

Divulgação de Resultados

Earnings Release 1T19

Enel Distribuição Rio

Ampla Energia e Serviços S.A.

24 de abril de 2019

Relações com Investidores

Raffaele Enrico Grandi

Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

Isabel Regina Alcantara

Responsável por Relações com Investidores

<https://www.enel.com.br/pr/investidores/enel-distribuicao-rio.html> | investorrelations.ampla@enel.com

Rio de Janeiro, 24 de abril de 2019 – A Ampla Energia e Serviços S.A. (“Enel Distribuição Rio” ou “Companhia”) [B3: CBEE3], distribuidora de energia elétrica, concessionária de serviço público federal, cuja área de concessão abrange 73% do território do estado do Rio de Janeiro, cobre 66 municípios e possui 3,1 milhões de clientes, divulga o seu resultado 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 Societária.

DESTAQUES

DESTAQUES DO PERÍODO

	1T19	1T18	Var. %	4T18	Var. % (1)
Volume de Energia - Venda e Transporte (GWh)*	3.222	3.094	4,1%	2.835	13,7%
Receita Bruta (R\$ mil)	2.671.692	2.036.139	31,2%	2.339.668	14,2%
Receita Líquida (R\$ mil)	1.579.697	1.211.621	30,4%	1.422.860	11,0%
EBITDA (2) (R\$ mil)*	284.012	197.640	43,7%	309.479	-8,2%
Margem EBITDA (%)*	17,98%	16,31%	1,67 p.p	21,75%	-3,77 p.p
Margem EBITDA ex-Receita de Construção*	19,73%	18,22%	1,51 p.p	25,69%	-5,96 p.p
EBIT (3) (R\$ mil)*	155.696	121.298	28,4%	226.125	-31,1%
Margem EBIT (%)*	9,86%	10,01%	-0,15 p.p	15,89%	-6,03 p.p
Lucro (Prejuízo) Líquido (R\$ mil)	12.680	23.432	-45,9%	96.011	-86,8%
Margem Líquida	0,80%	1,93%	-1,13 p.p	6,75%	-5,95 p.p
Margem Líquida ex-Receita de Construção	0,88%	2,16%	-1,28 p.p	7,97%	-7,09 p.p
CAPEX (R\$ mil)*	132.393	148.569	-10,9%	189.317	-30,1%
DEC (12 meses)*	14,43	16,81	-14,2%	14,10	2,3%
FEC (12 meses)*	8,44	8,61	-2,0%	8,13	3,8%
Índice de Arrecadação (12 meses)*	98,21%	97,28%	0,93 p.p	98,20%	0,01 p.p
Perdas de Energia (12 meses)*	21,11%	20,66%	0,45 p.p	21,07%	0,04 p.p
Nº de Consumidores Totais*	3.134.285	3.048.790	2,8%	3.107.905	0,8%
Nº de Colaboradores (Próprios)*	971	970	0,1%	970	0,1%
MWh/Colaboradores Próprios e Terceiros*	394	361	9,1%	346	13,9%
PMSO (4)/Consumidor*	66,95	69,79	-4,1%	49,28	35,9%
Consumidor/Colaboradores Próprios e Terceiros*	383	356	7,6%	379	1,1%
Número Total de Colaboradores - Próprios e Terceiros	8.174	8.562	-4,5%	8.201	-0,3%

(1) Variação entre 1T19 e 4T18;

(2) EBITDA: EBIT + Depreciações e Amortizações, (3) EBIT: Resultado do Serviço e (4) PMSO: Pessoal, Material, Serviços e Outros

PERFIL CORPORATIVO

Área de Concessão

A Enel Distribuição Rio fornece energia elétrica a 66 municípios distribuídos em 32.615 km², o que corresponde, aproximadamente, a 73% do território do Estado do Rio de Janeiro. A base comercial da Companhia compreende, aproximadamente, 3,1 milhões de unidades consumidoras e envolve uma população estimada de 8,0 milhões de habitantes.

DADOS GERAIS*

	1T19	1T18	Var. %
Área de Concessão (km ²)	32.615	32.615	-
Municípios (Qte.)	66	66	-
Habitantes (Qte.) (1)	8.073.145	8.017.932	0,7%
Consumidores (Unid.)	3.134.285	3.048.790	2,8%
Linhas de Distribuição (Km)	56.232	55.329	1,6%
Linhas de Transmissão (Km)	3.907	3.907	0,0%
Subestações (Unid.)	126	126	0,0%
Volume de Energia 12 meses (GWh)	11.545	11.348	1,7%
Marketshare no Brasil - Nº de Clientes (2)	3,80%	3,70%	0,10 p.p
Marketshare no Brasil - Volume de Energia (3)	2,43%	2,42%	0,01 p.p

(1) Fonte: Para ambos os trimestres, utilizamos o resultado do censo IBGE 2010

(2) Estimativa do número de consumidores Brasil de acordo com a ABRADEE

(3) Volume de Energia Brasil de acordo com a EPE



* Valores não auditados pelos auditores independentes

Estrutura de Controle e Organograma Societário Simplificado

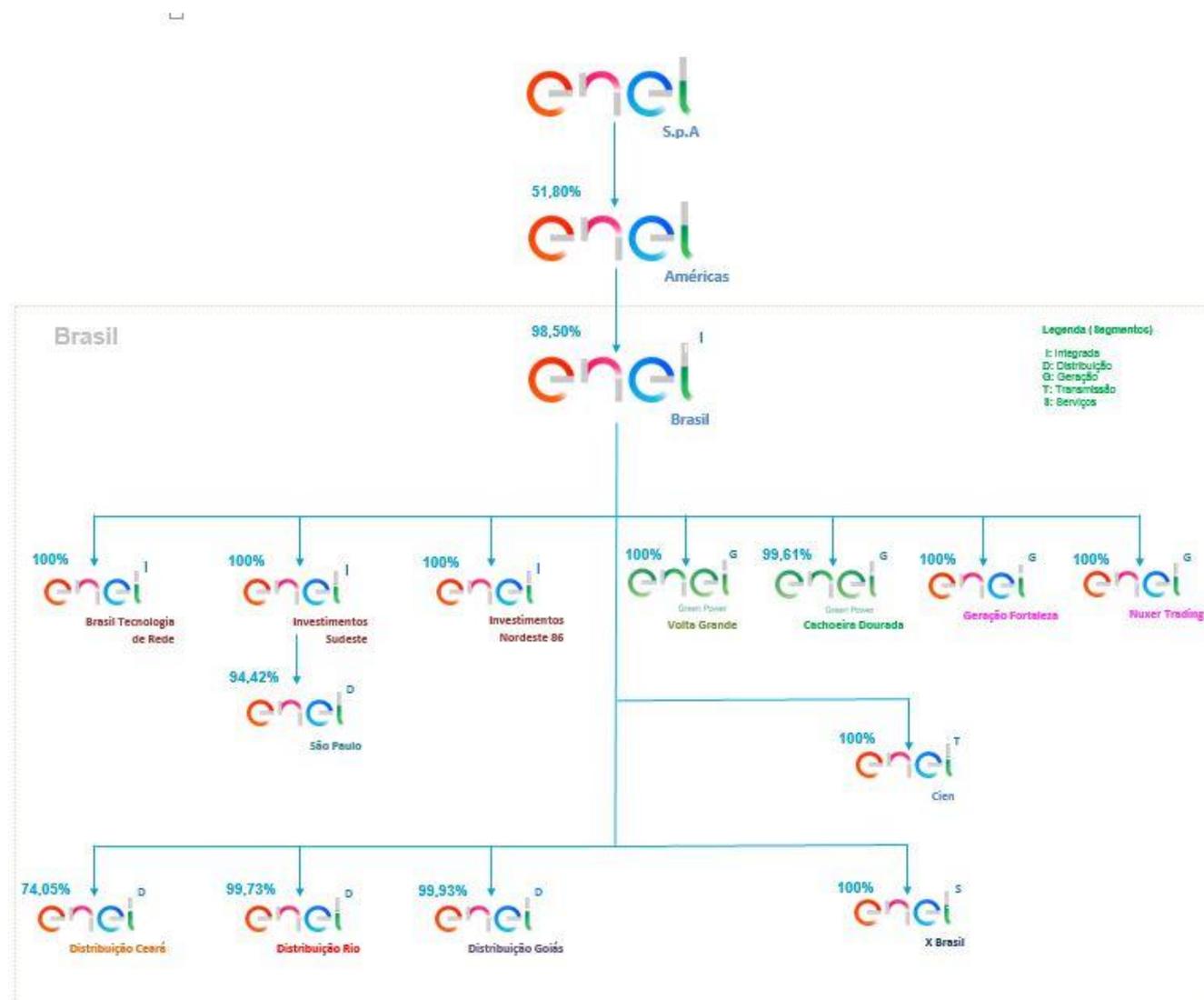
A Enel Distribuição Rio é uma sociedade anônima de capital aberto, que tem a seguinte estrutura de controle:

