

Divulgação de Resultados Earnings Release 3T19

Enel Distribuição São Paulo
Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A.
25 de outubro de 2019

Relações com Investidores

Monica Hodor
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, 25 de outubro de 2019 – Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo (“ENEL DISTRIBUIÇÃO SÃO PAULO”) [B3: ELPL3], distribuidora de energia elétrica que atende 24 municípios paulistas (18 milhões de habitantes) divulga seus resultados do terceiro trimestre de 2019 (“3T19”). 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

	3T19	3T18	Var. %	2T19	Var. % (1)	9M19	9M18	Var. % (2)
Volume de Energia - Venda e Transporte (GWh)	10.307.830	10.520.886	-2,0%	10.887.694	-5,3%	32.368.298	32.246.313	0,4%
Receita Bruta (R\$ mil)	6.403.186	6.962.270	-8,0%	5.602.914	14,3%	17.828.136	18.062.614	-1,3%
Receita Líquida (R\$ mil)	3.865.986	4.188.158	-7,7%	3.352.826	15,3%	10.686.727	11.041.735	-3,2%
EBITDA (R\$ mil)	659.107	366.888	79,6%	513.992	28,2%	1.572.113	882.821	78,1%
Margem EBITDA (%)	17,0%	8,8%	+8,2 p.p.	11,5%	+5,5 p.p.	14,7%	8,0%	+5,9 p.p.
Margem EBITDA ex-Receita de Construção (%)	18,0%	9,6%	+8,4 p.p.	12,2%	+5,8 p.p.	15,5%	8,8%	+5,9 p.p.
EBIT (R\$ mil)	620.631	228.427	171,7%	238.854	159,8%	1.215.389	468.725	159,3%
Margem EBIT (%)	16,1%	5,5%	+10,6 p.p.	6,9%	+9,2 p.p.	11,4%	4,2%	+5,2 p.p.
Lucro (Prejuízo) Líquido (R\$ mil)	345.697	2.791	n.a.	131.313	163,3%	546.061	(158.260)	n.a.
Margem Líquida (%)	8,9%	0,1%	+8,8 p.p.	2,0%	+6,9 p.p.	5,1%	-1,4%	+6,5 p.p.
Margem Líquida ex-Receita de Construção (%)	9,4%	0,1%	+9,3 p.p.	2,1%	+7,3 p.p.	5,4%	-1,6%	+7,0 p.p.
CAPEX (R\$ mil)	230.459	366.431	-37,1%	198.861	15,9%	649.656	956.706	-32,1%
DEC - horas (12 meses) (3)	7,04	7,48	-5,9%	7,53	-6,5%	7,04	7,48	-5,9%
FEC - vezes (12 meses) (3)	4,08	4,57	-10,7%	4,42	-7,7%	4,08	4,57	-10,7%
Índice de Arrecadação (YTD)	103,9%	101,9%	+2 p.p.	99,2%	+4,7 p.p.	101,0%	100,7%	+0,3 p.p.
Perdas de Energia (12 meses)	9,56%	9,57%	-0,01 p.p.	9,55%	+0,01 p.p.	9,56%	9,57%	-0,01 p.p.
Nº de Consumidores (4)	7.285.574	7.204.361	1,1%	7.245.012	0,6%	7.285.574	7.204.361	1,1%
Nº de Colaboradores Próprios (5)	6.669	7.458	-10,6%	6.760	-1,3%	6.669	7.458	-10,6%
MWh/Colaboradores Próprios e Terceiros	440	452	-2,8%	499	-11,9%	1.380	1.387	-0,5%
PMSO (6) /Consumidor	48,0	55,8	-13,9%	50,1	-4,2%	145,5	178,2	-18,4%
Consumidor/Colaboradores Próprios e Terceiros	311	310	0,3%	324	-4,0%	311	310	0,3%
Número Total de Colaboradores - Próprios e Terceiros	23.450	23.254	0,8%	23.123	1,4%	23.450	23.254	0,8%

(1) Variação entre 3T19 e 2T19 | (2) Variação entre 9M19 e 9M18 | (3) Dados Preliminares | (4) Unidades Faturadas | (5) Número total excluindo menores aprendizes, estagiários e conselheiros | (6) PMSO: Pessoal, Material, Serviços e Outros

Operacional

- Melhora de 5,9% do DEC no 3T19 para 7,04 horas, em comparação ao registrado no 3T18 (7,48 horas), dentro do limite regulatório global de 7,41 horas;
- Melhora no FEC de 10,7% no 3T19, totalizando 4,08 vezes, em comparação a 4,57 vezes registrado no 3T18, também dentro do limite regulatório global, de 5,14 vezes;

Mercado e Comercial

- Crescimento no mercado total de 0,4% no acumulado do ano, em comparação aos 9M19, com destaque para o crescimento do mercado livre (2,1%). No trimestre, contração de 2,0% do mercado total em comparação ao mesmo período do ano anterior.

Regulatório

- Em 02 de julho de 2019 a ANEEL deliberou sobre os resultados da revisão tarifária periódica de 2019, com aplicação a partir de 04 de julho de 2019. O valor médio a ser percebido pelos consumidores foi de +7,03%, apresentando variações para diversos níveis de tensão (6,48% para baixa tensão e 8,46% para alta tensão);
- Em 15 de outubro de 2019 a ANEEL apresentou proposta de atualização do WACC para o setor de distribuição. O novo parâmetro discutido é de 7,17% após impostos, proposta abaixo do atual valor de 8,09%, também após impostos.

Financeiro

- EBITDA de R\$ 659,1 milhões no 3T19, aumento de 79,6% em relação aos R\$ 366,9 milhões registrados no mesmo período do ano anterior. No acumulado do ano, crescimento de 78,1%, um EBITDA de R\$ 1.572,1 milhões;
- Lucro líquido de R\$ 345,7 milhões no 3T19, ante R\$ 2,8 milhões registrado no 3T18. Nos 9M19, o lucro líquido acumulado totalizou R\$ 546,1 milhões.

- Relação Dívida Líquida/EBITDA Ajustado¹ de 2,21x para a 23ª emissão de Debêntures, e 2,13x para a 6ª emissão de Notas Promissórias e 24ª emissão de Debêntures no 2T19, ambos inferiores ao limite de 3,5x.

Oferta Pública de Ações e Reestruturação Societária

- Conforme edital publicado no dia 21 de outubro de 2019, foi lançada pela Enel Brasil S.A., controlador indireto da Companhia, Oferta Pública de Aquisição de Ações para cancelamento do registro de Categoria A, junto a CVM, e conversão para Categoria B. O Leilão ocorrerá na data de 21 de novembro de 2019;
- Anunciada proposta de reestruturação societária referente a operação de incorporação reversa da Enel Investimentos Sudestes S.A., controladora direta, pela Enel Distribuição São Paulo. A proposta será apreciada em Assembleia Geral Extraordinária a ocorrer em 6 de novembro de 2019.

2

PERFIL CORPORATIVO

Área de Concessão

DADOS GERAIS

	3T19	3T18	Var. %
Área de Concessão (Km ²)	4.526	4.526	0,0%
Municípios (Qtde.)	24	24	0,0%
Habitantes (Qtde.) (1)	18.046.018	17.891.734	0,9%
Consumidores (Unid.)	7.285.574	7.204.361	1,1%
Linhas de Distribuição (Km)	41.946	41.711	0,6%
Linhas de Transmissão (Kmc)	1.829	1.876	-2,5%
Subestações (Unid.)	162	158	2,5%
Volume de Energia 12 meses (GWh)	42.996	43.057	-0,1%
Marketshare no Brasil - Nº de Clientes (2)	8,63%	8,65%	-0,3%
Marketshare no Brasil - Volume de Energia (3)	8,99%	9,00%	-0,1%

(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 ABRADÉE

(3) Volume de Energia do Brasil de acordo com Empresa de Pesquisa Econômica - EPE

1 Pirapora do Bom Jesus
2 Cajamar
3 Santana de Parnaíba
4 Barueri
5 Osasco
6 Carapicuíba
7 Jandira
8 Itapevi
9 Virgem Grande Paulista
10 Cotia
11 Taboão da Serra
12 Embu das Artes
13 Itapeverica da Serra
14 São Lourenço da Serra
15 Embu-Guaçu
16 Juquitiba
17 São Paulo
18 Diadema
19 São Caetano do Sul
20 São Bernardo do Campo
21 Santo André
22 Rio Grande da Serra
23 Ribeirão Pires
24 Mauá



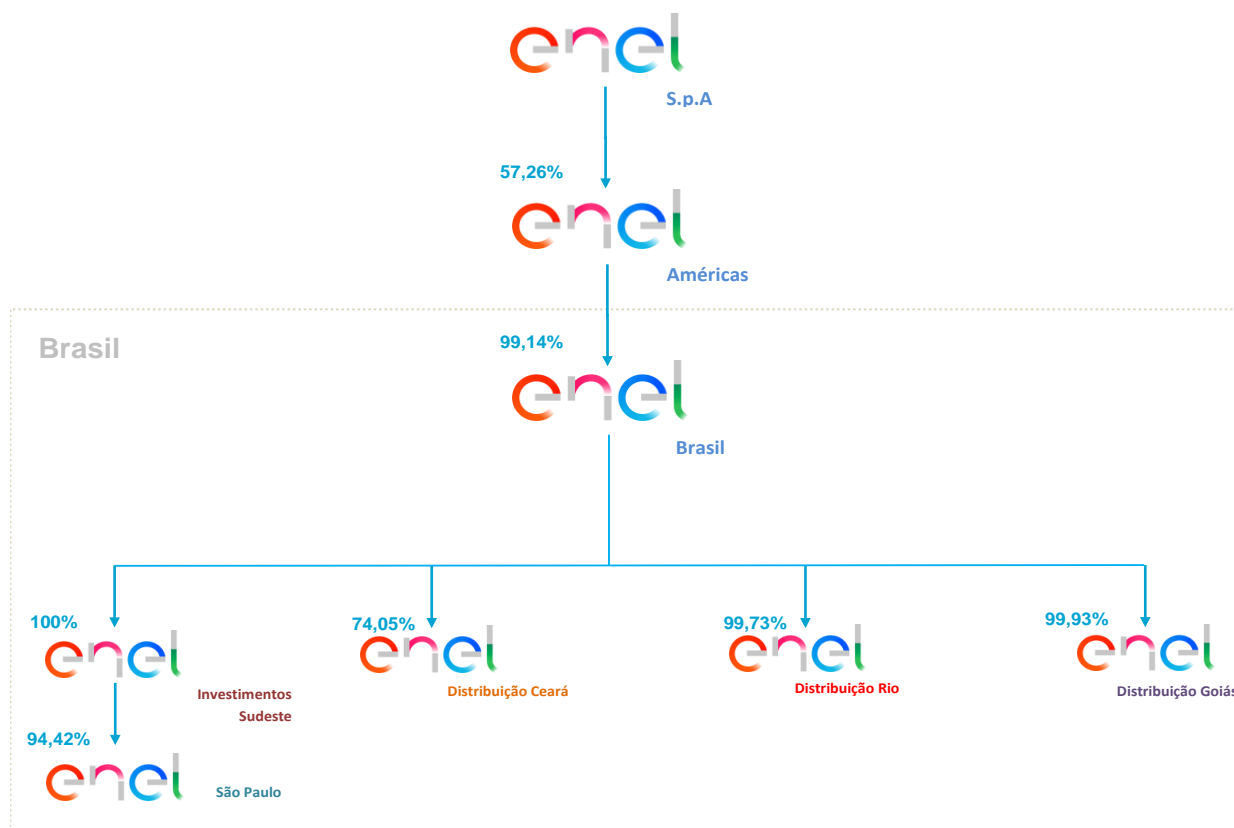
A Enel Distribuição São Paulo é uma Companhia de capital aberto e a maior distribuidora de energia elétrica do Brasil em volume de energia vendida, estando presente em 24 cidades da região metropolitana de São Paulo, incluindo a capital paulista, um dos principais centros econômico-financeiros do país. A área de concessão, de 4.526 km², concentra o maior PIB nacional e a mais alta densidade demográfica do país, com 1.609 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%

¹ EBITDA Ajustado para fins de *covenants* da 23ª Debêntures exclui despesas com PECLD, Contingências, Fundo de Pensão e inclui ajuste com CPC 06/IFRS 16. Adicionalmente, para a 5ª NP e 24ª Emissão, o cálculo do EBITDA Ajustado exclui perdas na desativação de bens e direitos.



