**	**75.3%**	**68,614**	**5.2%**
Financial Expenses					
Debt Charges - loans, debentures and intercompany loans	(75,512)	(89,451)	-15.6%	(93,417)	-19.2%
Interest on financial leasing obligations	(6,732)	(3,777)	78.2%	-	n.a
Government Grants	(1,087)	(1,285)	-15.4%	(1,164)	-6.6%
Monetary Update of R&D and energy efficiency	(5,133)	(3,587)	43.1%	(3,752)	36.8%
Capitalized interest transferred to intangible assets in progress	1,933	2,031	-4.8%	3,214	-39.9%
Letters of guarantee and guarantee insurance	(12,149)	(12,908)	-5.9%	(12,661)	-4.0%
Monetary Update of contingencies and others	(50,879)	(35,925)	41.6%	(169,898)	-70.1%
Monetary Update of net financial sector assets and liabilities	-	(5,070)	-100.0%	-	n.a
Pension Plan net interest cost	(81,037)	(87,486)	-7.4%	(87,481)	-7.4%
Other Financial Expenses	(5,334)	(6,931)	-23.0%	(3,656)	45.9%
Total - Financial Expenses	**(235,930)**	**(244,389)**	**-3.5%**	**(368,815)**	**-36.0%**
Exchange Rate Variation	**38**	**52**	**-26.9%**	**(216)**	**-117.6%**
Total - Revenue and Financial Expenses	**(163,731)**	**(203,178)**	**-19.4%**	**(300,417)**	**-45.5%**

(1) Variation between 1Q19 and 4Q18

The main variations seen in items of financial revenues and expenses are detailed as follows:

I. Higher revenue from tax credits update, with a positive effect of R$ 21.1 million, mainly due to the recognition of tax credits resulting from the double deduction of expenses incurred with PAT[10] since 2006;
II. Monetary adjustment of sector financial assets and liabilities, with a positive effect of R$ 18.9 million;
III. Reduction in expenses with debt charges in the amount of R$ 13.9 million, reflecting the financial strategy implemented by the Company in 2018; such effects were partially offset by:
IV. Higher expenses related to the financial adjustment of the agreement with Eletrobras, with a negative impact of R$ 10.9 million compared to the same period in 2018.

[10] Worker Food Program.

Taxes (IR/CSLL)

TAX (IR/CSLL) AND OTHERS (R$ THOUSAND)

	1Q19	1Q18	Var. %	4Q18	Var. % (1)
Income tax	22,287	-	n.a	-	n.a
Diferred Social Contribution	(7,507)	(467)	1507.5%	18,488	-140.6%
Diferred Income Tax	(20,852)	(1,298)	1506.5%	51,357	-140.6%
Total	**(6,072)**	**(1,765)**	**244.0%**	**69,845**	**-108.7%**

(1) Variation between 1Q19 and 4Q18

In 1Q19, Income Tax (IR) and Social Contribution on Net Income (CSLL) expenses amounted to R$ 6.1 million, a R$ 4.3 million increase as compared to the same period last year, mainly reflecting the higher tax base recorded in the period, offset by IR credit recoverable, in the amount of R$ 22.3 million, resulting from the double deduction of expenses incurred with PAT[10] since 2006, as well as the IRPJ offset in this period.

Indebtedness

Debt Indicators

INDEBTDNESS (THOUSAND)

