

Divulgação de Resultados

Earnings Release 3T18

Enel Distribuição Ceará

Companhia Energética do Ceará

29 de outubro de 2018

Relações com Investidores

Aurélio Ricardo Bustilho de Oliveira

Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

Isabel Regina Alcantara

Responsável por Relações com Investidores

Cristiano Rocha | 55 85 3453-4686

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

Fortaleza, 29 de outubro de 2018 – A Enel Distribuição Ceará [BOV: COCE3 (ON); COCE5 (PNA); COCE6 (PNB)], distribuidora de energia elétrica que atende 184 municípios cearenses (9 milhões de habitantes) divulga seus resultados do terceiro trimestre e dos nove primeiros meses de 2018 (3T18 e 9M18). As informações financeiras e operacionais a seguir, exceto quando indicado de outra forma, são apresentadas de acordo com a legislação brasileira aplicável e vigente.

DESTAQUES

DESTAQUES DO PERÍODO

	3T18	3T17	Var. %	2T18	Var. % (1)	9M18	9M17	Var. % (2)
Volume de Energia - Venda e Transporte (GWh)*	2.947	2.894	1,8%	2.885	2,1%	8.663	8.459	2,4%
Receita Bruta (R\$ mil)	2.007.603	1.725.242	16,4%	1.874.126	7,1%	5.451.303	4.938.794	10,4%
Receita Líquida (R\$ mil)	1.374.268	1.165.810	17,9%	1.312.854	4,7%	3.712.382	3.272.650	13,4%
EBITDA (3) (R\$ mil)*	171.712	195.888	-12,3%	154.908	10,8%	497.197	593.495	-16,2%
Margem EBITDA (%)*	12,49%	16,80%	-4,31 p.p	11,80%	0,69 p.p	13,39%	18,13%	-4,74 p.p
Margem EBITDA ex-Receita de Construção*	15,99%	19,53%	-3,54 p.p	14,04%	1,95 p.p	16,24%	20,98%	-4,74 p.p
EBIT (4) (R\$ mil)*	120.683	151.681	-20,4%	105.484	14,4%	348.296	465.025	-25,1%
Margem EBIT (%)*	8,78%	13,01%	-4,23 p.p	8,03%	0,75 p.p	9,38%	14,21%	-4,83 p.p
Lucro Líquido (R\$ mil)	69.268	113.681	-39,1%	81.042	-14,5%	235.697	328.554	-28,3%
Margem Líquida	5,04%	9,75%	-4,71 p.p	6,17%	-1,13 p.p	6,35%	10,04%	-3,69 p.p
Margem Líquida ex-Receita de Construção	6,45%	11,33%	-4,88 p.p	7,34%	-0,89 p.p	7,70%	11,61%	-3,91 p.p
CAPEX (R\$ mil)*	311.191	178.510	74,3%	223.586	39,2%	686.412	472.679	45,2%
DEC (12 meses)*	9,39	9,30	1,0%	9,00	4,3%	9,39	9,30	1,0%
FEC (12 meses)*	5,41	5,91	-8,5%	5,55	-2,5%	5,41	5,91	-8,5%
Índice de Arrecadação (12 meses)*	99,51%	98,34%	1,17 p.p	99,73%	-0,22 p.p	99,51%	98,34%	1,17 p.p
Perdas de Energia (12 meses)*	14,43%	13,33%	1,10 p.p	13,92%	0,51 p.p	14,43%	13,33%	1,10 p.p
Nº de Consumidores Totais*	4.103.701	3.983.617	3,0%	4.075.597	0,7%	4.103.701	3.983.617	3,0%
Nº de Colaboradores (Próprios)*	1.109	1.137	-2,5%	1.111	-0,2%	1.109	1.137	-2,5%
MWh/Colaboradores Próprios e Terceiros*	348	404	-13,9%	345	0,9%	1.022	1.181	-13,5%
PMSO (5)/Consumidor*	36,97	39,24	-5,8%	40,31	-8,3%	115,99	116,44	-0,4%
Consumidor/Colaboradores Próprios e Terceiros*	484	556	-12,9%	487	-0,6%	484	556	-12,9%
Número Total de Colaboradores - Próprios e Terceiros	8.474	7.161	18,3%	8.361	1,4%	8.474	7.161	18,3%

(1) Variação entre 3T18 e 2T18; (2) Variação entre 9M18 e 9M17

(3) EBITDA: EBIT + Depreciações e Amortizações, (4) EBIT: Resultado do Serviço e (5) PMSO: Pessoal, Material, Serviços e Outros

PERFIL CORPORATIVO

Área de Concessão

A Companhia é responsável pela distribuição de energia elétrica em todo o Estado do Ceará, em uma área de 149 mil quilômetros quadrados, que compreende um total de 184 municípios. A base comercial da Companhia abrange aproximadamente 4 milhões de unidades consumidoras, e envolve uma população de cerca de 9,0 milhões de habitantes.

DADOS GERAIS*

	3T18	3T17	Var. %
Área de Concessão (km ²)	148.921	148.921	-
Municípios (Qte.)	184	184	-
Habitantes (Qte.) (1)	9.052.421	9.006.261	0,5%
Consumidores (Unid.)	4.103.701	3.983.617	3,0%
Linhas de Distribuição (Km)	142.390	139.266	2,2%
Linhas de Transmissão (Km)	5.145	5.101	0,9%
Subestações (Unid.)	114	113	0,9%
Volume de Energia 12 meses (GWh)	11.667	11.477	1,7%
Marketshare no Brasil - Nº de Clientes (2)	4,88%	4,83%	0,05 p.p
Marketshare no Brasil - Volume de Energia (2)	2,48%	2,49%	-0,01 p.p

(1) Estimativa do número de Habitantes do Ceará de acordo com o IBGE

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



Estrutura de Controle e Organograma Societário Simplificado

A Enel Distribuição Ceará é uma sociedade anônima de capital aberto.

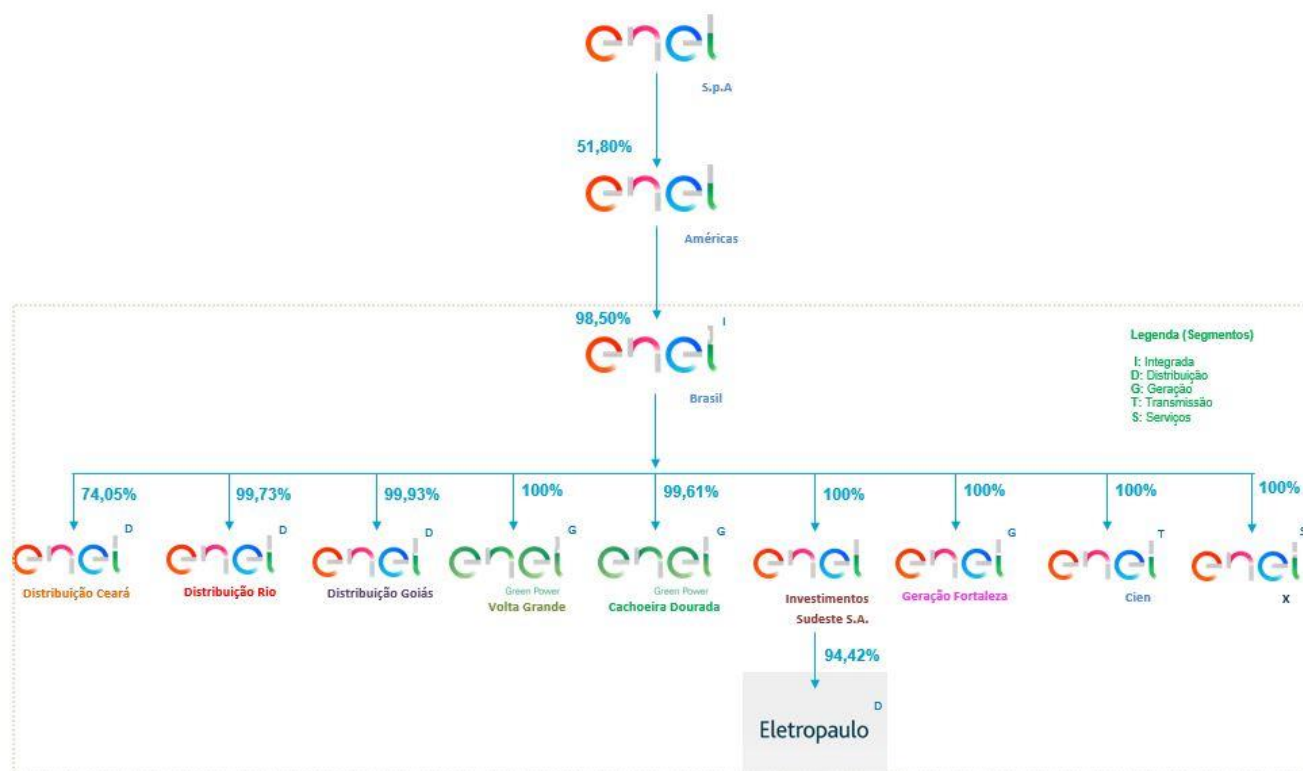
ESTRUTURA DE CONTROLE (EM 30/09/2018)