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)

	3T19	3T18	Var. %	2T19	Var. % (1)	9M19	9M18	Var. % (2)
Ordinárias - ON (ELPL3)	48,55	26,81	81,1%	45,95	5,7%	48,55	26,81	81,1%

(1) Variação entre 3T19 e 2T19 (2) Variação entre 9M19 e 9M18

3

DESEMPENHO OPERACIONAL / COMERCIAL

Mercado de Energia

Crescimento do Mercado

NÚMERO DE CONSUMIDORES

	3T19	3T18	Var. %	2T19	Var. % (1)	9M19	9M18	Var. % (2)
Mercado Cativo	7.284.067	7.203.085	1,1%	7.253.007	0,4%	7.284.067	7.203.085	1,1%
Residencial	6.832.854	6.756.769	1,1%	6.803.295	0,4%	6.832.854	6.756.769	1,1%
Industrial	25.846	25.953	-0,4%	25.978	-0,5%	25.846	25.953	-0,4%
Comercial	406.450	400.971	1,4%	404.871	0,4%	406.450	400.971	1,4%
Rural	562	548	2,6%	565	-0,5%	562	548	2,6%
Setor Público	18.355	18.844	-2,6%	18.298	0,3%	18.355	18.844	-2,6%
Clientes Livres	1.507	1.276	18,1%	1.403	7,4%	1.507	1.276	18,1%
Industrial	459	407	12,8%	442	3,8%	459	407	12,8%
Comercial	1.000	833	20,0%	913	9,5%	1.000	833	20,0%
Setor Público	41	36	13,9%	41	0,0%	41	36	13,9%
Cias Energéticas (3)	7	7	0,0%	7	0,0%	7	7	0,0%
Total - Número de Consumidores (faturados)	7.285.574	7.204.361	1,1%	7.254.410	0,4%	7.285.574	7.204.361	1,1%

(1) Variação entre 3T19 e 2T19 (2) Variação entre 9M19 e 9M18 (3) Número de consumidores considera Cias Energéticas a partir do 4T18

A Companhia encerrou o 3T19 com um incremento de 1,1% no número de unidades consumidoras faturadas em relação ao registrado no 3T18. Destaca-se o acréscimo na classe residencial, com mais 76.085 novas unidades consumidoras faturadas.

Venda de Energia na Área de Concessão²

A venda de energia na área de concessão da Enel Distribuição São Paulo, conforme demonstrado na tabela a seguir, encerrou o 3T19 em 10.308 GWh, redução de 2,0% em relação ao 3T18. Quando ajustado pelos dias de faturamento (-1,1 dia registrado no 3T19, o equivalente a -123,5 GWh), o mercado total apresentaria uma queda de 0,9% no período.

No 9M19, o mercado total teve aumento de 0,4% em relação ao 9M18, totalizando 32.368 GWh. Ajustado pela diferença de dias de faturamento (0,3 dias registrados no 9M19, o equivalente a 81 GWh), o mercado total teria um aumento de 0,6% no período.

VENDA E TRANSPORTE DE ENERGIA (GWh)

	3T19	3T18	Var. %	2T19	Var. % (1)	9M19	9M18	Var. % (2)
Mercado Cativo	7.657	7.915	-3,3%	8.072	-5,1%	24.198	24.248	-0,2%
Cientes Livres (3)	2.651	2.606	1,7%	2.816	-5,8%	8.170	7.998	2,1%
Total - Venda e Transporte de Energia	10.308	10.521	-2,0%	10.888	-5,3%	32.368	32.246	0,4%

(1) Variação entre 3T19 e 2T19 (2) Variação entre 9M19 e 9M18 (3) Número de consumidores considera Cias Energéticas a partir do 4T18

Mercado Cativo

O mercado cativo somou 7.657 GWh no 3T19, o que correspondeu a uma contração de 3,3% comparado ao 3T18, com redução do consumo médio. Ajustando-se o mercado no 3T18 pelos fatores: (i) migração do Ambiente de Contratação Regulada ("ACR") para o Ambiente de Contratação Livre ("ACL"), com impacto desfavorável de 129 GWh; (ii) dias de faturamento a menos do 3T19, com impacto negativo de 124 GWh; e (iii) retorno de clientes ao ACR, com impacto favorável de 10 GWh; o mercado cativo no 3T19 teria um aumento de 0,2%.

No 9M19, o mercado cativo totalizou 24.198 GWh, uma leve redução de 0,2% ante os 9M18. Ajustando-se os efeitos: (i) migrações do ACR para o ACL, com impacto negativo de 296 GWh; (ii) dias de faturamento a menos no 9M19, com impacto negativo de 76 GWh; e (iii) retorno de clientes ao ACR, com impacto positivo de 19 GWh; o mercado cativo teria aumento de 0,1%.

VENDA E TRANSPORTE DE ENERGIA NO MERCADO CATIVO (GWh)

	3T19	3T18	Var. %	2T19	Var. % (1)	9M19	9M18	Var. % (2)
Residencial	3.986	4.059	-1,8%	4.048	-1,5%	12.254	12.194	0,5%
Industrial	695	791	-12,2%	736	-5,5%	2.164	2.346	-7,8%
Comercial	2.386	2.449	-2,5%	2.660	-10,3%	7.927	7.823	1,3%
Rural	8	8	1,9%	8	-2,9%	24	24	3,7%
Setor Público	581	608	-4,5%	621	-6,4%	1.829	1.861	-1,8%
Total - Venda de Energia no Mercado Cativo	7.657	7.915	-3,3%	8.072	-5,2%	24.198	24.248	-0,2%

(1) Variação entre 3T19 e 2T19 (2) Variação entre 9M19 e 9M18

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

	3T19	3T18	Var. %	2T19	Var. % (1)	9M19	9M18	Var. % (2)
Residencial	583	601	-2,9%	595	-1,9%	1.793	1.805	-0,6%
Industrial	26.880	30.482	-11,8%	28.312	-5,1%	83.710	90.402	-7,4%
Comercial	5.871	6.107	-3,9%	6.571	-10,6%	19.504	19.509	0,0%
Rural	14.415	14.509	-0,7%	14.056	2,6%	43.395	43.018	0,9%
Setor Público	31.650	32.288	-2,0%	33.919	-6,7%	99.625	98.782	0,9%
Total - Venda per Capita no Mercado Cativo	1.051	1.099	-4,3%	1.113	-5,6%	3.322	3.366	-1,3%

(1) Variação entre 3T19 e 2T19 (2) Variação entre 9M19 e 9M18

Cientes Livres

O mercado faturado dos clientes livres foi de 2.651 GWh no 3T19, um aumento de 1,7% quando comparado ao 3T18, reflexo, principalmente, da migração de clientes para o mercado livre. Desde o 3T18, entre migrações ao ACL e retornos ao ACR, foram adicionadas 231 unidades ao faturamento do ACL, totalizando 1.507

² Não Inclui Consumo Próprio

unidades no 3T19. Isso resultou em um acréscimo de 119 GWh nesse mercado que, descontado do mercado livre faturado no período, reflete uma queda de 2,8% no trimestre.

No 9M19, o mercado livre somou 8,170 GWh, um aumento de 2,1% em relação ao 9M18. O impacto líquido entre migrações ao ACL e retornos ao ACR foi um acréscimo de 277 GWh nesse mercado que, se descontados, refletem em queda de 1,3% no período.

TRANSPORTE DE ENERGIA PARA OS CLIENTES LIVRES (GWh)

	3T19	3T18	Var. %	2T19	Var. % (1)	9M19	9M18	Var. % (2)
Industrial	1.326	1.354	-2,0%	1.356	-2,2%	3.908	4.000	-2,3%
Comercial	946	904	4,7%	1.041	-9,1%	3.038	2.892	5,1%
Sector Público (3)	379	349	8,8%	419	-9,5%	1.224	1.106	10,6%
Total - Transporte de Energia para os Clientes Livres	2.651	2.606	1,7%	2.816	-5,8%	8.170	7.998	2,1%

(1) Variação entre 3T19 e 2T19 | (2) Variação entre 9M19 e 9M18 | (3) Considera suprimentos para Cias Energéticas a partir do 4T18

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

	3T19	3T18	Var. %	2T19	Var. % (1)	9M19	9M18	Var. % (2)
Industrial	2.889	3.326	-13,1%	3.067	-5,8%	8.514	9.828	-13,4%
Comercial	946	1.085	-12,8%	1.140	-17,0%	383	3.472	-89,0%
Sector Público (3)	7.903	9.688	-18,4%	8.736	-9,5%	25.495	30.735	-17,0%
Média - Transporte per Capta para Clientes Livres	1.759	2.042	-13,9%	2.007	-12,3%	5.421	6.268	-13,5%

(1) Variação entre 3T19 e 2T19 | (2) Variação entre 9M19 e 9M18 | (3) Considera suprimentos para Cias Energéticas a partir do 4T18

Compra de Energia

FONTES DE COMPRA DE ENERGIA (GWh)

	3T19	3T18	Var. %	2T19	Var. % (1)	9M19	9M18	Var. % (2)
Itaipu	2.167	2.204	-1,7%	2.133	1,6%	6.407	6.531	-1,9%
Leilão (3)	7.145	6.984	2,3%	7.143	0,0%	21.567	21.064	2,4%
Angra 1 e 2	406	411	-1,3%	401	1,1%	1.204	1.220	-1,3%
Proinfa	207	213	-3,0%	192	7,5%	584	599	-2,6%
Total - Compra de Energia	9.925	9.812	1,1%	9.870	0,6%	29.761	29.414	1,2%

(1) Variação entre 3T19 e 2T19 | (2) Variação entre 9M19 e 9M18 | (3) Inclui Leilão CCEAR, Compra CCEE e Quotas de garantia física

BALANÇO DE ENERGIA (GWh)

	3T19	3T18	Var. %	2T19	Var. % (1)	9M19	9M18	Var. % (2)
Energia Consumida (GWh)	10.308	10.521	-2,0%	10.888	-5,3%	32.368	32.246	0,4%
Residencial	3.986	4.059	-1,8%	4.048	-1,5%	12.254	12.194	0,5%
Industrial	695	791	-12,2%	736	-5,5%	2.164	2.346	-7,8%
Comercial	2.386	2.449	-2,5%	2.660	-10,3%	7.927	7.823	1,3%
Rural	8	8	1,9%	8	2,0%	24	24	3,5%
Sector público	581	608	-4,5%	621	-6,4%	1.829	1.861	-1,8%
Clientes Livres	2.651	2.606	1,7%	2.816	-5,8%	8.170	7.998	2,1%
Perdas na Distribuição - Sistema Enel SP (GWh) (3)	1.154	1.147	0,6%	1.151	0,2%	3.433	3.396	1,1%
Perdas na Distribuição - Sistema Enel SP (%) (3)	9,9%	9,8%	0,5%	9,7%	1,6%	9,5%	9,4%	0,3%