ESTRUTURA DE CONTROLE (EM 31/03/2019)

	ON (1)	%	TOTAL	%
Controladores	166.191.392	99,73%	166.191.392	99,73%
Enel Brasil	166.191.392	99,73%	166.191.392	99,73%
Não Controladores	442.934	0,27%	442.934	0,27%
Outros	442.934	0,27%	442.934	0,27%
Totais	166.634.326	100,00%	166.634.326	100,00%

(1) As ações ordinárias possuem *Tag Along* de 100%

Posição em 31 de março de 2019



Mercado Bursátil

As ações da Companhia são negociadas na 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 (CBEE3)	22,90	22,82	0,4%	25,90	-11,6%

(1) Variação entre 1T19 e 4T18;

3 Mercado de Energia

Crescimento de Mercado

NÚMERO DE CONSUMIDORES (UNIDADES)*

	1T19	1T18	Var. %	4T18	Var. % (1)
Mercado Cativo	2.677.346	2.663.545	0,5%	2.665.782	0,4%
Residencial - Convencional	2.323.516	2.313.685	0,4%	2.297.932	1,1%
Residencial - Baixa Renda	119.612	128.386	-6,8%	130.586	-8,4%
Industrial	3.723	3.850	-3,3%	3.784	-1,6%
Comercial	149.059	135.001	10,4%	151.896	-1,9%
Rural	63.759	65.033	-2,0%	64.017	-0,4%
Setor Público	17.677	17.590	0,5%	17.567	0,6%
Cientes Livres	375	275	36,4%	353	6,2%
Industrial	107	90	18,9%	101	5,9%
Comercial	234	161	45,3%	218	7,3%
Setor Público	33	23	43,5%	33	-
Residencial	1	1	-	1	-
Revenda	24	12	100,0%	24	-
Consumo Próprio	327	330	-0,9%	326	0,3%
Subtotal - Consumidores Efetivos Faturados	2.678.072	2.664.162	0,5%	2.666.485	0,4%
Consumidores Ativos Não Faturados	456.213	384.628	18,6%	441.420	3,4%
Total - Número de Consumidores	3.134.285	3.048.790	2,8%	3.107.905	0,8%

(1) Variação entre 1T19 e 4T18;

A Companhia encerrou o 1T19 com um incremento de 2,8% no número de consumidores em relação ao registrado no 1T18. O acréscimo observado entre os períodos analisados está concentrado nas classes residencial (convencional) e comercial, com mais 9.831 e 14.058 novos consumidores*.

Nos últimos 12 meses, os investimentos voltados para conexão de novos clientes à rede da Companhia totalizaram o montante de R\$ 260 milhões*.

Venda de Energia na Área de Concessão

VENDA E TRANSPORTE DE ENERGIA (GWH)*

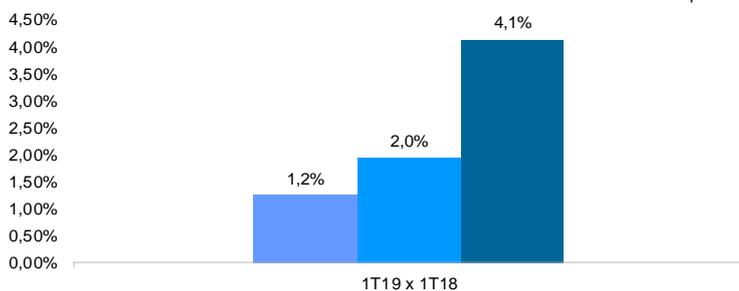
	1T19	1T18	Var. %	4T18	Var. % (1)
Mercado Cativo	2.475	2.368	4,5%	2.105	17,6%
Cientes Livres	617	619	-0,3%	606	1,8%
Revenda	130	107	21,5%	124	4,8%
Total - Venda e Transporte de Energia	3.222	3.094	4,1%	2.835	13,7%

(1) Variação entre 1T19 e 4T18;

Evolução do Volume de Energia - Comparativos (%)

Comparativo Brasil, Região Sudeste e Área de Concessão da Ampla

- Brasil
- Sudeste
- Concessão Ampla



* Valores não auditados pelos auditores independentes

Mercado Cativo

VENDA DE ENERGIA NO MERCADO CATIVO (GWH)*

	1T19	1T18	Var. %	4T18	Var. % (1)
Residencial - Convencional	1.387	1.322	4,9%	1.103	25,7%
Residencial - Baixa Renda	55	58	-5,2%	55	-
Industrial	63	79	-20,3%	61	3,3%
Comercial	563	503	11,9%	490	14,9%
Rural	48	65	-26,2%	47	2,1%
Setor Público	359	341	5,3%	348	3,2%
Total - Venda de Energia no Mercado Cativo	2.475	2.368	4,5%	2.105	17,6%

(1) Variação entre 1T19 e 4T18;

VENDA DE ENERGIA PER CAPITA NO MERCADO CATIVO (KWH/CONS.)*

	1T19	1T18	Var. %	4T18	Var. % (1)
Residencial - Convencional	597	571	4,6%	480	24,4%
Residencial - Baixa Renda	464	452	2,7%	425	9,2%
Industrial	16.895	20.519	-17,7%	16.064	5,2%
Comercial	3.774	3.726	1,3%	3.226	17,0%
Rural	753	999	-24,6%	740	1,8%
Setor Público	20.283	19.386	4,6%	19.824	2,3%
Total - Venda per Capita no Mercado Cativo	924	889	3,9%	790	17,0%

(1) Variação entre 1T19 e 4T18;

A variação observada acima (1T19 x 1T18), é explicada principalmente, pelo aumento do consumo médio dos consumidores residenciais (convencional e baixa renda), comercial e setor público, parcialmente compensado pela redução de consumo per capita dos clientes industriais, atribuída principalmente devido a migração para o mercado livre de consumidores industriais com um padrão de consumo superior à média dos consumidores industriais que permaneceram no mercado cativo.

Cientes Livres

TRANSPORTE DE ENERGIA PARA OS CLIENTES LIVRES (GWH)*

	1T19	1T18	Var. %	4T18	Var. % (1)
Industrial	467	508	-8,1%	473	-1,3%
Comercial	118	95	24,2%	103	14,6%
Setor Público	31	15	>100,0%	28	10,7%
Residencial	1	1	-	1	-
Total - Transporte de Energia para os Clientes Livres*	617	619	-0,3%	606	1,8%

(1) Variação entre 1T19 e 4T18;

TRANSPORTE DE ENERGIA PER CAPITA PARA OS CLIENTES LIVRES (KWH/CONS.)*

	1T19	1T18	Var. %	4T18	Var. % (1)
Industrial	4.363	5.650	-22,8%	4.687	-6,9%
Comercial	505	588	-14,1%	472	7,0%
Setor Público	931	649	43,5%	861	8,1%
Residencial	973	1.089	-10,7%	1.000	-2,7%
Média - Transporte per capita p/ Clientes Livres*	1.645	2.251	-26,9%	1.716	-4,1%

(1) Variação entre 1T19 e 4T18;

A redução no transporte de energia per capita para os clientes livres no trimestre foi resultado dos seguintes fatores: (i) redução do consumo da classe industrial e (ii) migração de clientes cativos industrial e comercial com um padrão de consumo inferior aos que já se encontravam na base de clientes livres no mesmo trimestre do ano anterior.