	ON (1)	%	PNA	PNB	PN	%	TOTAL	%
Controladores	47.064.245	97,91%	10.588.006	424	10.588.430	35,55%	57.652.675	74,05%
Enel Brasil	47.064.245	97,91%	10.588.006	424	10.588.430	35,55%	57.652.675	74,05%
Não Controladores	1.003.692	2,09%	17.664.694	1.534.238	19.198.932	64,45%	20.202.624	25,95%
Eletrobras	-	-	3.967.756	1.531.141	5.498.897	18,46%	5.498.897	7,06%
Fundos de Pensão	919.403	1,91%	3.087.589	-	3.087.589	10,37%	4.006.992	5,15%
Fundos e Clubes de Investimentos	4.710	0,01%	5.807.898	-	5.807.898	19,50%	5.812.608	7,47%
Outros	79.579	0,17%	4.801.451	3.097	4.804.548	16,13%	4.884.127	6,27%
Totais	48.067.937	100,0%	28.252.700	1.534.662	29.787.362	100,0%	77.855.299	100,0%

(1) As ações ordinárias possuem *Tag Along* de 80%

Posição em 30 de setembro de 2018

Brasil



3 DESEMPENHO OPERACIONAL

Mercado de Energia

Crescimento de Mercado

NÚMERO DE CONSUMIDORES (UNIDADES)*

	3T18	3T17	Var. %	2T18	Var. % (1)	9M18	9M17	Var. % (2)
Mercado Cativo	3.518.381	3.470.321	1,4%	3.510.258	0,2%	3.518.381	3.470.321	1,4%
Residencial - Convencional	1.847.053	1.834.764	0,7%	1.840.923	0,3%	1.847.053	1.834.764	0,7%
Residencial - Baixa Renda	917.240	857.456	7,0%	890.865	3,0%	917.240	857.456	7,0%
Industrial	5.662	5.779	-2,0%	5.732	-1,2%	5.662	5.779	-2,0%
Comercial	171.756	175.388	-2,1%	175.191	-2,0%	171.756	175.388	-2,1%
Rural	528.657	549.690	-3,8%	549.517	-3,8%	528.657	549.690	-3,8%
Setor Público	48.013	47.244	1,6%	48.030	-0,0%	48.013	47.244	1,6%
Clientes Livres	252	219	15,1%	250	0,8%	252	219	15,1%
Industrial	101	93	8,6%	101	-	101	93	8,6%
Comercial	143	118	21,2%	142	0,7%	143	118	21,2%
Rural	8	8	-	7	14,3%	8	8	-
Revenda	2	2	-	2	-	2	2	-
Consumo Próprio	340	404	-15,8%	368	-7,6%	340	404	-15,8%
Subtotal - Consumidores Efetivos Faturados	3.518.975	3.470.946	1,4%	3.510.878	0,2%	3.518.975	3.470.946	1,4%
Consumidores Ativos Não Faturados	584.726	512.671	14,1%	564.719	3,5%	584.726	512.671	14,1%
Total - Número de Consumidores	4.103.701	3.983.617	3,0%	4.075.597	0,7%	4.103.701	3.983.617	3,0%

(1) Variação entre 3T18 e 2T18; (2) Variação entre 9M18 e 9M17

O incremento no número de consumidores registrado ao final do 3T18 em relação ao ano anterior reflete o crescimento vegetativo do seu mercado cativo, com destaque para o crescimento, principalmente, nas classes residenciais (convencional e baixa renda), e setor público, com mais 72.842 novos consumidores*.

Nos últimos 12 meses, os investimentos para conexão de novos clientes à rede da Companhia totalizaram o montante de R\$ 384 milhões*.

Venda de Energia na Área de Concessão

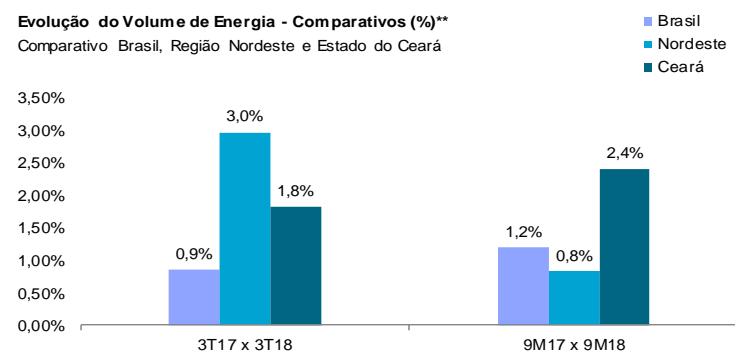
VENDA E TRANSPORTE DE ENERGIA (GWH)*

	3T18	3T17	Var. %	2T18	Var. % (1)	9M18	9M17	Var. % (2)
Mercado Cativo	2.420	2.400	0,8%	2.398	0,9%	7.170	7.065	1,5%
Clientes Livres	527	494	6,7%	487	8,2%	1.493	1.395	7,0%
Total - Venda e Transporte de Energia	2.947	2.894	1,8%	2.885	2,1%	8.663	8.459	2,4%

(1) Variação entre 3T18 e 2T18; (2) Variação entre 9M18 e 9M17

Evolução do Volume de Energia - Comparativos (%)**

Comparativo Brasil, Região Nordeste e Estado do Ceará



* Valores não auditados pelos auditores independentes

Mercado Cativo

VENDA DE ENERGIA NO MERCADO CATIVO (GWH)*

	3T18	3T17	Var. %	2T18	Var. % (1)	9M18	9M17	Var. % (2)
Residencial - Convencional	797	782	1,9%	820	-2,8%	2.410	2.346	2,7%
Residencial - Baixa Renda	279	265	5,3%	268	4,1%	804	763	5,4%
Industrial	179	191	-6,3%	173	3,5%	523	552	-5,3%
Comercial	477	477	-	483	-1,2%	1.425	1.421	0,3%
Rural	316	314	0,6%	280	12,9%	893	890	0,3%
Setor Público	371	371	-	374	-0,8%	1.114	1.092	2,0%
Total - Venda de Energia no Mercado Cativo	2.420	2.400	0,8%	2.398	0,9%	7.170	7.065	1,5%

(1) Variação entre 3T18 e 2T18; (2) Variação entre 9M18 e 9M17

A variação observada acima (3T18 x 3T17), é explicada, principalmente, pelo aumento do consumo nas classes residenciais (convencional e baixa renda), devido as novas conexões ocorridas no período, parcialmente compensada pela migração para o mercado livre de consumidores industriais.

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

	3T18	3T17	Var. %	2T18	Var. % (1)	9M18	9M17	Var. % (2)
Residencial - Convencional	432	426	1,4%	446	-3,1%	1.305	1.279	2,0%
Residencial - Baixa Renda	304	309	-1,6%	301	1,0%	877	890	-1,5%
Industrial	31.660	33.046	-4,2%	30.114	5,1%	92.392	95.448	-3,2%
Comercial	2.776	2.720	2,1%	2.758	0,7%	8.298	8.105	2,4%
Rural	598	572	4,5%	509	17,5%	1.690	1.619	4,4%
Setor Público	7.732	7.847	-1,5%	7.781	-0,6%	23.211	23.123	0,4%
Total - Venda per Capita no Mercado Cativo	688	691	-0,4%	683	0,7%	2.038	2.036	0,1%

(1) Variação entre 3T18 e 2T18; (2) Variação entre 9M18 e 9M17

Clientes Livres

TRANSPORTE DE ENERGIA PARA OS CLIENTES LIVRES (GWH)*

	3T18	3T17	Var. %	2T18	Var. % (1)	9M18	9M17	Var. % (2)
Industrial	424	400	6,0%	385	10,1%	1.190	1.126	5,7%
Comercial	99	90	10,0%	99	-	293	261	12,3%
Rural	4	4	-	3	33,3%	10	8	25,0%
Total - Transporte de Energia para os Clientes Livres*	527	494	6,7%	487	8,2%	1.493	1.395	7,0%

(1) Variação entre 3T18 e 2T18; (2) Variação entre 9M18 e 9M17

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

	3T18	3T17	Var. %	2T18	Var. % (1)	9M18	9M17	Var. % (2)
Industrial	4.202	4.301	-2,3%	3.811	10,3%	11.782	12.106	-2,7%
Comercial	693	763	-9,2%	697	-0,6%	2.049	2.209	-7,2%
Rural	461	500	-7,8%	474	-2,7%	1.253	1.012	23,8%
Média - Transporte per capita p/ Clientes Livres*	2.092	2.256	-7,3%	1.949	7,3%	5.924	6.368	-7,0%

(1) Variação entre 3T18 e 2T18; (2) Variação entre 9M18 e 9M17

A redução no transporte de energia per capita aos clientes livres no 3T18 em relação ao 3T17 é atribuída, principalmente, a uma redução do padrão médio de consumo dos novos clientes livres industriais e comerciais, em comparação ao padrão de consumo dos que já se encontravam na base de clientes livres da Companhia no 3T17.