	1Q19	1Q18 (1)	Var. %	4Q18	Var. % (2)
Loans, Financing and Debentures (3)	4,531,357	4,047,464	12.0%	4,066,332	11.4%
Pension Fund	1,232,490	1,233,157	-0.1%	1,262,800	-2.4%
(-) Cash and Cash Equivalents (4)	1,558,358	776,679	100.6%	941,434	65.5%
Net Debt	**4,205,489**	**4,503,942**	**-6.6%**	**4,387,698**	**-4.2%**
EBITDA (LTM)	1,249,140	1,077,129	16.0%	1,101,183	13.4%
(+) Bad Debt and Contingencies (LTM)	357,192	252,384	41.5%	334,829	6.7%
(+) Pension Fund Expenses (LTM)	(66,274)	387,310	-117.1%	20,680	-420.5%
Adjusted EBITDA (LTM) - 14th and 23rd Debentures	**1,540,059**	**1,716,823**	**-10.3%**	**1,456,692**	**5.7%**
(+) Losses in the asset and right deactivation (LTM)	44,043	29,713	48.2%	55,781	-21.0%
Adjusted EBITDA (LTM) - 5th Promissory Note	**1,584,102**	**1,746,536**	**-9.3%**	**1,512,473**	**4.7%**
Net Debt / Adjusted EBITDA - 14th and 23rd Debenture	2.73	n.a	n.a.	3.01	0.28 p.p
Net Debt / Adjusted EBITDA - 5th Promisssory Note	2.65	n.a	n.a.	n.a	n.a.

(1)Values reported in 1Q18, except when indicated otherwise (2) Variation between 1Q19 and 4Q18 (3) Not considering financial leasing (amounting to R$ 204.5 million as of 03/31/2019, R$ 78.9 million as of 12/31/2018 and R$ 79.8 million as of 03/31/2018) (4) Cash, cash equivalents and short-term investments.

The Company's Gross Debt[11] closed 1Q19 at R$ 5,763.8 million, a R$ 483 million increase versus 1Q18. This variation is mainly due to: (ii) issuance of R$ 3,920.0 million in the period, especially the 23rd Debenture in the amount of R$ 3,000.0 million, partially offset by the amortization, interest payment and early settlement (mainly Debentures, CCB, FINEM), totaling R$ 3,434.3 million in the period;

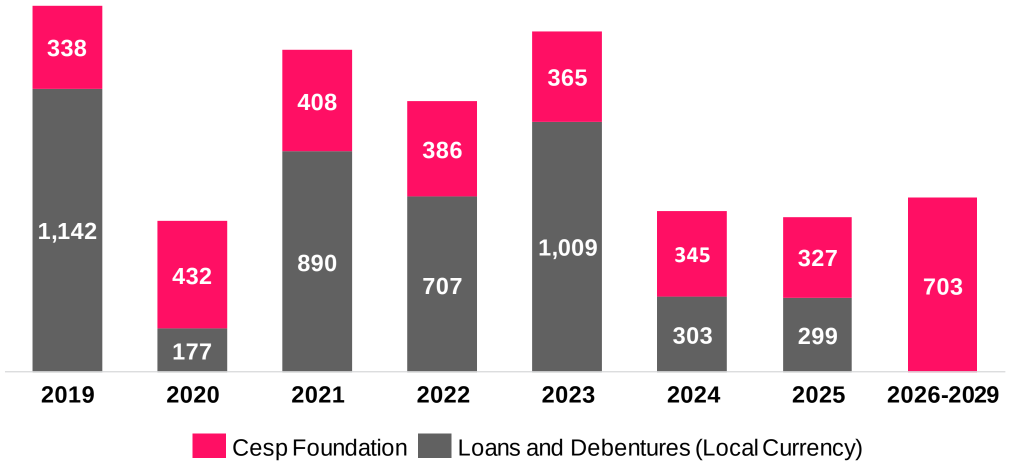
Cash and cash equivalents amounted to R$ 1,558.4 million in 1Q19, compared to R$ 776.7 million in the previous year, a R$ 781.7 million increase. Thus, the Company's net debt amounted to R$ 4,205.5 million as of March 31, 2019, a R$ 298 million reduction versus R$ 4,504.2 million in previous year.

The Company closed 1Q19 with the average cost of debt of 8.36% p.a., or CDI + 1.06% p.a. and average term of 3.42 years.