Compra de Energia

COMPRA DE ENERGIA (GWH)*

	1T19	1T18	Var. %	4T18	Var. % (1)
Itaipu	535	518	3,3%	530	0,9%
Centrais Elétricas - FURNAS	243	251	-3,2%	233	4,3%
Companhia Hidroelétrica do São Francisco - CHESF	343	360	-4,7%	331	3,6%
Companhia Energética de São Paulo - CESP	16	16	-	15	6,7%
Eletronorte	27	28	-3,6%	25	8,0%
COPEL	30	24	25,0%	27	11,1%
CEMIG	29	108	-73,1%	32	-9,4%
PROINFA	51	52	-1,9%	62	-17,7%
ELETRONUCLEAR	101	97	4,1%	99	2,0%
PETROBRAS	143	143	-	146	-2,1%
Santo Antônio	150	136	10,3%	125	20,0%
Jirau	211	215	-1,9%	198	6,6%
Outros	1.308	1.352	-3,3%	1.359	-3,8%
Total - Compra de Energia s/ CCEE	3.186	3.300	-3,5%	3.182	0,1%
Liquidação na CCEE	481	167	>100,0%	(33)	<-100,0%
Total - Compra de Energia	3.667	3.467	5,8%	3.149	16,4%

(1) Variação entre 1T19 e 4T18;

Balanco de Energia

BALANÇO DE ENERGIA*

	1T19	1T18	Var. %	4T18	Var. % (1)
Energia requerida (GWh)	4.218	4.048	4,2%	3.719	13,4%
Energia distribuída (GWh)	3.228	3.100	4,1%	2.840	13,7%
Residencial - Convencional	1.387	1.322	4,9%	1.103	25,7%
Residencial - Baixa Renda	55	58	-5,2%	55	-
Industrial	63	79	-20,3%	61	3,3%
Comercial	563	503	11,9%	490	14,9%
Rural	48	65	-26,2%	47	2,1%
Setor Público	359	341	5,3%	348	3,2%
Clientes Livres	617	619	-0,3%	606	1,8%
Revenda	130	107	21,5%	124	4,8%
Consumo Próprio	6	6	-	5	20,0%
Perdas na Distribuição - Sistema Ampla (GWh)	990	948	4,4%	879	12,6%
Perdas na Distribuição - Sistema Ampla (%)	23,47%	23,42%	0,05 p.p	23,63%	-0,16 p.p

(1) Variação entre 1T19 e 4T18;

Indicadores Operacionais

INDICADORES OPERACIONAIS E DE PRODUTIVIDADE*

	1T19	1T18	Var. %	4T18	Var. % (1)
DEC 12 meses (horas)	14,43	16,81	-14,2%	14,10	2,3%
FEC 12 meses (vezes)	8,44	8,61	-2,0%	8,13	3,8%
Perdas de Energia 12 meses (%)	21,11%	20,66%	0,45 p.p	21,07%	0,04 p.p
Índice de Arrecadação 12 meses (%)	98,21%	97,28%	0,93 p.p	98,20%	0,01 p.p
MWh/Colaboradores Próprios e Terceiros*	394	361	9,1%	346	13,9%
Consumidor/Colaboradores Próprios e Terceiros*	383	356	7,7%	379	1,2%
PMSO (3)/Consumidor	66,95	69,79	-4,1%	49,28	35,9%
Número Total de Colaboradores - Próprios e Terceiros	8.174	8.562	-4,5%	8.201	-0,3%

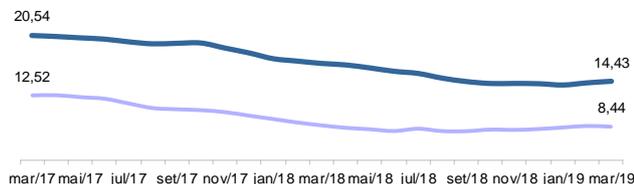
(1) Variação entre 1T19 e 4T18;

(3) PMSO: Pessoal, Material, Serviços e Outros

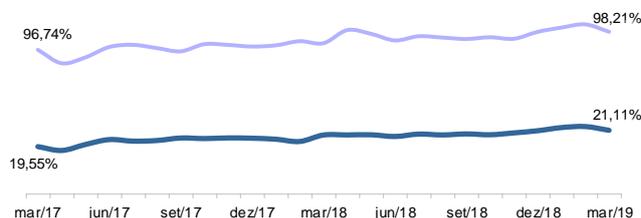
* Valores não auditados pelos auditores independentes

Qualidade do Fornecimento

Evolução do DEC (Horas) e FEC (Vezes) TAM*
Dados de mar/17 a mar/19



Evolução das Perdas Totais (%) e Arrecadação (%) TAM*
Dados de mar/17 a mar/19



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. Ambos os indicadores apresentaram uma evolução no 1T19 em relação ao 1T18, explicados, principalmente, pela melhoria na qualidade do sistema, resultado dos investimentos realizados nos últimos anos.

A Enel Distribuição Rio investiu R\$ 212 milhões* em adequação à carga e qualidade do sistema nos últimos 12 meses.

Disciplina de Mercado*

Nos últimos 12 meses, foi investido no combate às perdas o montante de R\$ 47 milhões*.

As perdas de energia TAM – Taxa Anual Móvel (medição acumulada em 12 meses) alcançaram o valor de 21,11%* no 1T19, um acréscimo de 0,45 p.p. em relação às perdas registradas no 1T18, de 20,66%*. Este aumento é explicado, principalmente, pelo aumento da criminalidade na área de concessão da Companhia em conjunto com a deteriorização da economia do estado do Rio de Janeiro.

DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

Resultado

Overview

PRINCIPAIS CONTAS DE RESULTADO (R\$ MIL) E MARGENS (%)

	1T19	1T18	Var. %	4T18	Var. % (1)
Receita Operacional Bruta	2.671.692	2.036.139	31,2%	2.339.668	14,2%
Deduções à Receita Operacional	(1.091.995)	(824.518)	32,4%	(916.808)	19,1%
Receita Operacional Líquida	1.579.697	1.211.621	30,4%	1.422.860	11,0%
Custos do Serviço e Despesas Operacionais	(1.424.001)	(1.090.323)	30,6%	(1.196.735)	19,0%
EBITDA(3)*	284.012	197.640	43,7%	309.479	-8,2%
Margem EBITDA*	17,98%	16,31%	1,67 p.p	21,75%	-3,77 p.p
Margem EBITDA ex- Receita de Construção*	19,73%	18,22%	1,51 p.p	25,69%	-5,96 p.p
EBIT(4)*	155.696	121.298	28,4%	226.125	-31,1%
Margem EBIT*	9,86%	10,01%	-0,15 p.p	15,89%	-6,03 p.p
Resultado Financeiro	(136.679)	(81.216)	68,3%	(79.132)	72,7%
Imposto de Renda, Contribuição Social e Outros	(6.337)	(16.650)	-61,9%	(50.982)	-87,6%
Lucro (Prejuízo) Líquido	12.680	23.432	-45,9%	96.011	-86,8%
Margem Líquida	0,80%	1,93%	-1,13 p.p	6,75%	-5,95 p.p
Margem Líquida ex- Receita de Construção	0,88%	2,16%	-1,28 p.p	7,97%	-7,09 p.p
Lucro (Prejuízo) por Ação (R\$/ação)	0,08	0,14	-45,9%	0,58	-86,8%

(1) Variação entre 1T19 e 4T18;

(3) EBITDA: EBIT + Depreciações e Amortizações, (4) EBIT: Resultado do Serviço

* Valores não auditados pelos auditores independentes

Receita Operacional Bruta

RECEITA OPERACIONAL BRUTA (R\$ MIL)