Compra de Energia

COMPRA DE ENERGIA (GWH)*

	3T18	3T17	Var. %	2T18	Var. % (1)	9M18	9M17	Var. % (2)
Central Geradora Termelétrica Fortaleza - CGTF	678	678	-	671	1,0%	2.012	2.012	-
Centrais Elétricas - FURNAS	221	253	-12,6%	215	2,8%	647	771	-16,1%
Companhia Hidroelétrica do São Francisco - CHESF	306	321	-4,7%	298	2,7%	898	981	-8,5%
Companhia Energética de São Paulo - CESP	17	17	-	17	-	50	50	-
Petróleo Brasileiro S/A - Petrobrás	249	272	-8,5%	247	0,8%	740	807	-8,3%
Eletronorte	24	25	-4,0%	24	-	72	75	-4,0%
COPEL	25	14	78,6%	25	-	71	43	65,1%
CEMIG	8	151	-94,7%	35	-77,1%	116	410	-71,7%
Tractebel Energia S.A	67	66	1,5%	65	3,1%	197	200	-1,5%
Eletrobras Termonuclear S/A - Eletronuclear	95	95	-	94	1,1%	281	281	-
PROINFA	61	65	-6,2%	58	5,2%	175	182	-3,8%
Outros	1.512	1.376	9,9%	1.378	9,7%	4.203	4.087	2,8%
Total - Compra de Energia s/ CCEE	3.263	3.332	-2,1%	3.127	4,3%	9.462	9.900	-4,4%
Liquidação na CCEE	(244)	(415)	-41,2%	(232)	5,2%	(650)	(1.298)	-49,9%
Total - Compra de Energia	3.019	2.917	3,5%	2.895	4,3%	8.812	8.603	2,4%
Energia Distribuída								
Wobben e Energyworks	3	3	-	1	>100,0%	5	5	-
Total - Compra de Energia c/ Energia Distribuída	3.022	2.920	3,5%	2.896	4,4%	8.817	8.608	2,4%

(1) Variação entre 3T18 e 2T18; (2) Variação entre 9M18 e 9M17

Balanco de Energia

BALANÇO DE ENERGIA*

	3T18	3T17	Var. %	2T18	Var. % (1)	9M18	9M17	Var. % (2)
Energia requerida (GWh)	3.501	3.360	4,2%	3.309	5,8%	10.121	9.808	3,2%
Energia distribuída (GWh)	2.953	2.900	1,8%	2.891	2,1%	8.682	8.477	2,4%
Residencial - Convencional	797	782	1,9%	820	-2,8%	2.410	2.346	2,7%
Residencial - Baixa Renda	279	265	5,3%	268	4,1%	804	763	5,4%
Industrial	179	191	-6,3%	173	3,5%	523	552	-5,3%
Comercial	477	477	-	483	-1,2%	1.425	1.421	0,3%
Rural	316	314	0,6%	280	12,9%	893	890	0,3%
Setor Público	371	371	-	374	-0,8%	1.114	1.092	2,0%
Clientes Livres	527	494	6,7%	487	8,2%	1.493	1.395	7,0%
Revenda	3	2	50,0%	2	50,0%	8	7	14,3%
Consumo Próprio	3	4	-25,0%	4	-25,0%	11	11	-
Perdas na Distribuição - Sistema Coelce (GWh)	548	460	19,1%	418	31,1%	1.439	1.331	8,1%
Perdas na Distribuição - Sistema Coelce (%)	15,66%	13,69%	1,97 p.p	12,62%	3,04 p.p	14,22%	13,57%	0,65 p.p

(1) Variação entre 3T18 e 2T18; (2) Variação entre 9M18 e 9M17

Indicadores Operacionais

INDICADORES OPERACIONAIS E DE PRODUTIVIDADE*

	3T18	3T17	Var. %	2T18	Var. % (1)	9M18	9M17	Var. % (2)
DEC 12 meses (horas)	9,39	9,30	1,0%	9,00	4,3%	9,39	9,30	1,0%
FEC 12 meses (vezes)	5,41	5,91	-8,5%	5,55	-2,5%	5,41	5,91	-8,5%
Perdas de Energia 12 meses (%)	14,43%	13,33%	1,10 p.p	13,92%	0,51 p.p	14,43%	13,33%	1,10 p.p
Índice de Arrecadação 12 meses (%)	99,51%	98,34%	1,17 p.p	99,73%	-0,22 p.p	99,51%	98,34%	1,17 p.p
MWh/Colaboradores Próprios e Terceiros*	348	404	-13,9%	345	0,9%	1.022	1.181	-13,5%
Consumidor/Colaboradores Próprios e Terceiros*	484	556	-12,9%	487	-0,7%	484	556	-12,9%
PMSO (3)/Consumidor	36,97	39,24	-5,8%	40,31	-8,3%	115,99	116,44	-0,4%
Número Total de Colaboradores - Próprios e Terceiros	8.474	7.161	18,3%	8.361	1,4%	8.474	7.161	18,3%

(1) Variação entre 3T18 e 2T18; (2) Variação entre 9M18 e 9M17

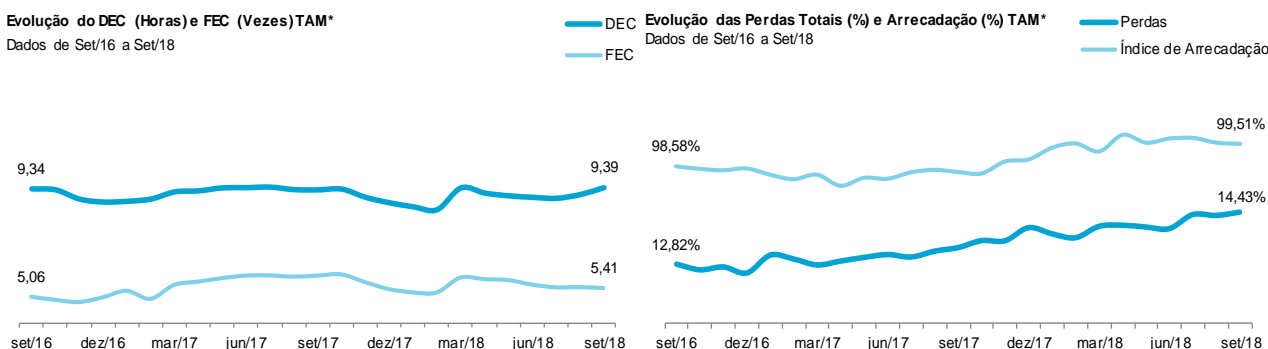
(3) PMSO: Pessoal, Material, Serviços e Outros

Evolução do DEC (Horas) e FEC (Vezes) TAM*

Dados de Set/16 a Set/18

Evolução das Perdas Totais (%) e Arrecadação (%) TAM*

Dados de Set/16 a Set/18



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 Enel.

A Enel Distribuição Ceará investiu R\$ 294 milhões* em qualidade do sistema nos últimos 12 meses, e segue mantendo os indicadores melhores que os níveis exigidos pela Aneel (10,90 horas para o DEC e 7,79 vezes para o FEC).

Disciplina de Mercado

As perdas de energia TAM – Taxa Anual Móvel (medição acumulada em 12 meses) alcançaram o valor de 14,43%* no 3T18, um acréscimo de 1,10 p.p. em relação às perdas registradas no 3T17, de 13,33%*. Este aumento é explicado, principalmente, pela retração da economia do estado que gerou um aumento no furto de energia, em conjunto com o efeito do aumento de perdas técnicas em função da maior carga requerida com o crescimento da demanda.

Em 2018, foi iniciado um plano de combate aos furtos de energia, com o objetivo de reduzir as perdas.

Nos últimos 12 meses, foram investidos R\$ 46 milhões* no combate às perdas.