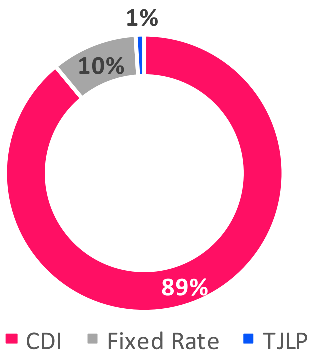
Considering Adjusted EBITDA set forth in the debts of the 14th and 23rd Debentures, the covenant ended March 31, 2019, showed Net Debt/Adjusted EBITDA ratio of 2.73x. In March 2019, we issued the 5th Promissory Note that does not includes, for purposes of calculating Adjusted EBITDA, the "Loss on asset and right deactivation"; as such, the covenant for the 5th Promissory Note recorded 2.65x. The limits of covenants in force for all the Company's debts are: Net Debt/Adjusted EBITDA may not exceed 3.5x. Thus, in 1Q19, the Company was within the limits established in the debt agreements.

[11] Gross Debt corresponds to the sum of loans, financing, and short- and long-term debentures, in addition to the debit balance with the pension fund. The pension fund balance does not include the net effect of actuarial gains/losses in the amount of R$ 2,537.0 million as of March 31, 2019, of R$ 2,537.0 million as of December 31, 2018, and R$ 2,458.9 million as of March 31, 2018.

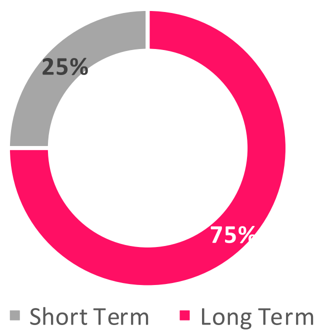
Amortization Schedule (R$ million)[12]



Gross Debt Opening - Indexers[13]



Opening of Gross Debt - Short/Long Term[13]



Company Rating[14]

Scale	Ratings	National	International	Perspective
	Fitch	AAA	BBB-[1] e BB+[2]	Stable
	Moody's	Aaa	Ba1	Stable

Latest Updates: Fitch - Jul'18; Moodys - Sep'18; 1- Local Currency; 2- Foreign Currency

On February 20, 2019, S&P withdrew its credit ratings assigned to the Company.

[12] Flow composed of principal amortization, accrued interest and costs to be amortized. Excluding financial leasing.
[13] Excluding pension.
[14] The table considers valid ratings as of March 31, 2019.

Investments

CAPEX (R$ THOUSAND)

	1Q19	1Q18	Var. %	4Q18	Var. % (1)
Maintenance	102,201	93,616	9.2%	206,526	-50.5%
Growth	67,377	101,794	-33.8%	138,142	-51.2%
New Connections	20,283	39,507	-48.7%	30,435	-33.4%
Funded by the Company	**189,862**	**234,917**	**-19.2%**	**375,103**	**-49.4%**
Funded by the Clients	30,474	31,393	-2.9%	22,087	38.0%
Total	**220,336**	**266,310**	**-17.3%**	**397,190**	**-44.5%**

(1) Variation between 1Q19 and 4Q18

In 1Q19, the Company invested R$ 220.3 million. The volume invested in 1Q19 was mainly allocated to maintenance and growth activities, including implementation/maintenance of ETDs and LDSs, and modernization of the underground system.

5 OTHER TOPICS

Annual Tariff Adjustment

At Public Meeting of the Executive Board held on July 3, 2018, ANEEL resolved upon the 2018 annual tariff adjustment, to be effective as of July 04, 2018. The tariff adjustment index for the Company was 16.40%, comprising an economic adjustment of +10.47% and a financial component of +5.93%. Upon deducting the financial component considered in the last tariff process, in the amount of 0.56%, the average effect to be perceived by consumers was +15.84%, as detailed in the table on the right.