	1T19	1T18	Var. %	4T18	Var. % (1)
Fornecimento de Energia	2.155.347	1.745.372	23,5%	1.825.384	18,1%
Suprimento de Energia Elétrica	25.275	18.289	38,2%	22.596	11,9%
Baixa Renda	8.617	10.245	-15,9%	8.102	6,4%
Subvenção CDE - desconto tarifário	67.364	31.771	>100,0%	51.968	29,6%
Fornecimento de Energia Elétrica - Mercado Cativo	2.256.603	1.805.677	25,0%	1.908.050	18,3%
Disponibilidade da Rede Elétrica	183.094	123.354	48,4%	132.658	38,0%
Receita de Construção	139.876	126.592	10,5%	218.117	-35,9%
Ativos e passivos financeiros setoriais	63.597	(37.962)	<-100,0%	(64.741)	<-100,0%
Outras Receitas	28.522	18.478	54,4%	145.584	-80,4%
Total - Receita Operacional Bruta	2.671.692	2.036.139	31,2%	2.339.668	14,2%

(1) Variação entre 1T19 e 4T18;

A receita operacional bruta da Enel Distribuição Rio teve um aumento de 31,2% (R\$ 636 milhões) no 1T19 em relação ao 1T18. Excluindo-se o efeito da receita de construção, a receita operacional bruta da Companhia alcançou o montante de R\$ 2,53 bilhão no 1T19, o que representa um incremento de 32,6% (R\$ 622 milhões) em relação ao mesmo período do ano anterior, cujo montante foi de R\$ 1,91 bilhão. Este resultado é devido, principalmente, aos seguintes efeitos:

- Aumento de 23,5% na receita pelo fornecimento de energia (R\$ 410 milhões) como resultado, principalmente, do reajuste tarifário 2018, que passou a vigorar em março de 2018, com um incremento médio de 21,04% nas tarifas da Companhia (-6,51% em média, no reajuste tarifário 2017), em conjunto com o maior volume de energia distribuída no mercado cativo (+4,5%).
- Aumento de 38,2% no Suprimento de Energia Elétrica (R\$ 7 milhões) em função, principalmente, do aumento no volume de revenda de energia (130 Gwh 1T19 vs. 107 GWh 1T18).
- Aumento na rubrica Subvenção CDE – desconto tarifário (R\$ 36 milhões) decorrente, principalmente, da diferença na homologação dos valores das subvenções para os ciclos 2018/2019 (R\$ 18,2 milhões/mês) e 2017/2018 (R\$ 12,0 milhões/mês).
- Aumento de R\$ 60 milhões na rubrica de disponibilidade da rede elétrica em razão, principalmente, do registro de provisão de créditos a receber junto à Eletronuclear.
- Aumento de R\$ 102 milhões na rubrica de ativos e passivos financeiros setoriais em função, principalmente, do aumento do risco hidrológico e dos custos com compra de energia no 1T19.
- Aumento de R\$ 10 milhões na rubrica de Outras Receitas decorrente, principalmente, da Companhia ter aderido, a partir de janeiro de 2019, ao mecanismo de venda de excedentes, conforme Resolução Normativa nº 824, de 10 de julho de 2018.

Deduções da Receita

DEDUÇÕES DA RECEITA (R\$ MIL)

	1T19	1T18	Var. %	4T18	Var. % (1)
ICMS	(648.554)	(484.465)	33,9%	(488.884)	32,7%
PIS	(43.097)	(32.150)	34,0%	(34.884)	23,5%
COFINS	(198.508)	(148.085)	34,1%	(160.677)	23,5%
ISS	(1.102)	(952)	15,8%	(954)	15,5%
Total - Tributos	(891.261)	(665.652)	33,9%	(685.399)	30,0%
Encargo setorial CDE	(184.243)	(187.783)	-1,9%	(218.195)	-15,6%
Programa de Eficiência Energética e P&D	(14.481)	(10.288)	40,8%	(11.879)	21,9%
Taxa de fiscalização	(2.010)	(1.613)	24,6%	(1.335)	50,6%
Ressarcimento P&D	-	40.818	-100,0%	-	-
Total - Encargos Setoriais	(200.734)	(158.866)	26,4%	(231.409)	-13,3%
Total - Deduções da Receita	(1.091.995)	(824.518)	32,4%	(916.808)	19,1%

(1) Variação entre 1T19 e 4T18;

As deduções da receita no 1T19 apresentaram acréscimo de 32,4% (R\$ 267 milhões) em relação ao mesmo trimestre do ano anterior, como resultado, principalmente, dos seguintes fatores:

- Acréscimo de 33,9% (R\$ 226 milhões) nos tributos resultado, principalmente, do aumento da base de cálculo de ICMS, PIS e COFINS.
- Efeito não recorrente de R\$ 40 milhões registrado no 1T18 na rubrica de Ressarcimento P&D, relativo à devolução, feita pela União, referente ao excedente de arrecadação do adicional de 0,3% sobre a Receita Operacional Líquida – ROL, instituído pela Lei nº 12.111/2009, que foi repassado às tarifas de energia elétrica e recolhido ao Tesouro Nacional, no período de janeiro de 2010 a dezembro de 2012, visando ressarcir Estados e Municípios pela eventual perda de recolhimento do ICMS incidente sobre combustíveis fósseis utilizados na geração de energia elétrica nos 24 meses seguintes à interligação dos respectivos Sistemas Isolados ao Sistema Interligado Nacional - SIN.

Custos e Despesas Operacionais

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

	1T19	1T18	Var. %	4T18	Var. % (1)
Custos e despesas não gerenciáveis					
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(834.234)	(555.699)	50,1%	(610.011)	36,8%
Encargos do Uso do Sistema de Transmissão	(125.565)	(124.857)	0,6%	(119.436)	5,1%
Encargos dos Serviços dos Sistemas	(8.697)	4.059	<-100,0%	(9.412)	-7,6%
Ressarcimento de encargos serviço do sistema	12.143	4.721	>100,0%	(3.096)	<-100,0%
Total - Não gerenciáveis	(956.353)	(671.776)	42,4%	(741.955)	28,9%
Custos e despesas gerenciáveis					
Pessoal	(39.060)	(36.463)	7,1%	(39.977)	-2,3%
Material e Serviços de Terceiros	(128.147)	(108.899)	17,7%	(109.036)	17,5%
Custo de Desativação de Bens	(5.482)	(5.952)	-7,9%	(13.879)	-60,5%
Depreciação e Amortização	(128.316)	(76.342)	68,1%	(83.354)	53,9%
PCLD (Provisões para Créditos de Liquidação Duvidosa)	(10.274)	(29.846)	-65,6%	(9.088)	13,1%
Provisão para Riscos Fiscais, Cíveis e Trabalhistas	(23.748)	(22.037)	7,8%	34.096	<-100,0%
Custo de Construção	(139.876)	(126.592)	10,5%	(218.117)	-35,9%
Indenizações DIC / FIC	-	(10.077)	-100,0%	-	-
Receita de multa por impuntualidade de clientes	15.876	13.198	20,3%	13.733	15,6%
Outras Despesas Operacionais	(8.621)	(15.537)	-44,5%	(29.158)	-70,4%
Total - Gerenciáveis	(467.648)	(418.547)	11,7%	(454.780)	2,8%
Total - Custos do Serviço e Despesa Operacional	(1.424.001)	(1.090.323)	30,6%	(1.196.735)	19,0%

(1) Variação entre 1T 19 e 4T 18;

Os custos e despesas operacionais no 1T19 tiveram um incremento de 30,6% (R\$ 334 milhões) em relação ao 1T18. Excluindo-se o efeito do custo de construção, os custos do serviço e despesa operacional da Companhia alcançaram o montante de R\$ 1,28 bilhão no 1T19, o que representa um incremento de 33,2% (R\$ 320 milhões) em relação ao mesmo período do ano anterior, cujo montante foi de R\$ 964 milhões. Estes efeitos são resultado, principalmente, das seguintes variações:

Incremento nos custos e despesas não gerenciáveis (R\$ 285 milhões), explicado principalmente por:

- Aumento na rubrica Energia elétrica comprada para revenda (R\$ 279 milhões): decorrente, principalmente, de (i) aumento do consumo entre os trimestres; e (ii) maiores custos com compra de energia, tendo em vista a maior risco hidrológico.
- Efeito líquido dos encargos dos serviços dos sistemas e do ressarcimento de encargos e serviços do sistema (redução de receita em R\$ 5 milhões): decorrente, principalmente, da diminuição de tarifa por Mwh, devido a renegociações de contratos. Ressalta-se que o resultado líquido entre o ressarcimento e os encargos de serviço do sistema são integralmente repassados aos consumidores via tarifa.