DESEMPENHO ECONÔMICO - FINANCEIRO

Resultado

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

	3T18	3T17	Var. %	2T18	Var. % (1)	9M18	9M17	Var. % (2)
Receita Operacional Bruta	2.007.603	1.725.242	16,4%	1.874.126	7,1%	5.451.303	4.938.794	10,4%
Deduções à Receita Operacional	(633.335)	(559.432)	13,2%	(561.272)	12,8%	(1.738.921)	(1.666.144)	4,4%
Receita Operacional Líquida	1.374.268	1.165.810	17,9%	1.312.854	4,7%	3.712.382	3.272.650	13,4%
Custos do Serviço e Despesas Operacionais	(1.253.585)	(1.014.129)	23,6%	(1.207.370)	3,8%	(3.364.086)	(2.807.625)	19,8%
EBITDA(3)*	171.712	195.888	-12,3%	154.908	10,8%	497.197	593.495	-16,2%
Margem EBITDA*	12,49%	16,80%	-4,31 p.p	11,80%	0,69 p.p	13,39%	18,13%	-4,74 p.p
Margem EBITDA ex- Receita de Construção*	15,99%	19,53%	-3,54 p.p	14,04%	1,95 p.p	16,24%	20,98%	-4,74 p.p
EBIT(4)*	120.683	151.681	-20,4%	105.484	14,4%	348.296	465.025	-25,1%
Margem EBIT*	8,78%	13,01%	-4,23 p.p	8,03%	0,75 p.p	9,38%	14,21%	-4,83 p.p
Resultado Financeiro	(35.022)	(14.432)	>100,0%	441	<-100,0%	(47.238)	(59.352)	-20,4%
Imposto de Renda, Contribuição Social e Outros	(16.394)	(23.568)	-30,4%	(24.883)	-34,1%	(65.362)	(77.119)	-15,2%
Lucro Líquido	69.267	113.681	-39,1%	81.042	-14,5%	235.696	328.554	-28,3%
Margem Líquida	5,04%	9,75%	-4,71 p.p	6,17%	-1,13 p.p	6,35%	10,04%	-3,69 p.p
Margem Líquida ex- Receita de Construção	6,45%	11,33%	-4,88 p.p	7,34%	-0,89 p.p	7,70%	11,61%	-3,91 p.p
Lucro por Ação (R\$/ação)	0,89	1,46	-39,1%	1,04	-14,5%	3,03	4,22	-28,3%

(1) Variação entre 3T 18 e 2T 18; (2) Variação entre 9M 18 e 9M 17

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

Receita Operacional Bruta

RECEITA OPERACIONAL BRUTA (R\$ MIL)

	3T18	3T17	Var. %	2T18	Var. % (1)	9M18	9M17	Var. % (2)
Fornecimento de Energia Elétrica	1.387.615	1.290.788	7,5%	1.368.055	1,4%	4.058.891	3.909.381	3,8%
Subsídio Baixa Renda	54.137	52.613	2,9%	54.509	-0,7%	159.847	148.642	7,5%
Subvenção CDE - Desconto Tarifário	66.686	65.399	2,0%	56.092	18,9%	186.243	177.741	4,8%
Fornecimento de Energia Elétrica - Mercado Cativo	1.508.438	1.408.800	7,1%	1.478.656	2,0%	4.404.981	4.235.764	4,0%
Ativos e passivos financeiros setoriais	41.245	90.303	-54,3%	118.210	-65,1%	103.317	73.483	40,6%
Receita de uso da rede elétrica - consumidores livres - revenda	77.715	46.766	66,2%	52.704	47,5%	177.558	132.925	33,6%
Receita de Construção	300.170	162.702	84,5%	209.198	43,5%	651.053	443.322	46,9%
Outras Receitas	80.035	16.671	>100,0%	15.358	>100,0%	114.394	53.300	>100,0%
Total - Receita Operacional Bruta	2.007.603	1.725.242	16,4%	1.874.126	7,1%	5.451.303	4.938.794	10,4%

(1) Variação entre 3T 18 e 2T 18; (2) Variação entre 9M 18 e 9M 17

O aumento da receita operacional bruta da Enel Distribuição Ceará foi de 16,4% no 3T18 em relação ao 3T17 (R\$ 282 milhões). Excluindo o efeito da receita de construção, a receita operacional bruta da Companhia, no 3T18, alcançou o montante de R\$ 1,70 bilhão, um aumento de R\$ 145 milhões em relação ao 3T17, cujo montante foi de R\$ 1,56 bilhão. Este aumento é resultado, principalmente, dos seguintes efeitos:

- Aumento de 7,5% na receita pelo fornecimento de energia elétrica (R\$ 97 milhões) como resultado do: (i) aumento no volume de venda para o mercado cativo em 0,8% (2.420 Gwh no 3T18 vs. 2.400 Gwh no 3T17); em conjunto com o (ii) reajuste tarifário 2018, que passou a vigorar em abril de 2018, gerando um incremento médio de 4,96% nas tarifas da Coelce (0,15% em média, no reajuste tarifário 2017).
- Aumento de 66,2% (R\$ 31 milhões) na rubrica de Disponibilidade da Rede Elétrica devido ao aumento no volume de transporte de energia para o mercado livre que cresceu 6,7% (527 Gwh no 3T18 vs.494 Gwh no 3T17).
- Aumento R\$ 63 milhões na rubrica de Outras Receitas em função, principalmente, da reclassificação da receita proveniente dos recursos de bandeiras tarifárias, de modo a atender o despacho N° 4.356/2017 (R\$ 57 milhões). No ano anterior esta receita estava registrada na rubrica de ativos e passivos financeiros setoriais.
- Redução de 54,3% (R\$ 49 milhões) na rubrica de ativos e passivos financeiros setoriais decorrente, (i) do resultado do mercado de curto prazo, em que houve venda de sobra de energia precificada acima do custo de compra, gerando desta forma um passivo a devolver aos consumidores; e (ii) da reclassificação da receita proveniente dos recursos de bandeiras tarifárias, de modo a atender o despacho N° 4.356/2017.

* Valores não auditados pelos auditores independentes

Deduções da Receita

DEDUÇÕES DA RECEITA (R\$ MIL)

	3T18	3T17	Var. %	2T18	Var. % (1)	9M18	9M17	Var. % (2)
ICMS	(358.543)	(324.609)	10,5%	(333.405)	7,5%	(1.002.999)	(963.318)	4,1%
COFINS	(131.386)	(119.645)	9,8%	(127.711)	2,9%	(366.616)	(346.083)	5,9%
PIS	(28.524)	(25.975)	9,8%	(27.727)	2,9%	(79.594)	(75.136)	5,9%
Total - Tributos	(518.453)	(470.229)	10,3%	(488.843)	6,1%	(1.449.209)	(1.384.537)	4,7%
P&D	(10.555)	(9.882)	6,8%	(10.584)	-0,3%	(29.808)	(27.828)	7,1%
Encargo Setorial CDE	(102.561)	(78.989)	29,8%	(92.948)	10,3%	(287.438)	(248.722)	15,6%
Outros impostos e contribuições a receita	(1.766)	(332)	>100,0%	(1.767)	-0,1%	(5.336)	(5.057)	5,5%
Ressarcimento P&D	-	-	-	32.870	-100,0%	32.870	-	-
Total - Encargos Setoriais	(114.882)	(89.203)	28,8%	(72.429)	58,6%	(289.712)	(281.607)	2,9%
Total - Deduções da Receita	(633.335)	(559.432)	13,2%	(561.272)	12,8%	(1.738.921)	(1.666.144)	4,4%

(1) Variação entre 3T 18 e 2T 18; (2) Variação entre 9M 18 e 9M 17

As deduções da receita foram maiores em R\$ 74 milhões em relação ao mesmo trimestre do ano anterior. Isto se deve, principalmente, às seguintes variações:

- Aumento de 10,3% (R\$ 48 milhões) nos tributos resultado, principalmente, do aumento da base de cálculo.
- Incremento de 28,8% (R\$ 26 milhões) nos encargos setoriais, em razão, principalmente, do aumento da quota de CDE, no qual destaca-se o incremento do orçamento da CDE – USO, conforme Resolução Homologatória Nº 2.368, de 9/2/2018, que aprovou as cotas anuais da CDE para o ano de 2018.