(1) Variação entre 3T19 e 2T19 | (2) Variação entre 9M19 e 9M18 | (3) 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

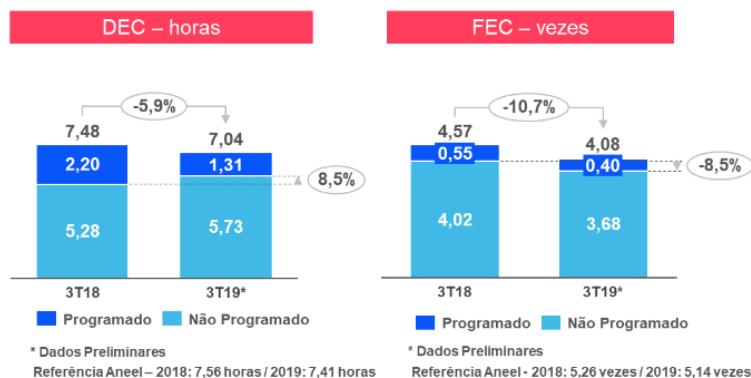
INDICADORES OPERACIONAIS E DE PRODUTIVIDADE

	3T19	3T18	Var. %	2T19	Var. % (1)	9M19	9M18	Var. % (2)
DEC - horas (12 meses) (3)	7,04	7,48	-5,9%	7,53	-6,5%	7,04	7,48	-5,9%
FEC - vezes (12 meses) (3)	4,08	4,57	-10,7%	4,42	-7,7%	4,08	4,57	-10,7%
Perdas de Energia (12 meses) (%)	9,6%	9,6%	+0,0 p.p	9,6%	+0,0 p.p	9,6%	9,6%	+0,0 p.p
Índice de Arrecadação (YTD) (%)	103,9%	101,9%	+2,0 p.p	99,2%	+4,7 p.p	103,9%	101,9%	+2,0 p.p
MWh/Colaboradores Próprios e Terceiros	440	452	-2,8%	499	-11,9%	1.380	1.387	-0,5%
Consumidor/Colaboradores Próprios e Terceiros	311	310	0,3%	324	-4,0%	311	310	0,3%
PMSO (4) / Consumidor	48,0	55,8	-13,9%	50,1	-4,2%	145,5	178,2	-18,4%
Número Total de Colaboradores - Próprios e Terceiros	23.450	23.254	0,8%	23.123	1,4%	23.450	23.254	0,8%

(1) Variação entre 3T19 e 2T19 | (2) Variação entre 9M19 e 9M18 | (3) Dados Preliminares para o 2T19 | (4) PMSO: Pessoal, Material, Serviços e Outros

Qualidade do Fornecimento

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.



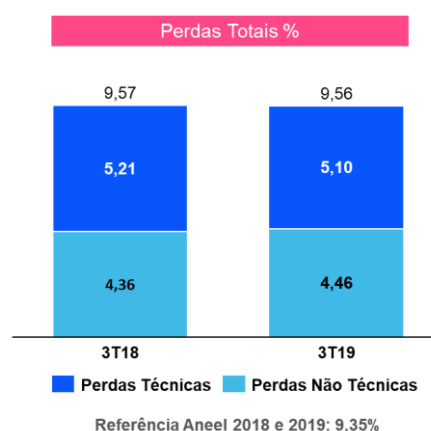
No 3T19, os indicadores DEC e FEC registraram melhora comparado ao mesmo período do ano anterior. Esta variação é explicada, principalmente, pelo investimento em tecnologia e confiabilidade de rede e atuação de equipamentos de auto recomposição. O DEC e o FEC permanecem dentro do limite regulatório global para o ano de 2019, como reflexo do plano de ações implementado pela Companhia.

Disciplina de Mercado (Perdas)³

As perdas totais apuradas nos últimos 12 meses foram de 9,56%⁴, sendo divididas entre perdas técnicas (5,10%) e não técnicas (4,46%). Em comparação ao 3T18, as perdas totais apresentaram redução de 0,01 p.p, decorrente do incremento de ações de combate a partir de janeiro de 2018.

A Companhia tem intensificado suas ações de combate às perdas comerciais para os segmentos de baixa renda com o programa de mapeamento e recadastramento na Tarifa Social de Energia Elétrica das famílias que possuem o perfil de renda previsto na atual legislação. No 3T19, aproximadamente 507,8 mil clientes foram beneficiados com este programa, contra 517,4 mil no 3T18.

No 3T19, as iniciativas de combate as perdas contribuíram com aproximadamente R\$ 64,4 milhões no resultado da Companhia, sendo que no 9M19 contribuíram com aproximadamente R\$ 206,4 milhões. Podemos destacar os seguintes programas: (i) Inspeções de Fraude; (ii) Programa de Recuperação de Instalações Cortadas; e (iii) Regularização de Ligações Informais.



Arrecadação

No terceiro trimestre de 2019 o índice de arrecadação da Companhia, alcançou 103,9% em comparação a 101,9% registrado no terceiro trimestre de 2018. Nos primeiros nove meses do ano, a Companhia registrou índice de 101,0% contra 100,7% no mesmo período do ano anterior. De forma a melhorar seu índice de arrecadação, a Companhia tem realizado diversas ações para reduzir os níveis de inadimplência, como o envio de SMS e e-mails com código de barras para pagamento das faturas em atraso, suspensão do fornecimento, negativas, 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 negociação⁵ para auxiliar no processo de negociação de dívidas dos clientes. No 3T19, foram realizadas 119,3 mil negociações somente pelo portal, totalizando um montante de R\$ 67,3 milhões negociados. Nos primeiros nove meses do ano foram realizadas 387,0 mil negociações somente pelo portal, totalizando um montante de R\$ 221,6 milhões negociados. Ao longo do ano a Companhia promoveu campanhas de negociação com o objetivo de atrair clientes com dívidas acumuladas. Essa iniciativa gerou um total de 56.832 acordos, que somaram R\$ 48,2 milhões.

³ 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.

⁴ 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.

⁵ <https://portalhome.eneldistribuicao.sp.com.br/#!/landing-page>.

- **Ecoenel:** 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 3T19, 593 novos clientes cadastraram-se no projeto, contra 846 no 3T18. Os bônus concedidos chegaram a R\$ 46,4 mil no 3T19 (com 238,2 toneladas coletadas) versus R\$ 46,8 mil (com 243,9 toneladas coletadas) no mesmo período do ano anterior. Essa redução deve-se a uma menor participação do cliente final, registrada nesse período, no programa de reciclagem. Já em relação a 9M19, 1.626 novos clientes cadastraram-se no projeto. Os bônus concedidos por meio do programa chegaram a R\$ 125 mil no 9M19 (com 637,1 toneladas coletadas) versus R\$ 168,5 mil (com 809,1 toneladas coletadas) no 9M18. Essa redução deve-se também a menor participação do cliente final.

4

DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

Resultado

PRINCIPAIS CONTAS DE RESULTADO (R\$ MIL)

	3T19	3T18	Var. %	2T19	Var. % (1)	9M19	9M18	Var. % (2)
Receita Operacional Bruta	6.403.186	6.962.270	-8,0%	5.602.914	14,3%	17.828.136	18.062.614	-1,3%
Deduções à Receita Operacional	(2.537.200)	(2.774.112)	-8,5%	(2.250.088)	12,8%	(7.141.409)	(7.020.879)	1,7%
Receita Operacional Líquida	3.865.986	4.188.158	-7,7%	3.352.826	15,3%	10.686.727	11.041.735	-3,2%
Custos do Serviço e Despesas Operacionais (3)	(3.206.879)	(3.821.270)	-16,1%	(2.685.093)	19,4%	(9.114.614)	(10.158.914)	-10,3%
EBITDA	659.107	366.888	79,6%	513.992	28,2%	1.572.113	882.821	78,1%
Margem EBITDA	17,0%	8,8%	+8,2 p.p	15,3%	+1,7 p.p	14,7%	8,0%	+6,7 p.p
EBIT	620.631	228.427	171,7%	355.904	74,4%	1.215.389	468.725	159,3%
Margem EBIT	16,1%	5,5%	+10,6 p.p	10,6%	+5,5 p.p	11,4%	4,2%	+7,2 p.p
Resultado Financeiro	(88.422)	(217.358)	-59,3%	(149.901)	-41,0%	(402.054)	(690.698)	-41,8%
Imposto de Renda, Contribuição Social e Outros	(186.512)	(8.278)	2153,1%	(74.690)	149,7%	(267.274)	63.713	-519,5%
Lucro (Prejuízo) Líquido	345.697	2.791	n.a	131.313	163,3%	546.061	(158.260)	n.a
Margem Líquida	8,9%	0,1%	+8,8 p.p	3,9%	+5 p.p	5,1%	-1,4%	+6,5 p.p
Margem Líquida ex-Receita de Construção	9,4%	0,1%	+9,3 p.p	4,1%	+5,3 p.p	5,4%	-1,6%	+7,0 p.p
Lucro (Prejuízo) por Ação (R\$/ação)	1,75	0,02	10476,7%	0,62	182,7%	2,77	(0,95)	-389,6%

(1) Variação entre 3T19 e 2T19 | (2) Variação entre 9M19 e 9M18 | (3) Não considera depreciação e amortização e custo de construção

Receita Operacional Bruta

RECEITA OPERACIONAL BRUTA (R\$ MIL)

	3T19	3T18	Var. %	2T19	Var. % (1)	9M19	9M18	Var. % (2)
Fornecimento de Energia Elétrica - Mercado Cativo	2.880.008	3.196.938	-9,9%	2.900.142	-0,7%	8.825.476	8.477.233	4,1%
Disponibilidade do Sistema - TUSD (Livre)	379.710	281.459	34,9%	342.911	10,7%	1.052.322	759.306	38,6%
Disponibilidade do Sistema - TUSD (Cativo)	2.238.940	1.902.709	17,7%	1.975.718	13,3%	6.337.954	5.382.123	17,8%
(-) DIC / FIC / DMIC / DICRI	(3.689)	(4.841)	-23,8%	(17.383)	-78,8%	(38.755)	(26.208)	47,9%
Receita de Construção	197.737	366.431	-46,0%	153.741	28,6%	550.083	962.465	-42,8%
Outras Receitas Originadas de Contratos com Clientes	386.570	498.622	-22,5%	(41.052)	-1041,7%	256.578	630.353	-59,3%
Total - Outras Receitas Originadas com Clientes	3.199.268	3.044.380	5,1%	2.413.935	32,5%	8.158.182	7.708.039	5,8%
Subvenção de Recursos da CDE	95.347	87.607	8,8%	83.237	14,5%	267.965	268.822	-0,3%
Ativo Financeiro Setorial, Líquido	219.729	607.781	-63,8%	167.458	31,2%	479.371	1.502.364	-68,1%
Atualização do Ativo Financeiro da Concessão	8.834	25.564	-65,4%	38.142	-76,8%	97.142	106.156	-8,5%
Total - Outras Receitas	323.910	720.952	-55,1%	288.837	12,1%	844.478	1.877.342	-55,0%
Total - Receita Operacional Bruta	6.403.186	6.962.270	-8,0%	5.602.914	14,3%	17.828.136	18.062.614	-1,3%

(1) Variação entre 3T19 e 2T19 | (2) Variação entre 9M19 e 9M18

A receita operacional bruta da Enel Distribuição São Paulo totalizou R\$ 6.403,2 milhões no 3T19, apresentando uma redução de 8,0% quando comparada ao 3T18. Esta variação é explicada, principalmente, por:

- redução de (i) R\$ 388,0 milhões devido ao menor ativo e passivo financeiro setorial no período; (ii) R\$ 168,7 milhões com receita de construção devido aos menores investimentos realizados em comparação ao mesmo período do ano anterior; e (iii) R\$ 130,6 milhões devido a menor receita de venda com energia no curto prazo; parcialmente compensado por:
- aumento de (i) R\$ 98,2 milhões com a TUSD paga pelos consumidores livres em função da migração de clientes; e (ii) R\$ 35,3 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.