Incremento nos custos e despesas gerenciáveis (R\$ 36 milhões), excluindo o efeito de custo de construção:

- Incremento de R\$ 19 milhões na rubrica de material e serviço de terceiros decorrente, principalmente, (i) da finalização de alguns projetos e obras no 1T19, que acarretaram o encerramento de contratos de terceiros; e (ii) do aumento dos serviços referentes a manutenção da rede elétrica.
- Aumento de R\$ 52 milhões em depreciação e amortização, devido, principalmente, a um ajuste referente a ativos indenizável financeiros não reconhecidos pela Aneel, os quais foram transferidos para o ativo imobilizado. Com isso foi realizado também o ajuste de depreciação desses ativos retroagindo a setembro de 2018.

Esses efeitos foram parcialmente compensados por:

- Redução de R\$ 20 milhões na rubrica de Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa em razão, principalmente, da melhora no índice de arrecadação e assim menor perda esperada comparada ao 1T18.
- Redução de R\$ 10 milhões nas indenizações de DIC/FIC em função da reclassificação desta rubrica que passou de despesa operacional para redutor de outras receitas operacionais, de modo a atender o novo pronunciamento CPC 47/IFRS15.
- Redução de R\$ 7 milhões em outras despesas operacionais devido, principalmente, à reclassificação das despesas dos arrendamentos mercantis operacionais, as quais eram registradas como outras despesas operacionais e passaram a ser registradas como amortização do direito de uso. De acordo com o novo pronunciamento CPC 06/IFRS16, foram reconhecidos o passivo dos pagamentos futuros e o direito de uso do ativo arrendado.

EBITDA

Segue abaixo 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:

* Valores não auditados pelos auditores independentes

CONCILIAÇÃO DO EBITDA E DO EBIT (R\$ MIL)

	1T19	1T18	Var. %	4T18	Var. % (1)
Lucro (Prejuízo) Líquido do Período	12.680	23.432	-45,9%	96.011	-86,8%
(+) Tributo sobre o Lucro (NE 30)	6.337	16.650	-61,9%	50.982	-87,6%
(+) Resultado Financeiro (NE 29)	136.679	81.216	68,3%	79.132	72,7%
(=) EBIT	155.696	121.298	28,4%	226.125	-31,1%
(+) Depreciações e Amortizações (NE 28)	128.316	76.342	68,1%	83.354	53,9%
(=) EBITDA	284.012	197.640	43,7%	309.479	-8,2%

(1) Variação entre 1T19 e 4T18;

Resultado Financeiro

RESULTADO FINANCEIRO (R\$ MIL)

	1T19	1T18	Var. %	4T18	Var. % (1)
Receitas Financeiras					
Renda de Aplicação Financeira	3.418	1.137	>100,0%	(395)	<-100,0%
Juros e atualização financeira por impontualidade de clientes	11.534	5.597	>100,0%	9.235	24,9%
Variações monetárias	3.157	1.982	59,3%	4.980	-36,6%
Receita financeira de ativo indenizável	-	37.708	-100,0%	14.373	-100,0%
Atualização credito de Pis/Cofins	-	719	-100,0%	-	-
Instrumento financeiro derivativo - hedge/swap	146.868	64.691	>100,0%	179.532	-18,2%
Variação monetária de ativos e passivos financeiros setoriais	25.581	18.204	40,5%	(5.297)	<-100,0%
Outras receitas financeiras	530	602	-12,0%	(2.372)	<-100,0%
Total - Receitas Financeiras	191.088	130.640	46,3%	200.056	-4,5%
Despesas financeiras					
Encargo de dívidas	(52.185)	(56.781)	-8,1%	(22.789)	>100,0%
Atualização de provisão para riscos tributários, cíveis e trabalhistas	(18.837)	(25.685)	-26,7%	(11.443)	64,6%
Encargo de fundo de pensão	(7.993)	(8.354)	-4,3%	(8.352)	-4,3%
Juros debêntures	(10.386)	(10.179)	2,0%	(10.690)	-2,8%
Instrumento financeiro derivativo - hedge/swap	(152.239)	(71.300)	>100,0%	(185.691)	-18,0%
IOF	(379)	(6.388)	-94,1%	(1.063)	-64,3%
Despesa financeira de ativo indenizável	(40.570)	-	-	-	-
Encargos com vendas de recebíveis	(27.970)	(28.499)	-1,9%	(27.148)	3,0%
Outras despesas financeiras	(17.208)	(4.670)	>100,0%	(12.012)	43,3%
Total - Despesas Financeiras	(327.767)	(211.856)	54,7%	(279.188)	17,4%
Total - Receitas e Despesas Financeiras	(136.679)	(81.216)	68,3%	(79.132)	72,7%

(1) Variação entre 1T19 e 4T18;

O resultado financeiro líquido da Enel Distribuição Rio apresentou um incremento de R\$ 55 milhões em relação ao 1T18, como resultado das seguintes variações relevantes:

- Receita/Despesa financeira de ativo indenizável (aumento de despesa em R\$ 78 milhões): reflete a baixa de atualização financeira sobre os ativos financeiros indenizáveis, os quais não foram reconhecidos pela Aneel durante o processo de revisão tarifária no montante de R\$ 89 milhões.
- Aumento de R\$ 12 milhões na rubrica de outras despesas financeiras: devido, principalmente, ao aumento no volume e nos custos com prêmios de seguro garantia, além do aumento das ações de cobrança através de descontos na quitação de dívidas de clientes.

Este efeito foi parcialmente compensado por:

- Redução de R\$ 6 milhões na rubrica de encargos de dívidas, juros de debentures e instrumento financeiro derivativo – hedge/swap – receita/despesa devido, principalmente, a capitalização de parte dos custos sobre os financiamentos de investimentos em curso no 1T19 no montante de R\$ 7 milhões, parcialmente compensado pelo aumento de encargos de dívida em função de maior saldo médio de dívida.
- Redução de R\$ 6 milhões na rubrica de IOF em razão, principalmente, das captações de BNDES e mútuos realizados no 1T18, as quais não ocorreram no 1T19.
- Redução de R\$ 7 milhões nas despesas com atualização de provisão para riscos tributários, cíveis e trabalhistas decorrente, basicamente, de (i) redução na atualização de processos, devido a mudanças na data de atualização dos mesmos; e de (ii) ajuste relativos a atualização de honorários de êxito registrados no 1T18.
- Aumento de R\$ 7 milhões na rubrica de receita de variação monetária de ativos e passivos setoriais devido, principalmente, à constituição de mais ativos regulatórios, gerando assim uma receita de atualização financeira maior do que a constituída no 1T18.
- Aumento de R\$ 6 milhões na rubrica de juros e atualização financeira por impontualidade de clientes em função, principalmente, de maior efetividade nas ações de cobrança aos clientes.

* Valores não auditados pelos auditores independentes

Tributos (IR/CSLL)

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

	1T19	1T18	Var. %	4T18	Var. % (1)
Tributos	(6.337)	(16.650)	-61,9%	(50.982)	-87,6%
Total	(6.337)	(16.650)	-61,9%	(50.982)	-87,6%

(1) Variação entre 1T19 e 4T18;

As rubricas de Imposto de Renda (IR) e Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL) no 1T19 registraram uma redução de despesa de R\$ 10 milhões em relação ao mesmo período do ano anterior, devido à redução na base de cálculo desses tributos.