Custos e Despesas Operacionais

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

	3T18	3T17	Var. %	2T18	Var. % (1)	9M18	9M17	Var. % (2)
Custos e despesas não gerenciáveis								
Energia elétrica comprada para revenda	(722.325)	(609.043)	18,6%	(708.138)	2,0%	(1.919.773)	(1.694.420)	13,3%
Encargos do uso do sistema de transmissão	(29.649)	(47.406)	-37,5%	(82.712)	-64,2%	(183.228)	(96.163)	90,5%
Encargo de Serviço do Sistema	-	-	-	-	-	-	-	-
Total - Não gerenciáveis	(751.974)	(656.449)	14,6%	(790.850)	-4,9%	(2.103.001)	(1.790.583)	17,4%
Custos e despesas gerenciáveis								
Pessoal	(39.410)	(36.474)	8,0%	(42.035)	-6,2%	(128.057)	(113.308)	13,0%
Material e Serviços de Terceiros	(86.567)	(81.608)	6,1%	(91.715)	-5,6%	(263.090)	(247.029)	6,5%
Depreciação e Amortização	(51.029)	(44.207)	15,4%	(49.424)	3,2%	(148.901)	(128.470)	15,9%
Custo de Desativação de Bens	(10.139)	(5.799)	74,8%	(4.213)	>100,0%	(19.017)	(16.315)	16,6%
Prov. para Créditos de Liquidação Duvidosa	(20.039)	(18.716)	7,1%	(4.738)	>100,0%	(36.512)	(63.674)	-42,7%
Custo de Construção	(300.170)	(162.702)	84,5%	(209.198)	43,5%	(651.053)	(443.322)	46,9%
Provisão para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	2.886	(6.335)	<-100,0%	(10.245)	<-100,0%	(8.276)	(2.674)	>100,0%
Receita de multas por impontualidade de clientes	11.424	11.333	0,8%	10.608	7,7%	33.884	34.928	-3,0%
Outras Despesas Operacionais	(8.567)	(13.172)	-35,0%	(15.560)	-44,9%	(40.063)	(37.178)	7,8%
Total - Gerenciáveis	(501.611)	(357.680)	40,2%	(416.520)	20,4%	(1.261.085)	(1.017.042)	24,0%
Total - Custos do Serviço e Despesa Operacional	(1.253.585)	(1.014.129)	23,6%	(1.207.370)	3,8%	(3.364.086)	(2.807.625)	19,8%

(1) Variação entre 3T 18 e 2T 18; (2) Variação entre 9M 18 e 9M 17

Os custos e despesas operacionais no 3T18 em relação ao 3T17 aumentaram em R\$ 239 milhões. Excluindo-se o efeito do custo de construção, os custos e despesas operacionais da Companhia, no 3T18, alcançaram o montante de R\$ 953 milhões, o que representa um incremento de R\$ 102 milhões em relação ao mesmo período do ano anterior, cujo montante foi de R\$ 851 milhões. Este incremento é resultado das seguintes variações:

Custos não gerenciáveis: incremento de R\$ 96 milhões, considerando as linhas de Energia Elétrica Comprada para Revenda e Encargo do uso da Rede Elétrica, as quais são explicadas principalmente pelos seguintes motivos:

- O incremento na rubrica Energia elétrica comprada para revenda (R\$ 113 milhões) é decorrente da apuração de maiores custos com compra de energia no terceiro trimestre de 2018 em função de maior demanda, reajustes contratuais e entrada de contratos de custo maior.
- A redução na rubrica Encargo do uso do sistema de transmissão (R\$ 18 milhões), se explica, basicamente, por receitas e reduções de custos relativos ao Encargo de Serviço de Sistema (ESS) em 2018, devido ao saldo superavitário da conta setorial relativa a este item.

Custos gerenciáveis: incremento nos custos e despesas gerenciáveis (R\$ 144 milhões). Excluindo-se o efeito do custo de construção, os custos e despesas gerenciáveis da Companhia, no 3T18, alcançaram o montante de R\$ 201 milhões, o que representa um incremento de R\$ 6 milhões em relação ao mesmo período do ano anterior, cujo montante foi de R\$ 195 milhões, explicado por:

- Aumento de R\$ 3 milhões em pessoal, decorrente, principalmente, de maiores despesas com plano médico para fechamento de negociação, o qual será compensado nos próximos trimestres; e antecipação, para o terceiro trimestre, de cursos de capacitação para os colaboradores, que estavam previstos para acontecer apenas no último trimestre de 2018.
- Incremento de R\$ 5 milhões em materiais e serviços de terceiros em razão, basicamente, de aumento da atividade de operação e manutenção para assegurar a qualidade do serviço, além de maiores despesas com plano de combate ao furto de energia lançado em 2018.
- Incremento de R\$ 4 milhões em custo de desativação de bens em razão, principalmente, de uma maior desativação destes bens no período analisado, oriundo do maior volume de investimentos.

- Aumento de R\$ 7 milhões em depreciação e amortização, devido ao aumento da base de intangível e imobilizado, reflexo de maiores investimentos efetuados ao longo dos últimos anos.

Este efeito foi parcialmente compensado por:

- Redução de R\$ 9 milhões em provisão para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas em razão do encerramento, por meio de acordos judiciais, de provisões referentes a processos cíveis com valores elevados, os quais envolviam acidentes na rede elétrica.
- Redução de R\$ 5 milhões em outras despesas operacionais devido, principalmente, à reclassificação das despesas com indenizações (DIC/FIC), as quais eram registradas como outras despesas operacionais. De acordo com o novo pronunciamento CPC 47/IFRS15 esta compensação passou a ser registrada como redutora da receita operacional na rubrica de outras receitas.

EBITDA

Segue abaixo a conciliação dos valores que compõem os cálculos do EBITDA e do EBIT, constantes das informações trimestrais da companhia, de acordo com a instrução CVM nº 527, de 04 de outubro de 2012:

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

	3T18	3T17	Var. %	2T18	Var. % (1)	9M18	9M17	Var. % (2)
Lucro Líquido do Período	69.268	113.681	-39,1%	81.042	-14,5%	235.697	328.554	-28,3%
(+) Tributo sobre o Lucro (NE 30)	16.394	23.568	-30,4%	24.883	-34,1%	65.362	77.119	-15,2%
(+) Resultado Financeiro (NE 29)	35.021	14.432	>100,0%	(441)	<-100,0%	47.237	59.352	-20,4%
(=) EBIT	120.683	151.681	-20,4%	105.484	14,4%	348.296	465.025	-25,1%
(+) Depreciações e Amortizações (NE 28)	51.029	44.207	15,4%	49.424	3,2%	148.901	128.470	15,9%
(=) EBITDA	171.712	195.888	-12,3%	154.908	10,8%	497.197	593.495	-16,2%

(1) Variação entre 3T 18 e 2T 18; (2) Variação entre 9M 18 e 9M 17

Resultado Financeiro

RESULTADO FINANCEIRO (R\$ MIL)

	3T18	3T17	Var. %	2T18	Var. % (1)	9M18	9M17	Var. % (2)
Receitas Financeiras								
Renda de aplicação financeira	1.492	1.258	18,6%	1.064	40,2%	3.658	6.940	-47,3%
Juros e atualização monetária sobre impontualidade de clientes	8.245	8.094	1,9%	7.946	3,8%	24.413	24.144	1,1%
Receita de ativo indenizável	10.574	6.449	64,0%	26.313	-59,8%	51.277	22.777	>100,0%
Variação monetária de ativos e passivos setoriais	4.067	-	-	8.413	-51,7%	15.002	-	-
Variações monetárias de dívida	342	436	-21,6%	1.268	-73,0%	2.041	1.651	23,6%
Instrumento financeiro derivativo - hedge/swap	9.762	-	-	9.168	6,5%	18.930	-	-
Outras receitas financeiras	3.531	1.215	>100,0%	2.677	31,9%	8.962	5.493	63,2%
Total - Receitas Financeiras	38.013	17.452	>100,0%	56.849	-33,1%	124.283	61.005	>100,0%
Despesas financeiras								
Variações monetárias de Dívida	(15.681)	(1.681)	>100,0%	(5.701)	>100,0%	(25.946)	(7.293)	>100,0%
Encargos de Dívidas	(27.880)	(21.171)	31,7%	(25.223)	10,5%	(75.251)	(70.185)	7,2%
Encargos fundo de pensão	(2.087)	(2.643)	-21,0%	(2.087)	-	(6.261)	(7.928)	-21,0%
Variação monetária de ativos e passivos setoriais	-	1.641	-100,0%	-	-	-	(8.159)	-100,0%
Atualização de provisão para riscos tributários, cíveis e trabalhistas	(10.202)	755	<-100,0%	(6.768)	50,7%	(21.797)	(9.652)	>100,0%
Atualização de Impostos, P&D/PEE	(1.579)	(500)	>100,0%	(492)	>100,0%	(3.934)	(2.220)	77,2%
Outras Multas	(293)	(5.724)	-94,9%	(292)	0,3%	(1.433)	(5.949)	-75,9%
Instrumento financeiro derivativo - hedge/swap	(10.619)	-	-	(10.491)	1,2%	(21.110)	-	-
Outras despesas financeiras	(4.693)	(2.561)	83,2%	(5.354)	-12,3%	(15.788)	(8.971)	76,0%
Total - Despesas Financeiras	(73.034)	(31.884)	>100,0%	(56.408)	29,5%	(171.520)	(120.357)	42,5%
Total - Receitas e Despesas Financeiras	(35.021)	(14.432)	>100,0%	441	<-100,0%	(47.237)	(59.352)	-20,4%

(1) Variação entre 3T 18 e 2T 18; (2) Variação entre 9M 18 e 9M 17

O resultado financeiro líquido da Enel Distribuição Ceará, no 3T18, apresentou uma despesa de R\$ 35 milhões, uma piora de R\$ 20 milhões em relação ao mesmo trimestre do ano anterior, devido principalmente aos seguintes fatores:

Incremento de R\$ 21 milhões nas receitas financeiras, explicada principalmente por:

- Aumento de R\$ 4 milhões na rubrica de receita de ativo indenizável: Este aumento é explicado, principalmente, pelo aumento do IPCA entre os períodos analisados.
- Aumento de R\$ 4 milhões na rubrica de variação monetária de ativos e passivos setoriais: devido, principalmente, à constituição de mais ativos regulatórios, gerando assim uma maior receita de atualização financeira.
- Aumento de R\$ 10 milhões na receita com Instrumento financeiro derivativo – hedge/swap: Este valor reflete a marcação a mercado da ponta ativa dos derivativos (swaps). Em contrapartida, se observa também o montante de R\$ 11 milhões (Instrumento financeiro derivativo – hedge/swap) nas despesas financeiras.