Tariff Readjustment		
Parcel A	Sector Charges	2.58%
	Energy Purchased	6.63%
	Transmission Charges	-0.58%
	Parcel A	**8.63%**
Parcel B		**1.84%**
Economic Readjustment		**10.47%**
Total CVA		8.47%
Other Parcel A Financial Components		-2.54%
Financial Readjustment		**5.93%**
Total Readjustment		**16.40%**
Financial Components of Previous Process		-0.56%
Effect Perceived by the Customers		**15.84%**

Parcel A was adjusted by 10.98%, representing 8.63% in the economic adjustment, mainly affected by:

I. **Sector Charges** - R$ 3,292 million. 12.20% increase, representing 2.58% in the economic adjustment, mainly due to the 24.89% increase in the Energy Development Account ("CDE") charge;

II. **Energy Purchased (Includes PROINFA)** - R$ 7,257 million. The 14.52% increase is mainly derived from the increase in the Quota cost (Law 12.783/2013) and Itaipu. The increase in the cost of energy purchase represents 6.63% in the economic adjustment; and

III. **Transmission Charges** - R$ 1,564 million. The 4.87% reduction is particularly explained by the reduction of the Annual Allowed Revenue of the Basic Network as compared to the previous cycle, representing -0.58% in the economic adjustment.

If there were no Tariff Flag application, as detailed in the next section, the tariff adjustment index would be 7.12% higher, close to 23%.

Parcel B was adjusted by +8.62%, representing a +1.84% share in the economic adjustment. Such adjustment is comprised of 6.92% IGP-M in the 12-month period ended June 2018, plus X-Factor of -1.70%, which comprises the productivity gains ("Xp Factor") of 1.13% and the operational cost path component ("Xt Factor") of -2.37%, previously set in the Fourth Period Tariff Review ("4PTR"), in addition to the service quality component ("Xq Factor") of -0.46%.

Voltage Levels	Average Effects
High Voltage	17.67%
Low Voltage	15.14%
Average Effect	15.84%

The average tariff adjustment of +15.84% (average effect to be perceived by consumers) presents variations for several voltage levels, as detailed.

5th Periodic Tariff Review Cycle

In July 2019, the Company will undergo the 5th Periodic Tariff Review, during which period the electric energy tariffs will be redefined at levels compatible with the economic and financial balance as showed in the concession contract.

As to the methodology to be used to define the parameters that make up the Required Revenue (such as Capital Remuneration, Operating Costs and Losses, for example), it has been already defined in ANEEL regulations. In the case of the Capital Remuneration, ANEEL chose to maintain the WACC of 8.09%, after taxes, for reviews occurring up to December 2019, for the calculation of the Regulatory WACC, which includes the period of the reviewing process of Enel Distribuição São Paulo.

On April 2, 2019, the board of ANEEL decided to hold a public hearing with the purpose of discussing with society the Company's 5th Cycle of Tariff Review. The contribution period runs from April 4 to May 17, with a face-to-face session in São Paulo, held on April 17.

Tariff Flags

Comprised of four flags (green, yellow and red - tier 1 and tier 2), the tariff flags system establishes additional rates for tariffs in order to reflect the energy generation cost variation, as shown below:

- Green flag: the tariff has no addition;
- Yellow flag: addition of R$ 10/MWh;
- Red flag: Tier 1: R$ 30/MWh increase, Tier 2: R$ 50/MWh increase

In May 2018, a new criterion for triggering the tariff flags came into effect, resulting from the public hearing no. 061/17, which discussed the revision of the flag methodology and the amount for triggering its ranges.

The tariff flags prevailing up to April 2019, reflecting the hydrological conditions, are shown below.

2018	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
Tariff Flag	Green	Green	Green	Green	Yellow	Red level 2	Red level 2	Red level 2	Red level 2	Red level 2	Yellow	Green
PLD Spot Price - 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 Spot Price: Average Monthly PLD Reference for the Tariff Flag, defined by CCEE

2019	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
Tariff Flag	Green	Green	Green									
PLD Spot Price - R$/MWh	116.53	283.16	286.02									

PLD (Spot Price): Average Monthly PLD Reference for the Tariff Flag, defined by CCEE

Eletrobras Agreement

On March 9, 2018, the Company entered into an agreement with Eletrobras with the purpose of terminating the legal dispute involving the liability of the Company for paying the balance of financial charges related to the loan granted in 1986 by Eletrobras to the company, which was later spun-off, giving rise to four companies, among them Enel Distribuição São Paulo and CTEEP.