Endividamento

INDICADORES DE ENDIVIDAMENTO

	1T19	1T18	Var. %	4T18	Var. % (1)
Dívida bruta (R\$ mil)	3.707.465	3.640.392	1,8%	3.512.816	5,5%
Dívida com Terceiros	2.662.168	2.581.813	3,1%	2.489.363	6,9%
Dívida Intercompany	1.045.296	1.058.579	-1,3%	1.023.453	2,1%
(-) Caixa, Equivalentes e Aplicações Financ. (R\$ mil)	200.468	673.000	-70,2%	348.853	-42,5%
Dívida líquida (R\$ mil)	3.506.997	2.967.392	18,2%	3.163.963	10,8%

(1) Variação entre 1T19 e 4T18;

A dívida bruta da Companhia aumentou R\$ 67 milhões em relação ao mesmo período do ano anterior, principalmente por: (i) captações de recursos de repasse do BNDES em torno R\$ 14 milhões, (iii) captações bancárias em cerca de R\$ 479 milhões, (iv) provisão de encargos e variações monetária de R\$ 303 milhões; compensados, por (v) amortizações em torno de R\$ 570 milhões, e pagamento de encargos em aproximadamente R\$ 173 milhões ocorridos entre os períodos.

A Enel Distribuição Rio encerrou o 1T19 com o custo médio da dívida (12 meses) em 8,92% a.a.*, ou CDI + 2,37% a.a.

Classificação de Riscos (Rating)

Em 17 de abril de 2019, a agência classificadora de risco de crédito corporativo Standard & Poor's Rating Services ("S&P") reafirmou o rating de crédito corporativo da Companhia de longo prazo na Escala Global em 'BB+' e na Escala Nacional Brasil em 'brAAA'. A perspectiva dos ratings em ambas as escalas é estável. A Companhia também possui Rating Nacional de Longo Prazo AAA (bra) atribuído pela Fitch Ratings, com perspectiva Estável, reafirmado em 21 de setembro de 2018. As emissões de debêntures da Companhia possuem o mesmo rating, AAA (bra) atribuído pela Fitch Ratings.

Colchão de Liquidez

Para manutenção da liquidez e atendimento das necessidades de caixa, a Companhia utiliza-se de linhas de crédito para capital de giro, imediatamente disponíveis por meio de contratos firmados com bancos de primeira linha no valor de R\$ 200 milhões. Adicionalmente, a Companhia possui limite de mútuo com sua Controladora Enel Brasil aprovado pela Aneel até 10 de dezembro de 2019 no valor de até R\$ 2,2 bilhões, dos quais, em 31 de março de 2019, R\$ 835 milhões havia sido utilizado.

Em 11 de dezembro de 2018, por meio do Despacho Nº 2.979, a Aneel emitiu anuência prévia para a Companhia celebrar com seus controladores novos contratos de mútuos por um valor de até R\$ 1,7 bilhão pelo prazo de até quatro anos. O colchão de liquidez tem sido utilizado pela Companhia com o objetivo de cobrir o déficit de caixa ocasionado principalmente para financiamento de investimentos.

Índices Financeiros – Covenants

Conforme descrito nas Notas Explicativas nº 18 e 19 das Informações Trimestrais referentes ao 1º trimestre de 2019, a Companhia está sujeita à manutenção de determinados índices financeiros, calculados com base em suas Informações Trimestrais e Demonstrações Contábeis Anuais, os quais foram atingidos em 31 de março de 2019. Segue abaixo o cálculo do covenant financeiro exigido nas debêntures de emissão da Enel Distribuição Rio (9ª e 10ª emissão).

* Valores não auditados pelos auditores independentes

Cálculo dos Indicadores Financeiros*

1T19

Lucro (prejuízo) Líquido	160.494
(-) Imposto de Renda e Contribuição Social sobre o Lucro	(87.997)
(-) Resultado Financeiro	(407.420)
(-) Provisões para Contingências	(40.886)
(-) Provisões para Créditos de Liquidação Duvidosa	(116.838)
(-) Depreciação e Amortização	(366.691)
EBITDA 12 Meses	1.180.326

Empréstimos e Financiamentos	2.052.085
Debêntures	610.083
Mútuos com partes relacionadas (não subordinados)	859.073
(-) Caixa e Equivalente de Caixa	131.732
(-) Aplicações Financeiras	68.736
(-) Depósito em garantias de financiamento	-
Dívida Financeira Líquida	3.320.773

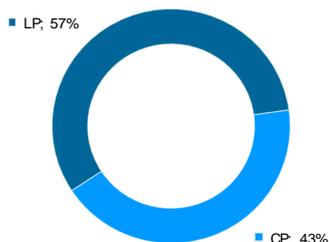
Patrimônio Líquido	3.505.871
---------------------------	------------------

Covenant Financeiro

Dívida Fin. Líquida/EBITDA - Limite Máx. 3,50	2,81
--	-------------

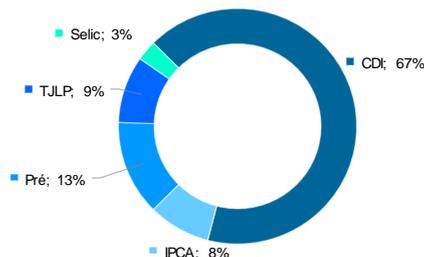
Abertura da Dívida Bruta - CP e LP

Posição Final em Mar/19



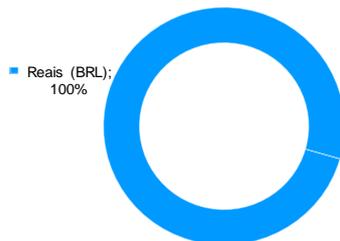
Abertura da Dívida Bruta - Indexadores

Posição Final em Mar/19



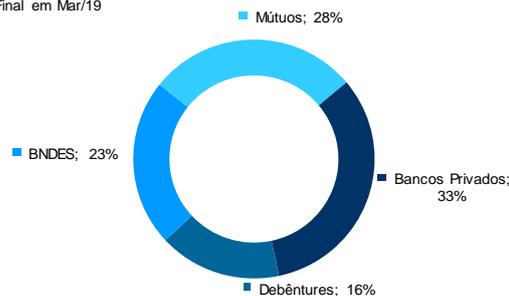
Abertura da Dívida Bruta - Moedas

Posição Final em Mar/19



Abertura da Dívida Bruta - Credor

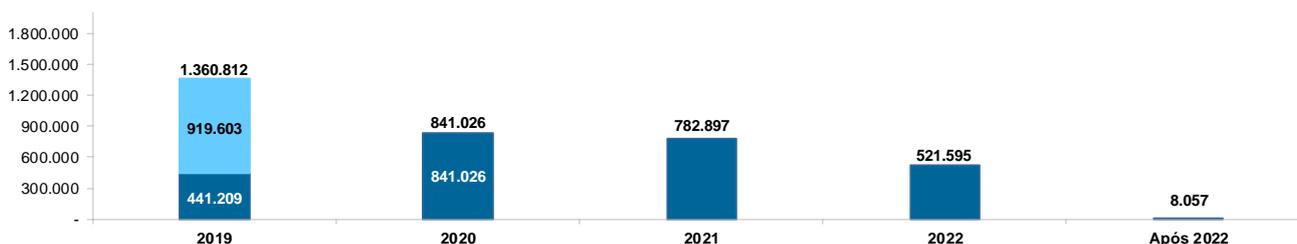
Posição Final em Mar/19



Curva de Amortização de saldo de dívida com SWAP (R\$ Mil)

Posição Final em Mar/19

Mutuo
Terceiros



* Valores não auditados pelos auditores independentes

Investimentos

INVESTIMENTOS (R\$ MIL)*

	1T19	1T18	Var. %	4T18	Var. % (1)
Novas Conexões	53.424	32.964	62,1%	61.391	-13,0%
Rede	40.668	50.559	-19,6%	86.387	-52,9%
Combate às Perdas	8.946	11.461	-21,9%	16.867	-47,0%
Qualidade do Sistema Elétrico	30.317	18.787	61,4%	56.381	-46,2%
Adequação à carga	1.405	20.311	-93,1%	13.139	-89,3%
Outros	40.756	24.257	68,0%	67.953	-40,0%
Varição de Estoque	(2.456)	40.790	<-100,0%	(26.413)	-90,7%
Total Investido	132.393	148.569	-10,9%	189.317	-30,1%
Aportes / Subsídios	(441)	(20.539)	-97,9%	(323)	36,5%
Investimento Líquido	131.952	128.030	3,1%	188.994	-30,2%

(1) Variação entre 1T19 e 4T18;

5

TEMAS RELEVANTES

Bandeiras Tarifárias vigentes em 31 de março de 2019

A partir janeiro de 2015, as contas de energia incorporaram os efeitos do Sistema de Bandeiras Tarifárias. O sistema possui três bandeiras: verde, amarela e vermelha, que indicam se a energia custará mais ou menos, em função das condições de geração de eletricidade. As bandeiras tarifárias tiveram os seguintes acréscimos:

Bandeira verde: condições favoráveis de geração de energia. A tarifa não sofre nenhum acréscimo;

Bandeira amarela: condições de geração menos favoráveis.