No acumulado do ano, a receita bruta da Companhia totalizou R\$ 17.828,1 milhões, apresentando uma redução de 1,3%, quando comparado ao mesmo período do ano anterior. As principais variações são explicadas a seguir:

- impacto positivo devido ao (i) aumento de R\$ 1.229,9 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\$ 293 milhões com a TUSD paga pelos consumidores livres em função da migração de clientes, efeitos parcialmente compensados por:

- II. impacto negativo devido (i) redução de R\$ 1.032,9 milhões em outras receitas afetadas principalmente pelo menor ativo e passivo financeiro setorial no período; (ii) redução de R\$ 412,4 milhões em receita de construção em função dos menores investimentos realizados no período; (iii) redução de R\$ 321,6 milhões com receita proveniente da venda de energia no curto prazo e mecanismo de venda de excedente; e (iv) aumento de R\$ 12,5 milhões com penalidades regulatórias (DIC/FIC/DMIC/DICRI).

Deduções da Receita

DEDUÇÕES DA RECEITA (R\$ MIL)

	3T19	3T18	Var. %	2T19	Var. % (1)	9M19	9M18	Var. % (2)
ICMS	(1.024.242)	(1.026.537)	-0,2%	(972.814)	5,3%	(3.036.261)	(2.782.766)	9,1%
PIS	(97.638)	(102.787)	-5,0%	(87.704)	11,3%	(278.672)	(269.544)	3,4%
COFINS	(450.086)	(473.837)	-5,0%	(404.382)	11,3%	(1.284.738)	(1.242.648)	3,4%
ISS	(49)	(51)	-3,9%	(48)	2,1%	(144)	(146)	-1,4%
Total - Tributos	(1.572.015)	(1.603.212)	-1,9%	(1.464.948)	7,3%	(4.599.815)	(4.295.104)	7,1%
Eficiência energética, P&D, FNDCT e EPE	(36.231)	(37.648)	-3,8%	(31.359)	15,5%	(99.642)	(98.916)	0,7%
Encargo Setorial CDE (3)	(655.028)	(719.034)	-8,9%	(700.974)	-6,6%	(2.089.721)	(2.009.965)	4,0%
TFSEE (4)	(4.738)	(3.433)	38,0%	(3.433)	38,0%	(11.604)	(9.733)	19,2%
Encargos do consumidor - PROINFA	(24.971)	(20.569)	21,4%	(22.325)	11,9%	(69.220)	(61.762)	12,1%
Encargos do consumidor - CCRBT (5)	(244.217)	(390.216)	-37,4%	(27.049)	802,9%	(271.407)	(545.399)	-50,2%
Total - Encargos Setoriais	(965.185)	(1.170.900)	-17,6%	(785.140)	7,3%	(2.541.594)	(2.725.775)	-6,8%
Total - Deduções da Receita	(2.537.200)	(2.774.112)	-8,5%	(2.250.088)	12,8%	(7.141.409)	(7.020.879)	1,7%

(1) Variação entre 3T19 e 2T19 | (2) Variação entre 9M19 e 9M18 | (3) Conta de Desenvolvimento Energético | (4) Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica | (5) Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeira Tarifária

As deduções totalizaram R\$ 2.537,2 milhões no 3T19, uma redução de 8,5% em relação ao apresentado no mesmo período do ano anterior, em linha com a variação da Receita da Companhia.

No acumulado do ano, as deduções totalizaram R\$ 7.141,4 milhões, um aumento de R\$ 120,5 milhões, ou 1,7%, em relação ao mesmo período de 2018, sendo explicada principalmente por: (i) maior recolhimento de ICMS no valor de R\$ 253,5 milhões devido ao maior faturamento no período; e (ii) aumento de R\$ 79,8 milhões da conta CDE parcialmente compensada por; (iii) redução de R\$ 274 milhões da CCRBT, em virtude das Bandeiras Tarifárias registradas no período.

Custos e Despesas operacionais

CUSTO DO SERVIÇO E DESPESAS OPERACIONAIS (R\$ MIL)

	3T19	3T18	Var. %	2T19	Var. % (1)	9M19	9M18	Var. % (2)
Parcela A								
Energia Elétrica Comprada para Revenda - inclui PROINFA	(2.194.424)	(2.779.255)	-21,0%	(1.777.293)	23,5%	(6.029.298)	(6.545.763)	-7,9%
Encargos do Serviço dos Sistemas de Transmissão e Distribuição	(425.417)	(223.469)	90,4%	(465.455)	-8,6%	(1.255.151)	(1.155.192)	8,7%
Total - Não Gerenciáveis	(2.619.841)	(3.002.724)	-12,8%	(2.242.748)	16,8%	(7.284.449)	(7.700.955)	-5,4%
Despesas Operacionais								
Pessoal	(191.939)	(210.177)	-8,7%	(177.524)	8,1%	(564.946)	(637.107)	-11,3%
Previdência Privada	(6.090)	(5.223)	16,6%	(7.268)	-16,2%	(19.013)	(15.409)	23,4%
Serviços de Terceiros	(137.410)	(135.617)	1,3%	(116.276)	18,2%	(379.401)	(457.783)	-17,1%
Material	(14.328)	(16.825)	-14,8%	(16.491)	-13,1%	(44.553)	(54.138)	-17,7%
PECLD (3)	(41.732)	(43.832)	-4,8%	(75.523)	-44,7%	(184.390)	(142.151)	29,7%
Provisão para processos judiciais e outros	2.040	(6.617)	-130,8%	(19.692)	-110,4%	(36.003)	(69.833)	-48,4%
Outras Despesas Operacionais	158	(33.824)	-100,5%	(29.571)	-100,5%	(51.776)	(119.073)	-56,5%
Total - Despesas Operacionais (4)	(389.301)	(452.115)	-13,9%	(442.345)	-12,0%	(1.280.082)	(1.495.494)	-14,4%
Total - Custos do Serviço e Despesas Operacionais (4)	(3.009.142)	(3.454.839)	-12,9%	(2.685.093)	12,1%	(8.564.531)	(9.196.449)	-6,9%

(1) Variação entre 3T19 e 2T19 | (2) Variação entre 9M19 e 9M18 | (3) Perda Estimada com Crédito de Liquidação Duvidosa | (4) 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\$ 3.009,1 milhões no 3T19, um decréscimo de 12,9% em relação ao 3T18. No acumulado do ano, totalizaram R\$ 8.564,5 milhões, montante 6,9% inferior ao apresentado nos mesmo período de 2018. Esses efeitos são resultado principalmente, das seguintes variações:

Custos Não Gerenciáveis – Parcela A

Os custos não gerenciáveis totalizaram R\$ 2.619,8 milhões no 3T19, uma diminuição de 12,8% em comparação ao 3T18 (R\$ 3.002,7 milhões). Este decréscimo deve-se, principalmente a:

- I. custo com Energia Elétrica Comprada para Revenda: diminuição de 21,0% ou R\$ 584,8 milhões no 3T19, em comparação ao 3T18, decorrente, principalmente, (i) dos menores custos, em R\$ 79,0 milhões, com compra de energia (CCEE, CCEAR), por conta principalmente da diminuição em 8,0% da compra CCEAR; (ii) diminuição dos custos com Risco Hidrológico em R\$ 630,0 milhões. Estes dois efeitos podem ser explicados pela diminuição do PLD em 36% e aumento do GSF em 13,1%, causando melhor risco de exposição da Companhia. Os efeitos destacados anteriormente foram parcialmente compensados pelo (i) aumento de R\$ 26,7 milhões no custo com as quotas de

- garantia física; (ii) elevação dos custos em R\$ 8,1 milhões referentes à PROINFA e (iii) impacto negativo decorrente da variação de R\$ 72,6 milhões referente aos créditos de PIS/COFINS;
- II. custo com Encargos do Serviço dos Sistemas de Transmissão e Distribuição: aumento de 90,4% ou R\$ 201,9 milhões, em comparação ao 3T18, decorrente, principalmente, (i) dos maiores custos com uso da rede básica em R\$ 20,0 milhões; (ii) incremento de R\$ 2,2 milhões nos custos de transporte de energia Furnas/Itaipu e (iii) efeito negativo causado pela queda de R\$ 221,2 milhões em recursos financeiros da Conta de Energia de Reserva (CONER), decorrente do menor PLD registrado no período. Estes efeitos foram parcialmente compensados pela (i) maior disponibilização de créditos de PIS/COFINS de R\$ 21,3 milhões; (ii) diminuição dos custos com Encargos do Uso do Sistema (ESS, EER) em R\$ 13,3 milhões e (iii) maiores recursos, em R\$ 5,9 milhões decorrentes dos ajustes referentes ao alívio financeiro.

No acumulado do ano, os custos não gerenciáveis totalizaram R\$ 7.284,4 milhões, uma diminuição de 5,4% se comparado ao mesmo período de 2018 (R\$ 7.700,9 milhões). Essa variação deve-se, principalmente a:

- I. custo com Energia Elétrica Comprada para Revenda: diminuição de R\$ 516,5 milhões no 9M19, em comparação ao 9M18, decorrente, principalmente da (i) diminuição em R\$ 995,2 milhões referentes aos custos com Risco Hidrológico, conforme explicado anteriormente. Este efeito foi parcialmente compensado pelo: (i) aumento de R\$ 41,3 milhões referentes a Itaipu, como consequência da elevação do preço do dólar; (ii) maiores custos em R\$ 29,9 milhões relacionados ao PROINFA e (iii) aumento nos custos com compra de energia (CCEE, CCEAR e Quotas) em R\$ 292,3 milhões, decorrente, em parte, da contratação do MVE⁶ em 2019;
- II. custo com Encargos do Serviço dos Sistemas de Transmissão e Distribuição: aumento de 9,0% ou R\$ 100,0 milhões no 9M19, comparado ao 9M18, resultado do (i) efeito negativo causado pela queda de R\$ 223,9 milhões em recursos financeiros da Conta de Energia de Reserva (CONER), conforme explicado anteriormente; (ii) Aumento de R\$ 7,8 milhões no transporte de energia Furnas/Itaipu e (iii) Aumento dos custos da conexão da Rede Básica com a CTEEP, em R\$ 7,8 milhões. Estes efeitos foram parcialmente compensados pela (i) diminuição dos custos com Encargos do Uso do Sistema em R\$ 57,3 milhões e (ii) menores custos com a Rede Básico em R\$ 34,4 milhões.