No appeal was filed against the part of the decision of February 12, 2019, in which ratified the principal agreement with Eletrobras. The Company awaits the respective certification of the final and unappealable decision, and with that the last condition of effectiveness of said agreement will remain.

Pursuant to the aforementioned agreement, the Company undertook to disburse R$ 1,500 million, with the purpose of paying the debt arising from the Judicial Proceeding, which is the subject of the collection lawsuit, of which R$ 1,400 million is in favor of Eletrobras, and R$ 100 million relating to fees for loss of suit to lawyers, with base date on January 31, 2018.

The beginning of the period for payments still depends on the judgment and corresponding final and unappealable decision with the Lawyers of Eletrobras. For this the Company is awaiting judgement of the appeal filled on September 26, 2018 by one of Eletrobras' former attorney, which is scheduled for April 30,2019, with its respective res judicata.

6 ANNEXES

Income Statement

INCOME STATEMENT (THOUSAND)

	1Q19	1Q18	Var. %	4Q18	Var. % (1)
Gross Operational Revenue	**5,822,036**	**5,204,818**	**11.9%**	**6,034,911**	**-3.5%**
Total Supply	3,045,326	2,594,214	17.4%	3,132,129	-2.8%
Revenue with Availability of Distribution Grid - TUSD (Free Market)	329,701	236,566	39.4%	316,059	4.3%
Revenue with Availability of Distribution Grid - TUSD (Regulated Marke	2,123,296	1,729,088	22.8%	2,000,916	6.1%
(-) DIC/FIC/DMIC/DICRI - TUSD Regulated and Free Market	(17,683)	(15,473)	14.3%	(7,052)	150.8%
Construction Revenue	198,605	268,554	-26.0%	303,701	-34.6%
CDE Subsidy Resources	89,381	88,937	0.5%	93,979	-4.9%
Financial Sector Asset and Liability	92,184	195,409	-52.8%	82,325	12.0%
Inflation Adjustment of Sector Asset	50,166	31,798	57.8%	15,135	231.5%
Other Revenues	(88,940)	75,725	-217.5%	97,719	-191.0%
Deductions of Gross Revenue	**(2,354,121)**	**(2,002,926)**	**17.5%**	**(2,586,807)**	**-9.0%**
ICMS	(1,039,205)	(864,732)	20.2%	(1,022,826)	1.6%
Consumer Charges - PROINFA	(21,924)	(20,494)	7.0%	(21,614)	1.4%
Energy Efficiency, R&D, FNDCT and EPE	(32,052)	(28,930)	10.8%	(30,996)	3.4%
Sector Charges - CDE	(733,719)	(634,641)	15.6%	(838,987)	-12.5%
Tariff Flag (CCRBT)	(141)	(581)	-75.7%	(163,560)	-99.9%
ANEEL Inspection Fee	(3,433)	(3,150)	9.0%	(3,433)	0.0%
Others (PIS, COFINS and ISS)	(523,647)	(450,398)	16.3%	(505,391)	3.6%
Net Operational Revenue	**3,467,915**	**3,201,892**	**8.3%**	**3,448,104**	**0.6%**
Service Costs/ Operating Expenses	**(3,229,061)**	**(3,002,386)**	**7.5%**	**(3,374,532)**	**-4.3%**
Costs and Non-manageble expenses	(2,421,860)	(2,115,831)	14.5%	(2,208,426)	9.7%
Eletric Energy Purchased for Resale	(2,057,581)	(1,644,197)	25.1%	(1,784,564)	15.3%
Charges for Use of Eletric Grid and Transmission	(364,279)	(471,634)	-22.8%	(423,862)	-14.1%