De 01/02/2016 à 31/01/2017 - A tarifa sofre acréscimo de R\$ 1,50 para cada 100 quilowatt-hora (kWh) consumidos;

De 01/02/2017 a 30/04/2018 - A tarifa sofre acréscimo de R\$ 2,00 para cada 100 quilowatt-hora (kWh) consumidos (REH 2.203/2017);

A partir de 01/05/2018 - A tarifa sofre redução e fica estipulada em R\$ 1,00 para cada 100 quilowatt-hora (kWh) consumidos (REH 2.392/2018).

Bandeira vermelha: condições mais custosas de geração.

Até 28/02/2015 - A tarifa sofre acréscimo de R\$ 3,00 para cada 100 kWh consumidos;

De 01/03 até 31/08/2015 - A tarifa sofre acréscimo de R\$ 5,50 para cada 100 kWh consumidos;

De 01/09/2015 à 31/01/2016 - A tarifa sofre acréscimo de R\$ 4,50 para cada 100 kWh consumidos;

De 01/02/2016 à 31/01/2017 - A tarifa passou a ter dois patamares de acréscimo (R\$ 3,00 ou R\$ 4,50 para cada 100 kWh consumidos);

De 01/02/2017 à 31/10/2017 - A tarifa dos dois patamares passou a ser R\$ 3,00 (patamar 1) e R\$ 3,50 (patamar 2) para cada 100 kWh consumidos (REH 2.203/2017)

De 01/11/2017 a 30/04/2018 - A tarifa da bandeira patamar 2 passou a ser R\$ 5,00 para cada 100 kWh consumidos (Audiência Pública 061/2017);

A partir de 01/05/2018 - A tarifa a dos dois patamares ficaram assim: R\$ 3,00 (patamar 1) e R\$ 5,00 (patamar 2) para cada 100 kWh consumidos (REH 2.392/2018).

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	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
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

Preço-Teto do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD)

Em 13 de dezembro de 2016, a Resolução Homologatória nº 2.190 da Aneel definiu os valores limites do PLD de 2017. O PLD máximo foi fixado em R\$ 533,82/MWh e o valor mínimo em R\$ 33,68/MWh. Esses limites passaram a vigorar em 1º de janeiro de 2017.

Em 22 de dezembro de 2017, a Resolução Homologatória n.º 2.364 da Aneel definiu os valores limites do PLD de 2018. O PLD máximo foi fixado em R\$ 505,18/MWh e o valor mínimo em R\$ 40,16/MWh. Esses limites passaram a vigorar em 1º de janeiro de 2018.

Em 18 de dezembro de 2018, a Resolução Homologatória n.º 2.498 da Aneel definiu os valores limites do PLD de 2019. O PLD máximo foi fixado em R\$ 513,89/MWh e o valor mínimo em R\$ 42,35/MWh. Esses limites passaram a vigorar em 1º de janeiro de 2019.

Revisão Tarifária 2018

De acordo com seu contrato de concessão, a cada 5 (cinco) anos, a Companhia passa pelo processo de revisão tarifária periódica e em 2018, a Enel Rio teve a quarta revisão tarifária periódica aprovada em caráter provisório, em virtude dos valores provisórios da Base de Remuneração Regulatória, a ser aplicada a partir de 15 de março de 2018. A revisão tarifária média foi de 21,04%, conforme homologado na Resolução Homologatória nº 2.377, de 13 de março de 2018, com vigência de 15 de março de 2018 a 14 de março de 2019. Para os consumidores de baixa tensão, houve um aumento em torno de 21,46%. Já para os clientes de média e alta tensão, o reajuste foi cerca de 19,94%.

Reajuste Tarifário 2019

Em 12/03/19, a Aneel aprovou o reajuste tarifário da Enel Distribuição Rio. O reajuste para consumidores de baixa tensão, em sua maioria clientes residenciais, foi de 9,72%, e para os clientes de média e alta tensão, em geral indústrias e grandes comércios, o índice aprovado foi de 9,65%. O reajuste que foi homologado por meio da resolução homologatória nº 2.519 resultou, em média, de 9,70% e vigorou de 15 de março de 2019 a 31 de março de 2019.

Revisão Tarifária Extraordinária 2019

A revisão extraordinária foi necessária devido à decisão da Diretoria da Aneel do dia 20 de março de 2019, que autorizou a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) a concluir o acordo com grupo de oito bancos para antecipar a quitação da chamada CDE Conta-ACR par setembro de 2019. Assim, os consumidores deixarão de realizar os desembolsos mensais para a conta a partir de outubro de 2019.

Esses efeitos já foram refletidos na tarifa da Enel Distribuição Rio, por meio da resolução homologatória nº 2.523. O efeito médio percebido pelos consumidores passa de 9,70% para 7,59% e com vigência de 01 de abril de 2019 a 14 de março de 2020.

A revisão para consumidores de baixa tensão alterou o aumento de 9,72% para 7,49% e para os clientes de média e alta tensão o índice antes aprovado de 9,65% passa para 7,89%.

DEMONSTRATIVO DE RESULTADO (R\$ MIL)