Despesas Operacionais

No 3T19, as despesas operacionais, excluindo custo de construção, depreciação e amortização, totalizaram R\$ 389,3 milhões, uma redução de 13,9% em comparação ao 3T18 (R\$ 452,1 milhões). Essa redução deve-se, principalmente a:

- I. Menor custo com pessoal e encargos no total de R\$ 18,2 milhões, resultado, principalmente, dos efeitos do programa de saída voluntária ("PSV");
- II. Diminuição no impacto de litígios e contingências, em R\$ 8,7 milhões devido, principalmente, reversão de provisões com processos antigos de causa ganha, inclusive;
- III. Melhor PECLD em R\$ 2,1 milhões refletido, principalmente pelo impacto positivo de R\$ 13,7 milhões, decorrente da mudança na estimativa contábil para a adequação de premissas e metodologias de cálculo;
- IV. Redução no grupo de Outras Despesas de R\$ 33,9 milhões, com destaque para a linha de arrendamento e aluguéis devido, principalmente, a adoção do CPC06/IFRS16; parcialmente compensada por;
- V. Diminuição de R\$ 0,7 milhão no grupo de materiais e serviços de terceiros, em função, principalmente, da contratação de terceiros para execução de serviços (como operações de poda e corte);

No acumulado do ano as despesas operacionais, excluindo custo de construção e depreciação e amortização, totalizaram R\$ 1.316,1 milhões no 9M19, uma redução de 45,3% em comparação ao 9M18 (R\$ 2.403,8 milhões). Essa redução deve-se, principalmente a:

⁶ Mecanismo de Venda de Excedentes

- I. menor custo com pessoal e encargos no montante de R\$ 72,2 milhões em função principalmente da economia de custos com salários, benefícios e encargos em decorrência do PSV;
- II. redução de R\$ 88,0 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. menor custo com outras despesas operacionais em R\$ 67,3 milhões, devido principalmente ao impacto positivo de R\$ 17,6 milhões em arrendamentos e aluguéis, refletindo a adoção do CPC06/IFRS 16, e ao aumento de multas moratórias, as quais descontadas as penalidades, contribuiu no montante de R\$ 10,1 milhões; parcialmente compensada por:
- IV. aumento de despesas com PECLD em R\$ 42,2 milhões, mitigado pelos esforços da Companhia aplicados no combate à inadimplência.

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)

	3T19	3T18	Var. %	2T19	Var. % (1)	9M19	9M18	Var. % (2)
Lucro (Prejuízo) Líquido do Período	345.697	2.791	12286,1%	131.313	163,3%	546.061	(158.260)	-445,0%
(+) Tributos sobre o Lucro	(186.512)	(8.278)	2153,1%	(74.690)	149,7%	(267.274)	63.713	-519,5%
(+) Resultado Financeiro	(88.422)	(217.358)	-59,3%	(149.901)	-41,0%	(402.054)	(690.698)	-41,8%
(=) EBIT	620.631	228.427	171,7%	355.904	74,4%	1.215.389	468.725	159,3%
(+) Depreciações e Amortizações	(38.476)	(138.461)	-72,2%	(158.088)	-75,7%	(356.724)	(414.096)	-13,9%
(=) EBITDA	659.107	366.888	79,6%	513.992	28,2%	1.572.113	882.821	78,1%

(1) Variação entre 3T19 e 2T19 (2) Variação entre 9M19 e 9M18

O EBITDA reportado pela Companhia registrou R\$ 659,1 milhões no 3T19, um expressivo aumento de 79,6% em comparação ao apresentado no 3T18, reflexo dos efeitos apresentados anteriormente, com destaque para:

- I. ganhos de margem (R\$ 229,4 milhões) decorrentes, principalmente, de impacto positivo com o mix de tarifa/volume, e efeitos de neutralidade de encargos;
- II. impacto positivo (R\$ 62,8 milhões) em despesas operacionais, decorrente principalmente dos ganhos de eficiência obtidos a partir do processo de otimização iniciado em julho de 2018.

Importante destacar que o desempenho do 3T19 foi positivamente impactado pela adequação ao IFRS 16, no valor de R\$ 10,7 milhões. Desconsiderados estes efeitos, o EBITDA Ajustado teria encerrado o 3T19 em R\$ 648,4 milhões, montante 76,7% superior ao apresentado no 3T18.

Nos 9M19, a Companhia registrou um EBITDA reportado de R\$ 1.572,1 milhões, valor 78,1% superior ao apresentado nos 9M18. Desconsiderados os efeitos não-recorrentes destacados nos períodos dos respectivos exercícios, incluindo o impacto, positivo, pela adequação do IFRS 16 (R\$ 28,9 milhões) e, negativo, pela incidência de eventos climáticos severos no primeiro trimestre (R\$ 5,0 milhões), o EBITDA Ajustado dos 9M19 seria R\$ 1.548,2 milhões, valor 63,7% superior ao EBITDA Ajustado, principalmente pelo impacto das despesas com assessoria jurídica e financeira em função das operações de OPA/Follow-on, dos 9M18 (R\$ 62,8 milhões).

Resultado Financeiro

RESULTADO FINANCEIRO (R\$ MIL)

	3T19	3T18	Var. %	2T19	Var. % (1)	9M19	9M18	Var. % (2)
Receitas Financeiras								
Renda de Aplicações Financeiras	8.336	21.910	-62,0%	15.049	-44,6%	34.247	34.694	-1,3%
Atualização Monetária sobre Contas de Energia Elétrica em Atraso	18.742	19.665	-4,7%	26.156	-28,3%	61.142	62.108	-1,6%
Atualização de Créditos Tributários	1.319	1.015	30,0%	353	273,7%	22.754	1.222	1762,0%
Atualização Monetária dos Depósitos Judiciais	12.005	6.888	74,3%	6.194	93,8%	24.799	16.952	46,3%
Atualização Monetária do Ativo e Passivo Financeiro Setorial	27.602	18.335	n.a	47.731	-42,2%	89.160	14.230	n.a
Outras Receitas Financeiras	13.007	10.893	19,4%	6.942	87,4%	26.340	28.372	-7,2%
(-) PIS e Cofins sobre Receita Financeira	(2.352)	(2.772)	-15,2%	(2.543)	-7,5%	(7.740)	(49.835)	-84,5%
Total - Receitas Financeiras	78.659	75.934	3,6%	99.882	-21,2%	250.702	107.743	132,7%
Despesas Financeiras								
Encargo de Dívidas - Empréstimos, Debêntures e Mútuos	(79.456)	(134.233)	-40,8%	(89.297)	-11,0%	(244.265)	(324.970)	-24,8%
Juros sobre Obrigações de Arrendamento Financeiro	(4.842)	(4.108)	17,9%	(6.250)	-22,5%	(17.824)	(12.439)	43,3%
Atualização Monetária - Incluindo P&D, Efic. Energ. e Energia Livre	27.751	(3.743)	-841,4%	(3.593)	-872,4%	19.025	(11.249)	-269,1%
Juros Capitalizados Transferidos para o Intangível em Curso	1.845	4.215	-56,2%	1.884	-2,1%	5.662	8.863	-36,1%
Cartas Fiança e Seguros Garantia	(9.294)	(9.576)	-2,9%	(13.261)	-29,9%	(34.704)	(35.916)	-3,4%
Atualização Monetária de Processos Judiciais e Outros	(11.442)	(13.333)	-14,2%	(24.717)	-53,7%	(58.888)	(54.684)	7,7%
Atualização Acordo Eletrobras	(24.334)	(28.466)	-14,5%	(27.300)	-10,9%	(79.784)	(73.331)	8,8%
Custo dos Juros (líquidos) do Plano de Pensão	(81.038)	(87.486)	-7,4%	(81.037)	0,0%	(243.112)	(262.460)	-7,4%
Outras Despesas Financeiras	14.119	(16.803)	-184,0%	(5.997)	-335,4%	1.701	(33.402)	-105,1%
Total - Despesas Financeiras	(166.691)	(293.533)	-43,2%	(249.568)	-33,2%	(652.189)	(799.588)	-18,4%
Variações Cambiais	(390)	241	-261,8%	(215)	81,4%	(567)	1.147	-149,4%
Total - Receitas e Despesas Financeiras	(88.422)	(217.358)	-59,3%	(149.901)	-41,0%	(402.054)	(690.698)	-41,8%

(1) Variação entre 3T19 e 2T19 (2) Variação entre 9M19 e 9M18

A Companhia registrou no 3T19 um resultado financeiro negativo de R\$ 88,4 milhões, uma redução de 128,9 milhões em comparação ao resultado financeiro negativo de R\$ 217,4 milhões reconhecido no 3T18.

As principais variações observadas nas rubricas de receitas e despesas financeiras foram: (i) redução com despesas de encargos da dívida, em R\$ 54,7 milhões, decorrente da operação de *Liability Management* realizada no ano passado, envolvendo pré-pagamento de dívidas no 3T18 e da queda na taxa de juros média do período⁷; ; (ii) impacto positivo de P&D, eficiência energética e energia livre, decorrente de atualização monetária no valor de R\$ 31,5 milhões reflexo do ajuste no saldo após revisão tarifária, no montante de R\$ 19,5 milhões; e (iii) atualização monetária do ativo financeiro setorial, com efeito positivo de R\$ 9,3 milhões; parcialmente compensado pela (iv) diminuição na receita com aplicações financeiras, em R\$ 13,5 milhões, consequência do menor saldo médio de caixa no período e da queda na taxa de juros o.

No 9M19, a Companhia reportou um resultado financeiro negativo em R\$ 402 milhões, uma variação positiva de R\$ 288,6 milhões em comparação ao resultado financeiro negativo apresentado no mesmo período do ano anterior.

As principais variações registradas foram: (i) redução nas despesas com encargos da dívida, em R\$ 80,7 milhões, resultado das operações de *Liability Management* executadas no período e da queda na taxa de juros média do período⁸; (ii) maior receita com atualização monetária do ativo financeiro setorial em R\$ 74,9 milhões; (iii) efeito positivo de PIS/Cofins sobre receita financeira, no valor de R\$ 42,1 milhões; (iv) impacto positivo de P&D, eficiência energética e energia livre, decorrente de atualização monetária no valor de R\$ 30,3 milhões, conforme explicado acima; e (v) aumento na receita com atualização de créditos tributários em R\$ 21,5 milhões, devido a reconhecimento de créditos tributários decorrentes da dedução, em dobro, das despesas incorridas com o PAT desde 2006.

Tributos (IR/CSLL)

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

	3T19	3T18	Var. %	2T19	Var. % (1)	9M19	9M18	Var. % (2)
Imposto de Renda	-	-	n.a	-	n.a	22.287	-	n.a
Contribuição Social Diferida	(49.372)	(2.191)	n.a	(19.772)	n.a	(76.651)	16.865	n.a
Imposto de Renda Diferido	(137.140)	(6.087)	n.a	(54.918)	n.a	(212.910)	46.848	n.a
Total	(186.512)	(8.278)	n.a	(74.690)	n.a	(267.274)	63.713	n.a

(1) Variação entre 3T19 e 2T19 (2) Variação entre 9M19 e 9M18

No 3T19, as despesas com Imposto de Renda (IR) e Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL) totalizaram R\$ 186,5 milhões, um aumento de R\$ 178,3 milhões em comparação ao mesmo período do ano passado, explicado pelo maior resultado tributável. Já no acumulado, a variação é resultado da maior base

⁷ O CDI médio reportado no 3T18 foi de 6,40 % contra 6 % no 3T19.

⁸ O CDI médio reportado no 9M18 foi de 6,50 % contra 6,26 % no 9M19.

tributável registrada no período, compensado por crédito de IR a recuperar, no valor de R\$ 22,3 milhões registrados no primeiro trimestre de 2019, decorrente da dedução em dobro das despesas incorridas com o PAT⁹ desde 2006, bem como respectiva compensação do IRPJ.