Costs and Manageble expenses	(807,201)	(886,555)	-9.0%	(1,166,106)	-30.8%
Personnel	(195,483)	(219,882)	-11.1%	(378,960)	-48.4%
Pension Fund	(5,655)	(5,122)	10.4%	(5,271)	7.3%
Third-Party Services	(125,715)	(135,667)	-7.3%	(139,097)	-9.6%
Materials	(13,734)	(17,715)	-22.5%	(17,567)	-21.8%
Estimated Losses with Doubtful Accounts	(67,135)	(51,354)	30.7%	84,729	-179.2%
Contingencies	(18,351)	(11,770)	55.9%	(207,574)	-91.2%
Others	(22,363)	(39,022)	-42.7%	(53,874)	-58.5%
Construction Cost	(198,605)	(268,554)	-26.0%	(303,701)	-34.6%
Depreciation and Amortization	(160,160)	(137,469)	16.5%	(144,791)	10.6%
EBITDA	**399,014**	**336,975**	**18.4%**	**218,363**	**82.7%**
EBITDA Margin (%)	*11.5%*	*10.5%*	*9.3%*	*6.3%*	*81.7%*
EBIT	**238,854**	**199,506**	**19.7%**	**73,572**	**224.7%**
Financial Result	**(163,731)**	**(203,171)**	**-19.4%**	**(300,416)**	**-45.5%**
Financial Revenue	**72,161**	**41,159**	**75.3%**	**68,614**	**5.2%**
Interest on Investment	10,862	6,259	73.5%	9,758	11.3%
Monetary Update and Interest on Overdue Electricity Bills	16,244	21,827	-25.6%	25,673	-36.7%
Government Grants	1,087	1,285	-15.4%	1,151	-5.6%
Update of Tax Credits	21,082	104	20171.2%	32	530.3%
Monetary Update of Legal Deposits	6,600	3,631	81.8%	6,460	2.2%
Monetary Update of Financial Sector Assets and Liabilities	13,828	-	n.a	21,089	-34.4%
Other Financial Revenue	5,303	8,053	-34.1%	6,769	-21.7%
PIS and COFINS over Finance Revenue	(2,845)	-	n.a	(2,318)	22.7%
Financial Expenses	**(235,930)**	**(244,389)**	**-3.5%**	**(368,815)**	**-36.0%**
Debt charges - loan agreement and intercompany loans	(75,512)	(89,451)	-15.6%	(93,417)	-19.2%
Interest on financial leasing obligations	(6,732)	(3,777)	78.2%	-	n.a
Government Grants	(1,087)	(1,285)	-15.4%	(1,164)	-6.6%
Monetary Update of R&D and Energy Efficiency	(5,133)	(3,587)	43.1%	(3,752)	36.8%
Capitalized Interest Transferred to Intangible Assets in Progress	1,933	2,031	-4.8%	3,214	-39.9%
Letters of guarantee and guarantee insurance	(12,149)	(12,908)	-5.9%	(12,661)	-4.0%
Monetary Update of contingencies and others	(50,879)	(35,925)	41.6%	(169,898)	-70.1%
Monetary Update of Net Financial Sector Assets and Liabilities	-	(5,070)	-100.0%	-	n.a
Pension Plan Net Interest Cost	(81,037)	(87,486)	-7.4%	(87,481)	-7.4%
Other Financial Expenses	(5,334)	(6,931)	-23.0%	(3,656)	45.9%
Exchange Rate Variation	**38**	**52**	**-26.9%**	**(216)**	**-117.6%**
Profit Before Taxes	**75,123**	**(3,672)**	**n.a**	**(226,846)**	**n.a**
Income Tax and Social Contributions	**(6,072)**	**(1,765)**	**244.0%**	**69,845**	**-108.7%**
Net Profit (Loss)	**69,051**	**(5,437)**	**n.a**	**(157,001)**	**n.a**
Net Margin (%)	*2.0%*	*-0.2%*	*n.a*	*-4.6%*	*-143.7%*
Net Margin -ex-Construction Revenue (%)	*2.1%*	*-0.2%*	*n.a*	*-5.0%*	*-142.3%*
Net (Loss) Income per Share (R$/ share)	**0.35**	**(0.03)**	**n.a**	**(0.00)**	**n.a**