Incremento de 41 milhões nas despesas financeiras, principalmente, por:

- Aumento de R\$ 7 milhões na rubrica de encargos de dívida, explicado, basicamente, por maior saldo médio da dívida entre os períodos comparados.
- Aumento de R\$ 14 milhões em variação monetária de dívidas, em função, principalmente, do aumento de IPCA entre os períodos e maior saldo médio de dívida atrelado a este índice.

* Valores não auditados pelos auditores independentes

- Aumento de R\$ 11 milhões na despesa com Instrumento financeiro derivativo – hedge/swap: Este valor reflete a marcação a mercado da ponta passiva dos derivativos (swaps). Em contrapartida, se observa também o montante de R\$ 10 milhões (Instrumento financeiro derivativo – hedge/swap) nas receitas financeiras.
- Aumento de R\$ 10 milhões nas despesas com atualização de provisão para riscos tributários, cíveis e trabalhistas decorrente, basicamente, de mudança na metodologia de atualização de contingências para adequação às políticas do Grupo Enel. As datas de atualização de alguns processos sofreram alteração, ocasionando aumento nesta rubrica.

Tributos (IR/CSLL) e Outros

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

	3T18	3T17	Var. %	2T18	Var. % (1)	9M18	9M17	Var. % (2)
IR e CSLL	(30.492)	(48.004)	-36,5%	(36.192)	-15,7%	(105.041)	(146.312)	-28,2%
Incentivo Fiscal SUDENE	15.640	26.122	-40,1%	12.851	21,7%	44.305	74.249	-40,3%
Amortização do Ágio e Reversão da Provisão	(1.542)	(1.686)	-8,5%	(1.542)	-	(4.626)	(5.056)	-8,5%
Total	(16.394)	(23.568)	-30,4%	(24.883)	-34,1%	(65.362)	(77.119)	-15,2%

(1) Variação entre 3T18 e 2T18; (2) Variação entre 9M18 e 9M17

As despesas com Imposto de Renda (IR), Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL) e Outros (Amortização do Ágio e Incentivo Fiscal Sudene) no 3T18 registraram uma redução de R\$ 7 milhões. Esta variação explica-se, basicamente, pela (i) redução do lucro tributável e (ii) pela diminuição da base de cálculo do incentivo fiscal (receita operacional incentivada), ocasionando assim uma redução no valor do incentivo fiscal.

Endividamento

INDICADORES DE ENDIVIDAMENTO

	3T18	3T17	Var. %	2T18	Var. % (1)	9M18	9M17	Var. % (2)
Dívida bruta (R\$ mil)	1.670.659	1.011.417	65,2%	1.662.466	0,5%	1.670.659	1.011.417	65,2%
(-) Caixa, Equivalentes e Aplicações Financ. (R\$ mil)	108.952	82.279	32,4%	276.158	-60,5%	108.952	82.279	32,4%
Dívida líquida (R\$ mil)	1.561.707	929.138	68,1%	1.386.308	12,7%	1.561.707	929.138	68,1%
Dívida Bruta / EBITDA(3)*	2,40	1,27	89,0%	2,31	3,9%	2,40	1,27	89,0%
EBITDA(3) / Encargos de Dívida(3)*	7,02	7,97	-11,9%	7,79	-9,9%	7,02	7,97	-11,9%
Dívida bruta / (Dívida bruta + PL)	0,37	0,28	32,1%	0,38	-1,2%	0,37	0,28	32,1%
Dívida líquida / (Dívida líquida + PL)	0,36	0,27	33,3%	0,33	6,4%	0,36	0,27	33,3%

(1) Variação entre 3T18 e 2T18; (2) Variação entre 9M18 e 9M17

(3) EBITDA e Encargo de Dívida acumulado nos últimos 12 meses;

A dívida bruta da Enel Distribuição Ceará encerrou o terceiro trimestre de 2018 em R\$ 1.671 milhões, um incremento de R\$ 659 milhões em relação ao mesmo período do ano anterior. A variação da dívida bruta deve-se, basicamente, as novas captações de dívidas (R\$ 810 milhões de debêntures, R\$ 150 milhões de Notas Promissórias, e R\$ 75 milhões do crédito agropecuário do Banco do Brasil), em conjunto com a correção monetária de 20 milhões e provisão de encargos de R\$ 99 milhões, parcialmente compensados, por amortizações e pagamento de encargos ocorridos entre os períodos comparados, que alcançaram respectivamente R\$ 398 milhões e R\$ 91 milhões.

A Enel Distribuição Ceará encerrou o 3T18, no período de janeiro a setembro/18, com o custo da dívida médio de 9,04% a.a., ou CDI + 2,39% a.a.

Colchão de Liquidez²

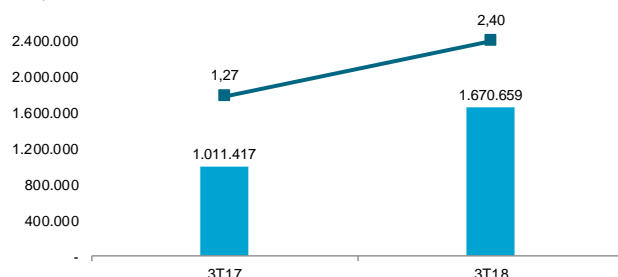
Para se precaver de qualquer necessidade emergencial de caixa, em 30 de setembro de 2018, a Companhia tinha a seu dispor R\$ 170 milhões em limites abertos de conta garantida e linha comprometida para utilização em operações de curto prazo.

Classificação de Riscos (Rating)

Em 21 de fevereiro de 2018, a agência classificadora de risco de crédito corporativo Standard & Poor's Rating Services ("S&P") elevou o rating de crédito corporativo da Enel Distribuição Ceará de longo prazo na Escala Nacional Brasil de 'brAA-' para 'brAAA'. A perspectiva do rating de longo prazo é estável. Além disso, foi elevado também o rating atribuído à terceira emissão de debêntures de 'brAA-' para 'brAAA'. 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. Nesta data, também foi reafirmado o mesmo rating à 6ª emissão de debêntures da Companhia.

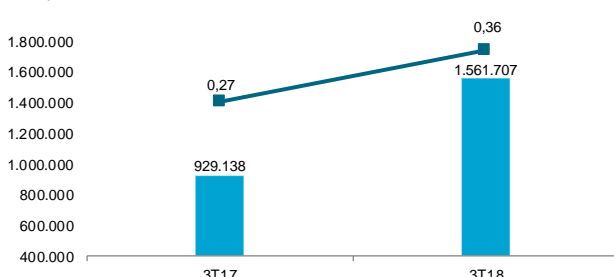
Dívida Bruta (R\$ Mil) e Dívida Bruta / EBITDA* (Veze)

Evolução 3T17 - 3T18



Dívida Líquida (R\$ Mil) e Alavancagem (Veze)