Endividamento

Indicadores de Endividamento

INDICADORES DE ENDIVIDAMENTO (R\$ mil)

	3T19	3T18 (1)	Var. %	2T19	Var. % (2)
Empréstimos, Financiamentos e Debêntures (3)	4.310.242	4.326.590	-0,4%	4.611.450	-6,5%
Fundo de Pensão	1.176.676	1.174.229	0,2%	1.198.682	-1,8%
Outros Resultados Abrangentes Derivativo	(24.640)	-	n.a	(4.773)	416,2%
(-) Disponibilidades (4)	(758.814)	1.332.870	-43,1%	710.684	6,8%
Dívida Líquida	4.703.464	4.167.949	12,8%	5.094.674	-7,7%
EBITDA (12 meses)	1.790.474	1.147.818	56,0%	1.613.212	11,0%
(+) PECLD e Contingências	343.238	-	n.a	353.995	-3,0%
(+) Despesas com Funesp (últimos 12 meses)	24.284	114.228	-78,7%	(151.554)	-116,0%
(+) Despesa com arrendamento operacional (CPC 06 /IFRS 16)	(28.935)	-	n.a	(18.201)	0,0%
EBITDA Ajustado (12 meses) - 23ª Debênture	2.129.061	1.262.046	68,7%	1.797.452	18,4%
(-) Despesa com arrendamento operacional (CPC 06 /IFRS 16)	28.935	-	n.a	18.201	n.a
(+) Perda com desativação de bens e direitos (12 meses)	45.504	-	n.a	44.169	3,0%
EBITDA Ajustado (12 meses) - 6ª NP e 24ª Debênture	2.203.500	1.262.046	74,6%	1.859.822	18,5%
Dívida Líquida / EBITDA Ajustado - 23ª Debênture	2,21	3,30	-1,09 p.p	2,83	-0,62 p.p
Dívida Líquida / EBITDA Ajustado - 6ª NP e 24ª Debênture	2,13	n.a	n.a	2,74	-0,61 p.p

(1) Valores reportados no 3T18, exceto quando indicado de outra forma; (2) Variação entre 3T19 e 2T19; (3) Não considera obrigações por arrendamento (R\$ 76,0 milhões em 30/06/2019 e 84,8 milhões em 30/09/2018); (4) Caixa, Equivalentes de Caixa e Investimentos em Curto Prazo

A Dívida Bruta¹⁰ da Companhia encerrou o 3T19 em R\$ 5.462,3 milhões, uma redução de R\$ 38,5 milhões em relação ao 3T18. Essa variação deve-se principalmente a: amortizações, pagamento de juros e liquidação antecipada (principalmente Debêntures, CCB e FINEM) no valor total de R\$ 2.171,9 milhões no período parcialmente compensadas por emissões de R\$ 2.129,0, com destaque para 6ª nota promissória no valor de R\$ 215,0 milhões realizados em setembro de 2019.

Vale mencionar que para a 2ª série da 24ª Debênture, com atualização atrelada ao IPCA, foi contratada operação de derivativo (swap) para troca de indexação para CDI, pelo mesmo período da série emitida.

As disponibilidades somaram R\$ 758,8 milhões no 3T19, ante R\$ 1.332,9 milhões no período anterior, uma redução de R\$ 574,1 milhões, resultado do maior volume de investimentos executados em 2018. Dessa forma, a dívida líquida da Companhia totalizou R\$ 4.703,4 milhões no 3T19, um aumento de R\$ 535,4 milhões em relação ao saldo de R\$ 4.168,0 milhões do ano anterior.

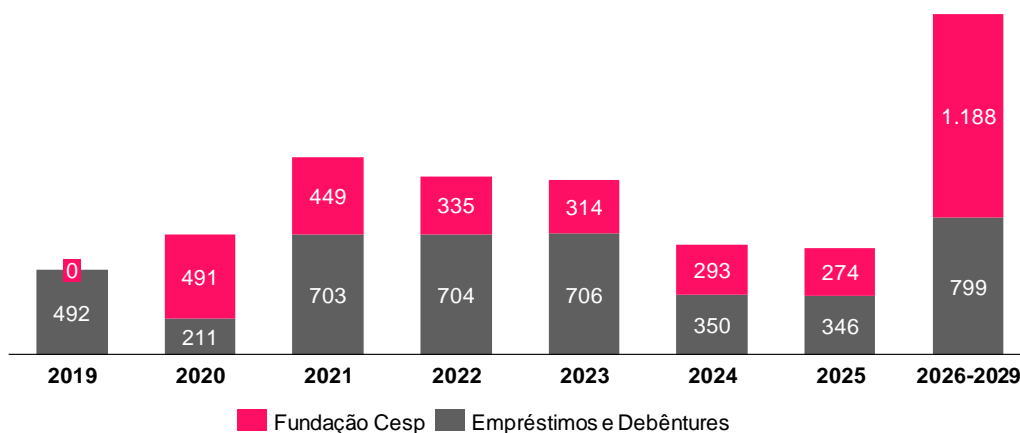
A Companhia encerrou o 3T19 com o custo médio da dívida de 7,70% a.a., ou CDI + 1,26% a.a e prazo médio de 4,2 anos.

Considerando o EBITDA Ajustado previsto, o indicador Dívida Líquida/EBITDA Ajustado, findo em 30 de setembro de 2019, foi de 2,21x. Em junho de 2019, a Companhia emitiu a 24ª Debênture, que tal como a 6ª Nota Promissória, não considera para fins de cálculo do EBITDA Ajustado a "Perda na desativação de ativos". Dessa forma, o *covenant* para esta emissão registrou 2,13x. O limite dos *covenants* válido para todas as dívidas da Companhia é: 3,5x calculado pela relação Dívida Líquida/EBITDA Ajustado. Desta forma no 3T19, a Companhia estava dentro dos limites estabelecidos nos seus contratos de dívida.

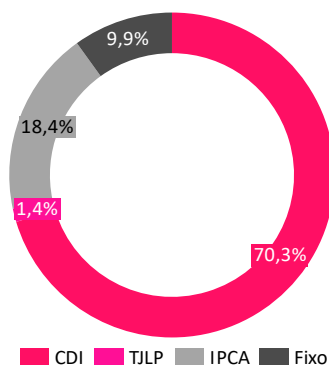
⁹ Programa de Alimentação do Trabalhador

¹⁰ Dívida Bruta corresponde ao somatório dos empréstimos, financiamentos, e debêntures de curto e longo prazo, além do saldo devedor com o fundo de pensão e saldo líquido do derivativo. O saldo com fundo de pensão não considera o efeito líquido de ganhos/perdas atuariais no montante de R\$ 2.537,0 milhões em 30 de setembro de 2019, de R\$ 2.537,0 milhões em 30 de junho de 2019, e de R\$ 2.458,9 milhões em 30 de setembro de 2018.

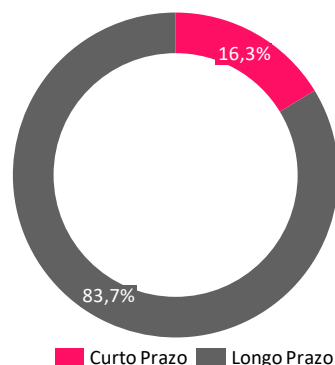
Cronograma de Amortização (R\$ milhões)¹¹



Abertura da Dívida Bruta – Indexadores¹²



Abertura da Dívida Bruta – Curto/Longo Prazo¹²



Rating da Companhia¹³

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

Últimas atualizações: Fitch - Set'19; Moodys - Ago'19; 1- Moeda Local; 2- Moeda Estrangeira

Investimentos

INVESTIMENTOS (R\$ MIL)

	3T19	3T18	Var. %	2T19	Var. % (1)	9M19	9M18	Var. % (2)
Manutenção	112.605	155.575	-27,6%	98.337	14,5%	313.166	396.640	-21,0%
Crescimento	88.652	148.510	-40,3%	73.788	20,1%	229.794	369.595	-37,8%
Novas Conexões	16.140	36.317	-55,6%	13.276	21,6%	50.056	112.234	-55,4%
Financiado pela Companhia	217.397	340.403	-36,1%	185.402	17,3%	593.017	878.469	-32,5%
Financiado pelo Cliente	13.062	26.028	-49,8%	13.459	-3,0%	56.639	78.237	-27,6%
Total	230.459	366.431	-37,1%	198.861	15,9%	649.656	956.706	-32,1%

(1) Variação entre 3T19 e 2T19 (2) Variação entre 9M19 e 9M18

¹¹ Fluxo composto por amortização de principal, juros acumulados e custos a amortizar. Não considera arrendamento financeiro e não considera diferenças de premissas entre PREVIC e CVM no montante de R\$ 370,3 milhões (Resolução CVM 695/2012).

¹² Não considera previdência.

¹³ Quadro considera ratings válidos em 30 de Setembro de 2019.

No 3T19, a Companhia investiu R\$ 230,5 milhões. Do volume investido no 3T19, este foi alocado, principalmente, em atividades de manutenção e crescimento.

No acumulado do ano, foram investidos R\$ 649,7 milhões. Destes, R\$ 593,0 milhões foram realizados com recursos próprios e R\$ 56,6 milhões correspondem a projetos financiados pelos clientes, valor 27,6% menor quando comparado com o 9M18.

5 OUTROS TEMAS

Revisão Tarifária Periódica

A ANEEL, em Reunião Pública de sua Diretoria realizada em 02 de julho de 2019, deliberou sobre os resultados da revisão tarifária periódica de 2019, com aplicação a partir de 04 de julho de 2019. Na reunião foi aprovado o índice de reposicionamento de +12,79% composto por: (i) reposicionamento econômico de +1,72%, sendo -1,57% de Parcela A e +3,29% de Parcela B e (ii) componentes financeiros de +11,07%. Descontados os componentes financeiros considerados no último processo tarifário, no valor de -5,75%, o efeito médio a ser percebido pelos consumidores foi de +7,03%, conforme detalhado na tabela ao lado.

Composição		
Parcela A	Encargos Setoriais	-4,58%
	Energia Comprada	1,67%
	Encargos de Transmissão	1,33%
	Parcela A	-1,57%
Parcela B		3,29%
Reajuste Econômico		1,72%
CVA Total		10,47%
Outros Itens Financeiros da Parcela A		0,60%
Reajuste Financeiro		11,07%
Reajuste Total		12,79%
Componentes Financeiros do Processo Anterior		-5,75%
Efeito para o Consumidor		7,03%

A Parcela A foi reajustada em -1,99%, representando -1,57% no reposicionamento econômico, com os seguintes componentes:

- I. **Encargos Setoriais** – Redução de 19,37%, representando -4,58% no reposicionamento econômico em função, principalmente, da diminuição de 7,66% do encargo com a Conta de Desenvolvimento Energético Energia (“CDE Energia”);
- II. **Energia Comprada (Inclui PROINFA)** – Aumento de 3,69%, decorrente principalmente do aumento do custo dos CCEARs, das Cotas (Lei nº12.783/2013) e de Itaipu. O aumento do custo da compra de energia representa 1,67% no reposicionamento econômico; e
- III. **Encargos de Transmissão** – Aumento de 13,05% decorrente principalmente do reajuste da Receita Anual Permitida da Rede Básica em relação ao ciclo anterior, representando 1,33% no reposicionamento econômico.

A Parcela B foi reajustada em 15,61%, representando uma participação de 3,29% no reposicionamento econômico, resultado da combinação dos seguintes componentes:

- I. **Custos Operacionais:** a metodologia de definição dos custos operacionais regulatórios estabelece o método de benchmarking para a definição do nível eficiente de custos que são reconhecidos nas tarifas. Para a Enel São Paulo, o resultado foi o estabelecimento de um custo operacional nesta revisão superior em 5,12% ao atualmente praticado na tarifa, contribuindo para uma participação de 0,56% no reposicionamento econômico.
- II. **Custo Anual dos Ativos:** corresponde à remuneração do capital, quota de reintegração regulatória e anuidade dos ativos não elétricos. A remuneração apresentou aumento de 33,65% em relação aos valores existentes nas tarifas, o que representou impacto tarifário de 1,80%, em virtude do aumento da Base de Remuneração Líquida. A quota de reintegração regulatória apresentou variação positiva de 25,82% em relação aos valores existentes nas tarifas, o que representou um impacto de 0,81% devido ao aumento da Base de Remuneração Bruta e alteração da taxa de depreciação regulatória. As anuidades apresentaram aumento de 74,22% em relação aos valores atualmente contidos nas tarifas,

com impacto de 0,69% na revisão, por ocasião da atualização dos parâmetros regulatórios adotados para seu cálculo e atualização da Base de Remuneração Regulatória.