	1T19	1T18	Var. %	4T18	Var. % (1)
Receita Operacional Bruta	2.671.692	2.036.139	31,2%	2.339.668	14,2%
Fornecimento de Energia	2.155.347	1.745.372	23,5%	1.825.384	18,1%
Suprimento de Energia Elétrica	25.275	18.289	38,2%	22.596	11,9%
Baixa Renda	8.617	10.245	-15,9%	8.102	6,4%
Subvenção CDE - desconto tarifário	67.364	31.771	>100,0%	51.968	29,6%
Disponibilidade da Rede Elétrica	183.094	123.354	48,4%	132.658	38,0%
Receita de Construção	139.876	126.592	10,5%	218.117	-35,9%
Ativos e passivos financeiros setoriais	63.597	(37.962)	<-100,0%	(64.741)	<-100,0%
Outras Receitas	28.522	18.478	54,4%	145.584	-80,4%
Deduções da Receita	(1.091.995)	(824.518)	32,4%	(916.808)	19,1%
ICMS	(648.554)	(484.465)	33,9%	(488.884)	32,7%
PIS	(43.097)	(32.150)	34,0%	(34.884)	23,5%
COFINS	(198.508)	(148.085)	34,1%	(160.677)	23,5%
ISS	(1.102)	(952)	15,8%	(954)	15,5%
Encargo setorial CDE	(184.243)	(187.783)	-1,9%	(218.195)	-15,6%
Programa de Eficiência Energética e P&D	(14.481)	(10.288)	40,8%	(11.879)	21,9%
Taxa de fiscalização	(2.010)	(1.613)	24,6%	(1.335)	50,6%
Ressarcimento P&D	-	40.818	-100,0%	-	-
Receita Operacional Líquida	1.579.697	1.211.621	30,4%	1.422.860	11,0%
Custo do Serviço / Despesa Operacional	(1.424.001)	(1.090.323)	30,6%	(1.196.735)	19,0%
Custos e despesas não gerenciáveis	(956.353)	(671.776)	42,4%	(741.955)	28,9%
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(834.234)	(555.699)	50,1%	(610.011)	36,8%
Encargos do Uso do Sistema de Transmissão	(125.565)	(124.857)	0,6%	(119.436)	5,1%
Encargos dos Serviços dos Sistemas	(8.697)	4.059	<-100,0%	(9.412)	-7,6%
Ressarcimento de encargos serviço do sistema	12.143	4.721	>100,0%	(3.096)	<-100,0%
Custos e despesas gerenciáveis	(467.648)	(418.547)	11,7%	(454.780)	2,8%
Pessoal	(39.060)	(36.463)	7,1%	(39.977)	-2,3%
Material e Serviços de Terceiros	(128.147)	(108.899)	17,7%	(109.036)	17,5%
Custo de Desativação de Bens	(5.482)	(5.952)	-7,9%	(13.879)	-60,5%
Depreciação e Amortização	(128.316)	(76.342)	68,1%	(83.354)	53,9%
PCLD (Provisões para Créditos de Liquidação Duvidosa)	(10.274)	(29.846)	-65,6%	(9.088)	13,1%
Provisão para Riscos Fiscais, Cíveis e Trabalhistas	(23.748)	(22.037)	7,8%	34.096	<-100,0%
Custo de Construção	(139.876)	(126.592)	10,5%	(218.117)	-35,9%
Indenizações DIC / FIC	-	(10.077)	-100,0%	-	-
Receita de multa por impuntualidade de clientes	15.876	13.198	20,3%	13.733	15,6%
Outras Despesas Operacionais	(8.621)	(15.537)	-44,5%	(29.158)	-70,4%
EBITDA (3)	284.012	197.640	43,7%	309.479	-8,2%
Margem EBITDA	17,98%	16,31%	1,67 p.p	21,75%	-3,77 p.p
Margem EBITDA ex- Receita de Construção	19,73%	18,22%	1,51 p.p	25,69%	-5,96 p.p
Resultado do Serviço (EBIT)	155.696	121.298	28,4%	226.125	-31,1%
Resultado Financeiro	(136.679)	(81.216)	68,3%	(79.132)	72,7%
Receita Financeira	191.088	130.640	46,3%	200.056	-4,5%
Renda de Aplicação Financeira	3.418	1.137	>100,0%	(395)	<-100,0%
Juros e atualização financeira por impuntualidade de clientes	11.534	5.597	>100,0%	9.235	24,9%
Variações monetárias	3.157	1.982	59,3%	4.980	-36,6%
Receita financeira de ativo indenizável	-	37.708	-100,0%	14.373	-100,0%
Atualização crédito de Pis/Cofins	-	719	-100,0%	-	-
Instrumento financeiro derivativo - hedge/swap	146.868	64.691	>100,0%	179.532	-18,2%
Variação monetária de ativos e passivos financeiros setoriais	25.581	18.204	40,5%	(5.297)	<-100,0%
Outras receitas financeiras	530	602	-12,0%	(2.372)	<-100,0%
Despesas financeiras	(327.767)	(211.856)	54,7%	(279.188)	17,4%
Encargo de dívidas	(52.185)	(56.781)	-8,1%	(22.789)	>100,0%
Atualização de provisão para riscos tributários, cíveis e trabalhistas	(18.837)	(25.685)	-26,7%	(11.443)	64,6%
Encargo de fundo de pensão	(7.993)	(8.354)	-4,3%	(8.352)	-4,3%
Juros debêntures	(10.386)	(10.179)	2,0%	(10.690)	-2,8%
Instrumento financeiro derivativo - hedge/swap	(152.239)	(71.300)	>100,0%	(185.691)	-18,0%
IOF	(379)	(6.388)	-94,1%	(1.063)	-64,3%
Despesa financeira de ativo indenizável	(40.570)	-	-	-	-
Encargos com vendas de recebíveis	(27.970)	(28.499)	-1,9%	(27.148)	3,0%
Outras despesas financeiras	(17.208)	(4.670)	>100,0%	(12.012)	43,3%
Lucro Antes dos Tributos e Participações	19.017	40.082	-52,6%	146.993	-87,1%
Tributos e Outros	(6.337)	(16.650)	-61,9%	(50.982)	-87,6%
Lucro (Prejuízo) Líquido do Período	12.680	23.432	-45,9%	96.011	-86,8%
Margem Líquida	0,80%	1,93%	-1,13 p.p	6,75%	-5,95 p.p
Margem Líquida ex- Receita de Construção	0,88%	2,16%	-1,28 p.p	7,97%	-7,09 p.p
Lucro (Prejuízo) por Ação (R\$/ação)	0,0761	0,1406	-45,9%	0,5762	-86,8%

(1) Variação entre 1T19 e 4T18;

(3) EBITDA: Resultado do Serviço + Depreciações e Amortizações

ANEXO 2: BALANÇOS PATRIMONIAIS (IFRS)

BALANÇOS PATRIMONIAIS

ATIVOS	1T19	2018
CIRCULANTE		
Caixa e equivalente de caixa	131.732	267.076
Títulos e valores mobiliários	68.736	81.777
Consumidores e outras contas a receber	1.378.294	914.449
Ativos financeiros setoriais	194.358	229.300
Subvenção CDE - desconto tarifário	334.679	322.098
Tributos a compensar	146.925	145.833
Serviço em Curso	82.113	55.270
Instrumentos Financeiros derivativos - SWAP	3.779	13.766
Outros créditos	67.827	66.468
Total do ativo circulante	2.408.443	2.096.037
NÃO CIRCULANTE		
Consumidores	61.906	34.593
Ativos financeiros setoriais	118.010	-
Depósitos vinculados a litígios	224.466	214.571
Tributos a compensar	95.890	104.458
Serviço em Curso	4.366	35.596
Instrumentos Financeiros derivativos - SWAP	114.475	98.364
Tributos diferidos	334.212	322.338
Ativo indenizável (concessão)	3.257.231	3.378.495
Imobilizado	105.058	61.175
Intangível	2.735.774	2.673.290
Ativos contratuais	705.072	677.482
Total do ativo não circulante	7.756.460	7.600.362
TOTAL DOS ATIVOS	10.164.903	9.696.399
PASSIVO		
CIRCULANTE		
Fornecedores e outras contas a pagar	884.041	758.868
Empréstimos e financiamentos	1.581.032	1.761.231
Obrigações por arrendamentos	39.544	-
Debêntures	11.897	1.511
Salários, Provisões e encargos sociais	63.988	48.143
Obrigações fiscais	176.182	119.762
Dividendos a pagar	87.183	87.184
Taxa regulamentares	377.445	375.897
Instrumentos Financeiros derivativos - SWAP	3.422	7.680
Outras obrigações	85.787	84.657
Total do passivo circulante	3.310.521	3.244.933
NÃO CIRCULANTE		
Fornecedores e outras contas a pagar	58	454
Empréstimos e financiamentos	1.615.520	1.250.981
Obrigações por arrendamentos	8.817	-
Debêntures	598.186	597.926
Passivos financeiros setoriais	-	6.111
Obrigações com benefícios pós-emprego	418.990	429.975
Provisão para riscos tributários, cíveis e trabalhistas	619.298	602.204
Instrumentos Financeiros derivativos - SWAP	15.661	5.617
Outras obrigações	269	269
Taxa regulamentares	71.712	62.378
Total do passivo não circulante	3.348.511	2.955.915
PATRIMÔNIO LÍQUIDO		
Capital social	2.498.230	2.498.230
Reservas de capital	23.254	23.254
Reservas de lucros	976.874	976.874
Outros resultados abrangentes	(5.167)	(2.807)
Lucro/prejuízos acumulados	12.680	-
Total do patrimônio líquido	3.505.871	3.495.551
TOTAL DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO E PASSIVOS	10.164.903	9.696.399

* Valores não auditados pelos auditores independentes