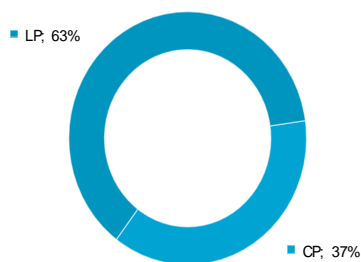
Evolução 3T17 - 3T18



* Valores não auditados pelos auditores independentes

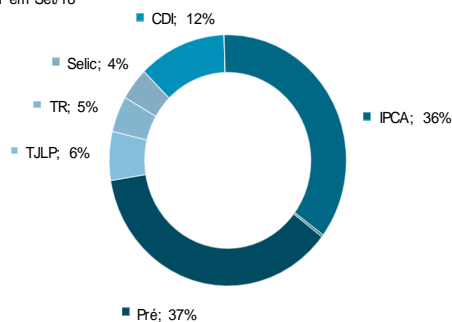
Abertura da Dívida Bruta - CP e LP

Posição Final em Set/18



Abertura da Dívida Bruta - Indexadores

Posição Final em Set/18



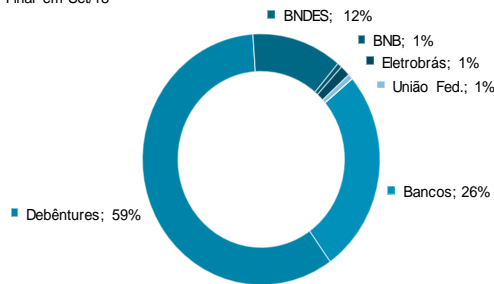
Abertura da Dívida Bruta - Moedas

Posição Final em Set/18



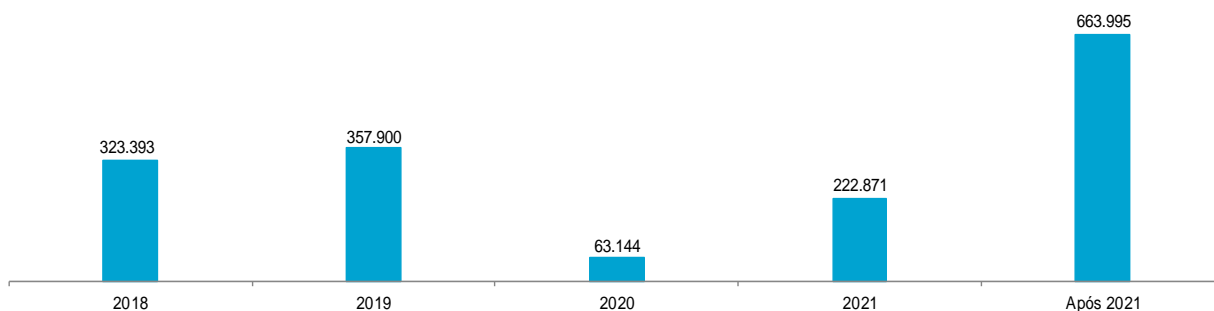
Abertura da Dívida Bruta - Credor

Posição Final em Set/18



Curva de Amortização (R\$ Mil)

Posição Final em Set/18



Investimentos

INVESTIMENTOS (R\$ MIL)*

	3T18	3T17	Var. %	2T18	Var. % (1)	9M18	9M17	Var. % (2)
Novas Conexões	97.170	100.434	-3,2%	92.899	4,6%	279.903	298.837	-6,3%
Rede	148.354	32.426	>100,0%	59.674	>100,0%	232.427	77.235	>100,0%
Combate às Perdas	17.372	7.304	>100,0%	10.575	64,3%	34.075	21.872	55,8%
Qualidade do Sistema Elétrico	130.982	25.122	>100,0%	49.099	>100,0%	198.352	55.363	>100,0%
Outros	37.969	32.983	15,1%	36.624	3,7%	87.098	66.034	31,9%
Varição de Estoque	27.697	12.667	>100,0%	34.389	-19,5%	86.984	30.572	>100,0%
Total Investido	311.191	178.510	74,3%	223.586	39,2%	686.412	472.679	45,2%
Aportes / Subsídios	(11.045)	(14.801)	-25,4%	(13.109)	-15,7%	(32.199)	(28.367)	13,5%
Investimento Líquido	300.145	163.710	83,3%	210.477	42,6%	654.213	444.312	47,2%

(1) Variação entre 3T18 e 2T18; (2) Variação entre 9M18 e 9M17

* Valores não auditados pelos auditores independentes

Mercado Bursátil

COTAÇÃO DE FECHAMENTO (R\$/AÇÃO)*

	3T18	3T17	Var. %	2T18	Var. % (1)	9M18	9M17	Var. % (2)
Ordinárias - ON (COCE3)	44,00	55,00	-20,0%	52,69	-16,5%	44,00	55,00	-20,0%
Preferenciais A - PNA (COCE5)	42,55	53,98	-21,2%	47,00	-9,5%	42,55	53,98	-21,2%
Preferenciais B - PNB (COCE6)	-	-	-	-	-	-	-	-

(1) Variação entre 3T18 e 2T18; (2) Variação entre 9M18 e 9M17

variação sem ajuste por proventos

5

OUTROS TEMAS RELEVANTES

Bandeiras Tarifárias vigentes até 30 de setembro de 2018

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. No ano de 2017, 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;

A partir de 01/02/2017 - A tarifa sofre acréscimo de R\$ 2,00 para cada 100 quilowatt-hora (kWh) consumidos (REH 2.203/2017)

Bandeira vermelha: condições mais custosas de geração.

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)

A partir de 01/11/2017 - A tarifa da bandeira patamar 2 passou a ser R\$ 5,00 para cada 100 kWh consumidos (Audiência Pública 061/2017).

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

Em 15 de dezembro de 2015, a Resolução Homologatória nº 2.002 da Aneel definiu os valores limites do PLD de 2016. O PLD máximo foi fixado em R\$ 422,56 /MWh e o valor mínimo em R\$ 30,25/MWh. Esses limites passaram a vigorar em 1º de janeiro de 2016.

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.

Reajuste Tarifário Anual

A Aneel aprovou o reajuste tarifário anual da Enel Distribuição Ceará por meio da resolução Nº 2.383, de abril de 2018. As tarifas foram reajustadas, em média, 4,96%. Para os consumidores de baixa tensão, em sua maioria clientes residenciais, o aumento foi de, em média de 3,8%. Já para os clientes de média e alta tensão, o reajuste foi, em média, de 7,96%.

ANEXO 1: DEMONSTRATIVO DE RESULTADOS (IFRS)

DEMONSTRATIVO DE RESULTADO (R\$ MIL)