- III. **Receitas Irrecuperáveis:** apresentou variação positiva de 2,31% em relação aos valores presentes atualmente nas tarifas, com impacto de 0,03% no reposicionamento econômico, resultante da revisão dos percentuais regulatórios de inadimplência que são admitidos para a Enel Distribuição São Paulo e da atualização da base de cálculo sobre a qual é apurada a cobertura das receitas irrecuperáveis.
- IV. **Outras Receitas:** apresentaram variação de 96,82%, representando um impacto negativo de -0,60% no reposicionamento econômico, explicado pela mudança na forma de repasse das receitas de ultrapassagem de demanda e excedente de reativos, que no 3º ciclo tarifário (julho de 2011 a junho de 2015) eram contabilizados como obrigações especiais e no 4º ciclo tarifário (julho de 2015 a junho de 2019) foram provisionadas como Passivo Regulatório, cuja amortização se iniciará a partir da presente revisão tarifária.

Por fim, vale destacar que foram definidos os componentes do Fator X que serão deduzidos da variação do IGP-M na atualização anual dos custos da Parcela B da Companhia:

- Componente X-Pd (ganhos de produtividade da atividade de distribuição) de +0,77%, para aplicação nos reajustes tarifários deste ciclo da Companhia;
- Componente X-T (trajetória dos custos operacionais) de -2,07%, para aplicação nos reajustes tarifários deste ciclo da Companhia.

O efeito líquido da aplicação destes componentes à Parcela B representará um acréscimo de 1,30% além do IGP-M anual.

Fora estes efeitos, anualmente é apurado o Fator XQ, de incentivo à melhoria da qualidade, que nesta revisão foi apurado em -1,03%.

Os componentes financeiros aplicados a esta revisão tarifária totalizaram um montante de R\$ 1.707.930, dentre os quais R\$ 619.537 se referem à cobertura tarifária para custos futuros de risco hidrológico. O valor de componentes financeiros contempla o aumento de custos de encargos setoriais, câmbio e risco hidrológico ocorridos após o reajuste tarifário.

O reajuste tarifário médio de +7,03% (efeito médio a ser percebido pelos consumidores) apresenta variações para diversos níveis de tensão, conforme detalhado ao lado.

Níveis de Tensão	Efeito Médio
Alta Tensão	8,46%
Baixa Tensão	6,48%
Efeito Médio	7,03%










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\$ 15/MWh;
- Bandeira vermelha: Patamar 1: acréscimo de R\$ 40/MWh, Patamar 2: acréscimo de R\$ 60/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 setembro de 2019, reflexo das condições hidrológicas, estão demonstradas a seguir:

2019	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Bandeira Tarifária												
	Verde	Verde	Verde	Verde	Amarela	Verde	Amarela	Vermelha 1	Vermelha 1			
PLD gatilho - R\$/MWh	116,53	283,16	286,02	167,83	114,92	42,35	175,44	224,19	200,18			

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

PIS/COFINS a Restituir aos Consumidores

Em março de 2017, o STF (Superior Tribunal Federal) confirmou tese sobre a não composição do ICMS na base de cálculo para a incidência do PIS e da COFINS. A União Federal apresentou embargos de declaração que estão pendentes de julgamento, buscando a modulação dos efeitos e alguns esclarecimentos.

A Companhia possui dois processos judiciais que discutem referida tese. Em 28 de fevereiro de 2019, a Companhia foi cientificada do trânsito em julgado de decisão proferida pelo Tribunal Regional Federal da 3ª Região, reconhecendo o seu direito à exclusão do ICMS incidente em suas operações próprias das bases de cálculo do PIS e da COFINS no período compreendido entre dezembro de 2003 e dezembro de 2014. Amparada nas avaliações de seus assessores legais, juntamente com o entendimento da Administração da Companhia, a Companhia constituiu ativo de PIS e de COFINS a recuperar de R\$ 4.971,9 milhões e passivo de R\$ 4.971,9 milhões, por entender que os montantes a serem recebidos como créditos fiscais deverão ser repassados aos consumidores nos termos das normas regulatórias do setor elétrico líquidos de qualquer custo incorrido ou a ser incorrido pela Companhia. A Companhia adotará os procedimentos de recuperação do crédito tributário de acordo com as previsões legais. O repasse aos consumidores dependerá do efetivo aproveitamento do crédito tributário pela Companhia e será efetuado conforme normas regulatórias da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.

A outra ação judicial da Companhia, relativa ao período de janeiro de 2015 em diante, aguarda julgamento de recurso da União Federal.

Oferta Pública para Aquisição de Ações (OPA) e Conversão de Categoria

No dia 26 de junho de 2019, a Companhia comunicou ao mercado que sua acionista controladora indireta, Enel Brasil S.A., protocolou junto à CVM pedido de registro de oferta pública de aquisição de ações ordinárias de emissão da Companhia, para o cancelamento do registro de companhia aberta da Enel Distribuição São Paulo perante a CVM sob categoria “A” e conversão para a categoria “B” (“Conversão de registro”).

O pedido foi aprovado pelo regulador, CVM, no último dia 17 de outubro e, dessa forma, no dia 21 de outubro de 2019, a Enel Brasil S.A. lançou Edital da Oferta com data de leilão definida para o dia 21 de novembro.

A oferta é destinada às 8.133.352 ações ordinárias em circulação da Companhia, correspondente a 4,056% do atual capital social total, isto é, até a totalidade das ações ordinárias, exceto por aquelas detidas direta ou indiretamente pela Enel Brasil e as ações em tesouraria.

O preço ofertado, conforme requerido pela CVM, será correspondente ao valor praticado na data de liquidação da Oferta Pública Voluntária Concorrente para Aquisição do Controle da Eletropaulo (“OPA para Aquisição de Controle”), R\$ 45,22 por ação, ocorrida no dia 07 de junho de 2018, atualizado pela Taxa SELIC até a data de liquidação da atual Oferta.

Para deliberar sobre a Conversão de Registro, a Companhia convocou, no dia 22 de outubro de 2019, Assembleia Geral Extraordinária a ocorrer no dia 6 de novembro de 2019. Vale notar, no entanto, conforme informado no referido Fato Relevante e, deliberado por unanimidade pelo Colegiado da CVM, a adoção do procedimento diferenciado, nos termos do artigo 34 da Instrução CVM 361. Dessa forma, o quórum de sucesso da Oferta deve ser considerado desde já atingido, tendo a condição para a Conversão de Registro prevista no

artigo 16, inciso II, da Instrução CVM 361 (i.e., necessidade de aceitação da Oferta ou concordância expressa com a Conversão de Registro por acionistas titulares de mais de 2/3 das ações em circulação) já sido cumprida.

Em seu Edital, a Enel Brasil informou, ainda, a intenção de fazer com que a Companhia promova, após a liquidação da Oferta, o resgate das ações remanescentes que eventualmente não sejam adquiridas no âmbito da Oferta, nos termos do artigo 4º, § 5º, da Lei das S.A. Em decorrência da Oferta e consequente Conversão de Registro para categoria B, as ações da Companhia deixarão de ser negociadas no segmento especial de listagem Novo Mercado, e a B3.

Reestruturação Societária - Incorporação Reversa

No dia 21 de outubro de 2019, a Companhia comunicou ao mercado em Fato Relevante, a aprovação pelo Conselho de Administração dos termos e condições da proposta de incorporação, pela Companhia, de sua controladora direta, Enel Brasil Investimentos Sudeste S.A.

A operação aprovada consiste na incorporação, pela Companhia, da totalidade do patrimônio líquido da Enel Sudeste, a valor contábil. Dessa forma, a Companhia sucederá a Enel Sudeste a título universal, na forma da lei, em todos os seus direitos e obrigações, passando o acervo patrimonial da Enel Sudeste (isto é, a totalidade dos seus ativos e passivos) para o patrimônio da Companhia. A Enel Sudeste será extinta de pleno direito, sendo canceladas as ações representativas do seu capital social, e a Enel Brasil S.A., acionista titular da totalidade das ações de emissão da Enel Sudeste, receberá, em substituição às ações de emissão da Enel Sudeste que atualmente detém, ações de emissão da Companhia na mesma quantidade e da mesma classe e espécie das ações atuais.

No dia 22 de outubro, foi convocada Assembleia Geral Extraordinária, pela Administração da Companhia, a ocorrer no dia 6 de novembro de 2019, para deliberar sobre a incorporação.

Atualização do WACC

Em 15 de outubro de 2019, a ANEEL apresentou proposta para atualização do WACC do setor de distribuição. O novo parâmetro proposto pela agência é de 7,17% após impostos, e portanto, abaixo do valor atual de 8,09% após impostos. Este valor considera revisão metodológica definida pela Agência e está submetido ao processo Audiência Pública para contribuições. O período de contribuição se estende de 17 de outubro a 2 de dezembro. A definição efetiva da nova taxa ocorrerá após o encerramento da Audiência.

Importante notar que, ainda que a nova metodologia, a ser definida, deverá ser aplicável a partir de 2020, à Companhia capturará esta atualização somente na próxima revisão tarifária, a ocorrer em 2023. Prevalecendo o WACC atual (8,09%) durante atual ciclo tarifária iniciado em 4 de julho de 2019.

ANEXOS

Demonstração de Resultados

DEMONSTRATIVOS DE RESULTADOS (R\$ MIL)