(1) Variation between 1Q19 and 4Q18

Balance Sheet

BALANCE SHEET (R$ THOUSAND)		
ASSETS	1Q19	4Q18
CURRENT		
Cash and Cash Equivalents	1,554,307	936,678
Short-term Investments	4,051	4,756
Consumers, Concessionaires and Permitees	2,351,669	2,323,574
Recoverable Income Tax and Social Contribution	70,409	23,293
Other Recoverable Taxes	109,950	129,414
Accout Receivables - Agreements	218,061	192,431
Other Credits	259,192	227,827
Inventories	32,989	31,465
Current Services	145,049	139,003
Prepaid Expenses	53,712	43,140
Financial Sector Assets	2,070,790	1,809,234
Total Current Asset	**6,870,179**	**5,860,815**
NON CURRENT		
Consumers, Concessionaires and Licensees	25,865	25,058
Other Recoverable Taxes	82,462	84,967
Income and Social Contribution Taxes Differed	2,131,312	2,159,671
Garantees and Judicial Deposits	546,562	539,358
Accout Receivables - Agreements	8,532	10,882
Other Credits	43,354	47,308
Contractual Asset	456,782	634,918
Financial Asset Related to the Concession Agreement	4,033,672	3,795,279
Sector Net Financial Assets	532,405	836,557
Investments	41,250	45,377
Property, Plant and Equipament	179,829	66,329
Intangible	4,474,998	4,448,061
Total Non Current Asset	**12,557,023**	**12,693,765**
TOTAL ASSETS	**19,427,202**	**18,554,580**
LIABILITIES		
CURRENT		
Local Suppliers	1,925,580	1,625,422
Loans and Financing	945,263	437,652
Debenture	199,144	239,953
Leasing	72,318	31,254
Government Grants	3,873	4,083
Other Taxes Payable	499,285	497,503
Dividends and Interest on shareholders' Equity Payable	358	358
Labor and Social Liabilities	170,652	190,358
Sector Charges	387,834	404,688
Liabilities with Private Pension Plan	11,274	11,160
Provision for Legal Proceedings and Others	549,669	520,852
Reversal Reserve	7,343	7,342
Other Obligations	277,360	255,919
Sector Net Financial Liabilities	1,260,325	1,229,323
Total Current Liabilities	**6,310,278**	**5,455,867**
NON CURRENT		
Loans and Financing	52,077	55,717
Debentures	3,334,873	3,333,010
Leasing	132,167	47,602
Government Grants	7,610	8,488
Liabilities with Private Pension Plan	3,866,599	3,895,506
Provision for legal Proceedings and Others	1,987,520	1,965,093
Sector Charges	69,690	38,689
Social and Labor Obligations	456	401
Reversal Reserve	49,563	51,399
Other Obligations	19,585	19,802
Sector Net Financial/Liabilities	646,753	802,026
Total Non Current Liabilities	**10,166,893**	**10,217,733**
SHAREHOLDERS ' EQUITY		
Capital	2,823,486	2.823.486
Capital Reserve	691,470	691.470
Shares Held in Treasury	(49,236)	(49,236)
Other Comprehensive Income	(800,299)	-781.506
Profit Reserves:		
Legal Reserve	196,766	196.766
Retained Earnings	87,844	0
Total Shareholders' Equity	**2,950,031**	**2,880,980**
TOTAL LIABILITIES AND SHAREHOLDERS' EQUITY	**19,427,202**	**18,554,580**

Earnings Release

Earnings Release - 1Q19

Enel Distribuição São Paulo

Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A.

April 24, 2019

LIMITATION OF LIABILITY

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

INVESTOR RELATIONS

ri.eneldistribuicaosp.com.br

ri.eletropaulo@enel.com

(11) 2195-7048