	3T18	3T17	Var. %	2T18	Var. % (1)	9M18	9M17	Var. % (2)
Receita Operacional Bruta	2.007.603	1.725.242	16,4%	1.874.126	7,1%	5.451.303	4.938.794	10,4%
Fornecimento de Energia Elétrica	1.387.615	1.290.788	7,5%	1.368.055	1,4%	4.058.891	3.909.381	3,8%
Ativos e passivos financeiros setoriais	41.245	90.303	-54,3%	118.210	-65,1%	103.317	73.483	40,6%
Subvenção Baixa Renda	54.137	52.613	2,9%	54.509	-0,7%	159.847	148.642	7,5%
Subvenção CDE - Desconto Tarifário	66.686	65.399	2,0%	56.092	18,9%	186.243	177.741	4,8%
Receita de uso da rede elétrica - consumidores livres - revenda	77.715	46.766	66,2%	52.704	47,5%	177.558	132.925	33,6%
Receita de Construção	300.170	162.702	84,5%	209.198	43,5%	651.053	443.322	46,9%
Outras Receitas	80.035	16.671	>100,0%	15.358	>100,0%	114.394	53.300	>100,0%
Deduções da Receita	(633.335)	(559.432)	13,2%	(561.272)	12,8%	(1.738.921)	(1.666.144)	4,4%
ICMS	(358.543)	(324.609)	10,5%	(333.405)	7,5%	(1.002.999)	(963.318)	4,1%
COFINS	(131.386)	(119.645)	9,8%	(127.711)	2,9%	(366.616)	(346.083)	5,9%
PIS	(28.524)	(25.975)	9,8%	(27.727)	2,9%	(79.594)	(75.136)	5,9%
P&D	(10.555)	(9.882)	6,8%	(10.584)	-0,3%	(29.808)	(27.828)	7,1%
Encargo Setorial CDE	(102.561)	(78.989)	29,8%	(92.948)	10,3%	(287.438)	(248.722)	15,6%
Outros impostos e contribuições a receita	(1.766)	(332)	>100,0%	(1.767)	-0,1%	(5.336)	(5.057)	5,5%
Ressarcimento P&D	-	-	-	32.870	-100,0%	32.870	-	-
Receita Operacional Líquida	1.374.268	1.165.810	17,9%	1.312.854	4,7%	3.712.382	3.272.650	13,4%
Custo do Serviço / Despesa Operacional	(1.253.585)	(1.014.129)	23,6%	(1.207.370)	3,8%	(3.364.086)	(2.807.625)	19,8%
Custos e despesas não gerenciáveis	(751.974)	(656.449)	14,6%	(790.850)	-4,9%	(2.103.001)	(1.790.583)	17,4%
Energia elétrica comprada para revenda	(722.325)	(609.043)	18,6%	(708.138)	2,0%	(1.919.773)	(1.694.420)	13,3%
Encargos do uso do sistema de transmissão	(29.649)	(47.406)	-37,5%	(82.712)	-64,2%	(183.228)	(96.163)	90,5%
Custos e despesas gerenciáveis	(501.611)	(357.680)	40,2%	(416.520)	20,4%	(1.261.085)	(1.017.042)	24,0%
Pessoal	(39.410)	(36.474)	8,0%	(42.035)	-6,2%	(128.057)	(113.308)	13,0%
Material e Serviços de Terceiros	(86.567)	(81.608)	6,1%	(91.715)	-5,6%	(263.090)	(247.029)	6,5%
Depreciação e Amortização	(51.029)	(44.207)	15,4%	(49.424)	3,2%	(148.901)	(128.470)	15,9%
Custos de Desativação de Bens	(10.139)	(5.799)	74,8%	(4.213)	>100,0%	(19.017)	(16.315)	16,6%
Prov. para Créditos de Liquidação Duvidosa	(20.039)	(18.716)	7,1%	(4.738)	>100,0%	(36.512)	(63.674)	-42,7%
Custo de Construção	(300.170)	(162.702)	84,5%	(209.198)	43,5%	(651.053)	(443.322)	46,9%
Provisão para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	2.886	(6.335)	<-100,0%	(10.245)	<-100,0%	(8.276)	(2.674)	>100,0%
Receita de multas por impuntualidade de clientes	11.424	11.333	0,8%	10.608	7,7%	33.884	34.928	-3,0%
Outras Despesas Operacionais	(8.567)	(13.172)	-35,0%	(15.560)	-44,9%	(40.063)	(37.178)	7,8%
EBITDA (3)	171.712	195.888	-12,3%	154.908	10,8%	497.197	593.495	-16,2%
Margem EBITDA	12,49%	16,80%	-4,31 p.p	11,80%	0,69 p.p	13,39%	18,13%	-4,74 p.p
Margem EBITDA ex- Receita de Construção	15,99%	19,53%	-3,54 p.p	14,04%	1,95 p.p	16,24%	20,98%	-4,74 p.p
Resultado do Serviço (EBIT)	120.683	151.681	-20,4%	105.484	14,4%	348.296	465.025	-25,1%
Resultado Financeiro	(35.021)	(14.432)	>100,0%	441	<-100,0%	(47.237)	(59.352)	-20,4%
Receita Financeira	38.013	17.452	>100,0%	56.849	-33,1%	124.283	61.005	>100,0%
Renda de aplicação financeira	1.492	1.258	18,6%	1.064	40,2%	3.658	6.940	-47,3%
Juros e atualização monetária sobre impuntualidade de clientes	8.245	8.094	1,9%	7.946	3,8%	24.413	24.144	1,1%
Receita de ativo indenizável	10.574	6.449	64,0%	26.313	-59,8%	51.277	22.777	>100,0%
Variação monetária de ativos e passivos setoriais	4.067	-	-	8.413	-51,7%	15.002	-	-
Variações monetárias de dívida	342	436	-21,6%	1.268	-73,0%	2.041	1.651	23,6%
Instrumento financeiro derivativo - hedge/swap	9.762	-	-	9.168	6,5%	18.930	-	-
Outras receitas financeiras	3.531	1.215	>100,0%	2.677	31,9%	8.962	5.493	63,2%
Despesas financeiras	(73.034)	(31.884)	>100,0%	(56.408)	29,5%	(171.520)	(120.357)	42,5%
Variações monetárias de Dívida	(15.681)	(1.681)	>100,0%	(5.701)	>100,0%	(25.946)	(7.293)	>100,0%
Encargos de Dívidas	(27.880)	(21.171)	31,7%	(25.223)	10,5%	(75.251)	(70.185)	7,2%
Encargos fundo de pensão	(2.087)	(2.643)	-21,0%	(2.087)	-	(6.261)	(7.928)	-21,0%
Variação monetária de ativos e passivos setoriais	-	1.641	-100,0%	-	-	-	(8.159)	-100,0%
Atualização de provisão para riscos tributários, cíveis e trabalhistas	(10.202)	755	<-100,0%	(6.768)	50,7%	(21.797)	(9.652)	>100,0%
Atualização de Impostos, P&D/PEE	(1.579)	(500)	>100,0%	(492)	>100,0%	(3.934)	(2.220)	77,2%
Outras Multas	(293)	(5.724)	-94,9%	(292)	0,3%	(1.433)	(5.949)	-75,9%
Instrumento financeiro derivativo - hedge/swap	(10.619)	-	-	(10.491)	1,2%	(21.110)	-	-
Outras despesas financeiras	(4.693)	(2.561)	83,2%	(5.354)	-12,3%	(15.788)	(8.971)	76,0%
Lucro Antes dos Tributos e Participações	85.662	137.249	-37,6%	105.925	-19,1%	301.059	405.673	-25,8%
Tributos e Outros	(16.394)	(23.568)	-30,4%	(24.883)	-34,1%	(65.362)	(77.119)	-15,2%
IR e CSLL	(30.492)	(48.004)	-36,5%	(36.192)	-15,7%	(105.041)	(146.312)	-28,2%
Incentivo Fiscal SUDENE	15.640	26.122	-40,1%	12.851	21,7%	44.305	74.249	-40,3%
Amortização do Ágio e Reversão da Provisão	(1.542)	(1.686)	-8,5%	(1.542)	-	(4.626)	(5.056)	-8,5%
Lucro Líquido do Período	69.268	113.681	-39,1%	81.042	-14,5%	235.697	328.554	-28,3%
Margem Líquida	5,04%	9,75%	-4,71 p.p	6,17%	-1,13 p.p	6,35%	10,04%	-3,69 p.p
Margem Líquida ex- Receita de Construção	6,45%	11,33%	-4,88 p.p	7,34%	-0,89 p.p	7,70%	11,61%	-3,91 p.p
Lucro por Ação (R\$/ação)	0,8897	1,4602	-39,1%	1,0409	-14,5%	3,0274	4,2201	-28,3%

(1) Variação entre 3T 18 e 2T 18; (2) Variação entre 9M 18 e 9M 17

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

7 ANEXO 2: BALANÇOS PATRIMONIAIS (IFRS)

BALANÇOS PATRIMONIAIS

ATIVOS	9M18	2017
CIRCULANTE		
Caixa e equivalente de caixa	17.789	154.276
Títulos e valores mobiliários	91.163	82.206
Consumidores e outras contas a receber	1.003.197	885.030
Ativos financeiros setoriais	661.309	124.961
Subvenção CDE - desconto tarifário	352.261	365.188
Cauções e depósitos	-	-
Tributos a compensar	83.585	74.342
Serviço em curso	20.325	41.618
Instrumentos financeiros derivativos - swap	687	-
Outros créditos	86.169	95.925
Total do ativo circulante	2.316.485	1.823.546
NÃO CIRCULANTE		
Consumidores e outras contas a receber	14.438	7.585
Ativos financeiros setoriais	-	-
Depósitos vinculados a litígios	42.108	41.676
Cauções e depósitos	27.965	25.485
Tributos a compensar	75.362	51.104
Serviços em curso	45.339	38.534
Tributos diferidos	44.889	67.064
Benefício fiscal	37.873	42.499
Instrumentos financeiros derivativos - swap	-	1.465
Outros créditos	194	194
Ativo indenizável (concessão)	1.757.057	1.383.764
Imobilizado	46.183	43.247
Intangível	2.333.287	2.173.905
Total do ativo não circulante	4.424.695	3.876.522
TOTAL DOS ATIVOS	6.741.180	5.700.068
PASSIVO		
CIRCULANTE		
Fornecedores	704.714	755.862
Empréstimos e financiamentos	452.813	314.375
Debêntures	172.060	147.121
Salários, provisões e encargos sociais	52.583	45.774
Obrigações fiscais	147.606	133.828
Passivos financeiros setoriais	-	-
Dividendos a pagar	85.514	85.514
Taxas regulamentares	443.080	387.223
Benefícios pós-emprego	1.504	2.593
Instrumentos financeiros derivativos - swap	1.092	-
Outras obrigações	53.068	60.330
Total do passivo circulante	2.114.034	1.932.620
NÃO CIRCULANTE		
Fornecedores	-	-
Empréstimos e financiamentos	234.615	335.270
Debêntures	809.635	495.788
Passivos financeiros setoriais	425.025	6.874
Obrigações fiscais	8.771	10.052
Taxas regulamentares	61.649	85.540
Benefícios pós-emprego	93.273	99.047
Instrumentos financeiros derivativos - swap	1.131	-
Provisões para riscos tributários, cíveis e trabalhistas	171.128	151.655
Outras obrigações	289	308
Total do passivo não circulante	1.805.516	1.184.534
PATRIMÔNIO LÍQUIDO		
Capital social	741.046	615.946
Reserva de capital	358.671	358.671
Reserva de lucros	1.482.179	1.607.279
Outros resultados abrangentes	(293)	1.018
Lucros Acumulados	240.027	-
Total do patrimônio líquido	2.821.630	2.582.914
TOTAL DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO E PASSIVOS	6.741.180	5.700.068

* Valores não auditados pelos auditores independentes