	3T19	3T18	Var. %	2T19	Var. % (1)	9M19	9M18	Var. % (2)
Receita Operacional Bruta	6.403.186	6.962.270	-8,0%	5.602.914	14,3%	17.828.136	18.062.614	-1,3%
Fornecimento de Energia	2.880.008	3.196.938	-9,9%	2.900.142	-0,7%	8.825.476	8.477.233	4,1%
Disponibilidade do Sistema de Transmissão e Distribuição - TUSD (Livre)	379.710	281.459	34,9%	342.911	10,7%	1.052.322	759.306	38,6%
Disponibilidade do Sistema de Transmissão e Distribuição - TUSD (Cativo)	2.238.940	1.902.709	17,7%	1.975.718	13,3%	6.337.954	5.382.123	17,8%
(-) DIC/FIC/DMC/DICRI - TUSD Consumidores Cativos e Livres	(3.689)	(4.841)	-23,8%	(17.383)	-78,8%	(38.755)	(26.208)	47,9%
Receita de Construção	197.737	366.431	-46,0%	153.741	28,6%	550.083	962.465	-42,8%
Subvenção de Recursos da CDE	95.347	87.607	8,8%	83.237	14,5%	267.965	268.822	-0,3%
Ativo e Passivo Financeiro Setorial	219.729	607.781	-63,8%	167.458	31,2%	479.371	1.502.364	-68,1%
Atualização do Ativo Financeiro da Concessão	8.834	25.564	-65,4%	38.142	-76,8%	97.142	106.156	-8,5%
Outras Receitas	386.570	498.622	-22,5%	(41.052)	-1041,7%	256.578	630.353	-59,3%
Deduções da Receita	(2.537.200)	(2.774.112)	-8,5%	(2.250.088)	12,8%	(7.141.409)	(7.020.879)	1,7%
ICMS	(1.024.242)	(1.026.537)	-0,2%	(972.814)	5,3%	(3.036.261)	(2.782.766)	9,1%
Encargos do Consumidor - PROINFA	(24.971)	(20.569)	21,4%	(22.325)	11,9%	(69.220)	(61.762)	12,1%
Eficiência Energética, P&D, FNDCT e EPE	(36.231)	(37.648)	-3,8%	(31.359)	15,5%	(99.642)	(98.916)	0,7%
Encargos Setorial CDE	(655.028)	(719.034)	-8,9%	(700.974)	-6,6%	(2.089.721)	(2.009.965)	4,0%
Bandeira Tarifária (CCRBT)	(244.217)	(390.216)	-37,4%	(27.049)	802,9%	(271.407)	(545.399)	-50,2%
Taxa de Fiscalização da Aneel	(4.738)	(3.433)	38,0%	(3.433)	38,0%	(11.604)	(9.733)	19,2%
Outros (PIS, Cofins e ISS)	(547.773)	(576.675)	-5,0%	(492.134)	11,3%	(1.563.554)	(1.512.338)	3,4%
Receita Operacional Líquida	3.865.986	4.188.158	-7,7%	3.352.826	15,3%	10.686.727	11.041.735	-3,2%
Custo do Serviço/ Despesa Operacional	(3.245.355)	(3.959.731)	-18,0%	(2.996.922)	8,3%	(9.471.338)	(10.573.010)	-10,4%
Custos e Despesas Não Gerenciáveis	(2.619.841)	(3.002.724)	-12,8%	(2.242.748)	16,8%	(7.284.449)	(7.700.955)	-5,4%
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(2.194.424)	(2.779.255)	-21,0%	(1.777.293)	23,5%	(6.029.298)	(6.545.763)	-7,9%
Encargos Uso Rede Elétrica e Transmissão	(425.417)	(223.469)	90,4%	(465.455)	-8,6%	(1.255.151)	(1.155.192)	8,7%
Custos e Despesas gerenciáveis	(625.514)	(957.007)	-34,6%	(806.887)	-22,3%	(2.186.889)	(2.872.065)	-23,9%
Pessoal	(191.939)	(210.177)	-8,7%	(191.939)	0,0%	(564.946)	(637.107)	-11,3%
Entidade de Previdência Privada	(6.090)	(5.223)	16,6%	(6.090)	0,0%	(19.013)	(15.409)	23,4%
Serviços de Terceiros	(137.410)	(135.617)	1,3%	(153.762)	-10,6%	(379.401)	(457.783)	-17,1%
Materiais	(14.328)	(16.825)	-14,8%	(16.491)	-13,1%	(44.553)	(54.138)	-17,7%
Perda Esperada com Créditos de Liquidação Duvidosa	(41.732)	(43.832)	-4,8%	(75.523)	-44,7%	(184.390)	(142.151)	29,7%
Provisão para Processos Judiciais e Outros, líquida	2.040	(6.617)	-130,8%	(19.692)	-110,4%	(36.003)	(69.833)	-48,4%
Outros Custos	158	(33.824)	-100,5%	(29.571)	-100,5%	(51.776)	(119.073)	-56,5%
Custo de Construção	(197.737)	(366.431)	-46,0%	(153.741)	28,6%	(550.083)	(962.465)	-42,8%
Depreciação e Amortização	(38.476)	(138.461)	-72,2%	(158.088)	-75,7%	(356.724)	(414.096)	-13,9%
EBITDA	659.107	366.888	79,6%	513.992	28,2%	1.572.113	882.821	78,1%
Margem EBITDA (%)	17,0%	8,8%	94,6%	15,3%	184,5%	14,7%	8,0%	84,0%
Resultado do Serviço (EBIT)	620.631	228.427	171,7%	355.904	74,4%	1.215.389	468.725	159,3%
Resultado Financeiro	(88.422)	(217.358)	-59,3%	(150.116)	-41,1%	(402.054)	(690.698)	-41,8%
Receitas Financeiras	78.659	75.934	3,6%	99.882	-21,2%	250.702	107.743	132,7%
Renda de Aplicações Financeiras	8.336	21.910	-62,0%	15.049	-44,6%	34.247	34.694	-1,3%
Atualização Monetária sobre Contas de Energia Elétrica em Atraso	18.742	19.665	-4,7%	26.156	-28,3%	61.142	62.108	-1,6%
Atualização de Créditos Tributários	1.319	1.015	30,0%	353	273,7%	22.754	1.222	1762,0%
Atualização Monetária dos Depósitos Judiciais	12.005	6.888	74,3%	6.194	93,8%	24.799	16.952	46,3%
Atualização Monetária do Ativo e Passivo Financeiro Setorial	27.602	18.335	50,5%	47.731	-42,2%	89.160	14.230	526,6%
Outras Receitas Financeiras	13.007	10.893	19,4%	6.942	87,4%	26.340	28.372	-7,2%
(-) PIS e Cofins sobre Receita Financeira	(2.352)	(2.772)	-15,2%	(2.543)	-7,5%	(7.740)	(49.835)	-84,5%
Despesas Financeiras	(166.691)	(293.533)	-43,2%	(249.568)	-33,2%	(652.189)	(799.588)	-18,4%
Encargo de Dívidas - Empréstimos, Debêntures e Mútuos	(79.456)	(134.233)	-40,8%	(89.297)	-11,0%	(244.265)	(324.970)	-24,8%
Juros sobre Obrigações de Arrendamento Financeiro	(4.842)	(4.108)	17,9%	(6.250)	-22,5%	(17.824)	(12.439)	43,3%
Atualização Monetária - Incluindo P&D, Efic. Energ. e Energia Livre	27.751	(3.743)	-841,4%	(3.593)	-872,4%	19.025	(11.249)	-269,1%
Juros Capitalizados Transferidos para o Intangível em Curso	1.845	4.215	-56,2%	1.884	-2,1%	5.662	8.863	-36,1%
Cartas Fiança e Seguros Garantia	(9.294)	(9.576)	-2,9%	(13.261)	-29,9%	(34.704)	(35.916)	-3,4%
Atualização Monetária de Processos Judiciais e Outros	(11.442)	(13.333)	-14,2%	(24.717)	-53,7%	(58.888)	(54.684)	7,7%
Atualização Monetária do Ativo e Passivo Financeiro Setorial Líquido	-	-	n.a.	-	n.a.	-	-	n.a.
Atualização Acordo Eletrobras	(24.334)	(28.466)	-14,5%	(27.300)	-10,9%	(79.784)	(73.331)	8,8%
Custo dos Juros (líquidos) do Plano de Pensão	(81.038)	(87.486)	-7,4%	(81.037)	0,0%	(243.112)	(262.460)	-7,4%
Outras Despesas Financeiras	14.119	(16.803)	-184,0%	(5.997)	-335,4%	1.701	(33.402)	-105,1%
Variações Cambiais	(390)	241	-261,8%	(215)	81,4%	(567)	1.147	-149,4%
Lucro Antes de Imposto de Renda	532.209	11.069	4708,1%	206.003	158,4%	813.335	(221.973)	-466,4%
Imposto de Renda e Contribuição Social	(186.512)	(8.278)	2153,1%	(74.690)	149,7%	(267.274)	63.713	-519,5%
Lucro (Prejuízo) Líquido do Período	345.697	2.791	12286,1%	131.313	163,3%	546.061	(158.260)	-445,0%
Margem Líquida (%)	8,9%	0,1%	13318,3%	3,9%	128,3%	5,1%	-1,4%	-456,5%
Margem Líquida ex-Receita de Construção (%)	9,4%	0,1%	12804,4%	4,1%	129,6%	5,4%	-1,6%	-443,1%
Lucro (Prejuízo) por Ação (R\$/ação)	1,75	0,02	10476,7%	0,62	182,7%	2,77	-0,95	-389,6%

(1) Variação entre 3T19 e 2T19 (2) Variação entre 9M19 e 9M18

Balancos Patrimoniais

ATIVOS	3T19	4T18
CIRCULANTE		
Caixa e Equivalentes de Caixa	755.082	936.678
Investimentos de Curto Prazo	3.732	4.756
Consumidores, Revendedores e Outros	2.498.226	2.323.574
Imposto de Renda e Contribuição Social Compensáveis	82.075	23.293
Outros Tributos Compensáveis	116.350	129.414
Contas a Receber - Acordos	196.044	192.431
Outros Créditos	238.211	227.827
Almoxarifado	18.014	31.465
Serviços em curso	155.774	139.003
Despesas Pagas Antecipadamente	46.837	43.140
Ativo Financeiro Setorial	1.843.895	1.809.234
Total do Ativo Circulante	5.954.240	5.860.815
NÃO CIRCULANTE		
Consumidores, Revendedores e Outros	25.904	25.058
Derivativos	30.402	0
Outros Tributos Compensáveis	5.047.367	84.967
Tributos e Contribuições Sociais Diferidos	1.860.800	2.159.671
Cauções e Depósitos Vinculados	804.442	539.358
Contas a Receber - Acordos	8.839	10.882
Outros Créditos	32.584	47.308
Ativo Contratual (Infraestrutura em Construção)	557.371	634.918
Ativo Financeiro da Concessão	4.344.450	3.795.279
Ativo Financeiro Setorial	481.589	836.557
Investimento	41.250	45.377
Imobilizado Arrendado	246.801	66.329
Intangível	4.266.068	4.448.061
Total do Ativo Não Circulante	17.747.867	12.693.765
TOTAL DOS ATIVOS	23.702.107	18.554.580
PASSIVO		
CIRCULANTE		
Fornecedores	1.814.456	1.625.422
Empréstimos e financiamentos	675.332	437.652
Debêntures	26.104	239.953
Obrigações por arrendamentos	77.427	31.254
Subvenções governamentais	3.460	4.083
Outros tributos a pagar	541.030	497.503
Dividendos e juros sobre capital próprio a pagar	357	358
Obrigações sociais e trabalhistas	136.044	190.358
Encargos setoriais	360.980	404.688
Obrigações com benefícios pós-emprego	11.734	11.160
Contas a pagar - acordo Eletrobras	342.327	0
Provisão para processos judiciais e outros	311.863	520.852
Reserva de reversão	7.342	7.342
Operação com instrumento derivativo	5.762	0
Outras obrigações	228.366	255.919
Passivo financeiro setorial	1.013.204	1.229.323
Total do Passivo Circulante	5.555.788	5.455.867
NÃO CIRCULANTE		
Empréstimos e financiamentos	46.437	55.717
Debêntures	3.562.369	3.333.010
Obrigações por arrendamentos	199.138	47.602
Subvenções governamentais	5.974	8.488
Obrigações com benefícios pós-emprego	3.816.501	3.895.506
Contas a pagar - acordo Eletrobras	1.000.129	0
Provisão para processos judiciais e outros	594.153	1.965.093
Encargos setoriais	16.794	38.689
Obrigações sociais e trabalhistas	0	401
Reserva de reversão	45.892	51.399
Outras obrigações	17.220	19.802
PIS/COFINS a serem restituídos a consumidores	4.940.984	0
Passivo financeiro setorial	455.613	802.026
Total do Passivo Não Circulante	14.701.204	10.217.733
PATRIMÔNIO LÍQUIDO		
Capital Social	2.823.486	2.823.486
Reservas de Capital	691.470	691.470
Ações em Tesouraria	(49.236)	(49.236)
Outros Resultados Abrangentes/Ajustes de Avaliação Patrimonial	(818.519)	(781.506)
Reserva de Lucros:	0	0
Reserva Legal	196.766	196.766
Lucros (Prejuízos) Acumulados	601.148	0
Total do Patrimônio Líquido	3.445.115	2.880.980
TOTAL DO PASSIVO E DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO	23.702.107	18.554.580

Divulgação de Resultados **Earnings Release 3T19**

Enel Distribuição São Paulo
Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A.
25 de outubro de 2019

LIMITAÇÃO DE RESPONSABILIDADE

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

RELAÇÕES COM INVESTIDORES

ri.eneldistribuicaosp.com.br

ri.eletropaulo@enel.com

(11) 2195-7048