



Competitividade das Tarifas de Energia Elétrica no Mercado Regulado para Indústria Catarinense

Agosto/2018

Florianópolis/SC

Federação das Indústrias do Estado de Santa Catarina – FIESC

Mario Cezar de Aguiar – Presidente

Diretoria de Desenvolvimento Institucional e Industrial

Carlos Henrique Ramos Fonseca - Diretor

Câmara de Assuntos de Energia da FIESC

Otmar Josef Müller – Presidente

Execução

DNK Consultoria Ltda.

Danilo Norberto Kuhnen – Economista

Supervisão

Egídio Antônio Martorano

Equipe Técnica

Anderson de Menezes

Samuel Becker

Contato

www.fiesc.com.br

Rod. Admar Gonzaga, 2765

Bairro Itacorubi

CEP: 88034-001

Florianópolis – SC

Tel: + 55 (48) 3231-4330

e-mail: camara.energia@fiesc.com.br

ÍNDICE

Apresentação e Metodologia.....	5
1. Efeito Médio dos Reajustes/Revisões Homologados pela ANEEL nas Principais Distribuidoras em 2018.....	6
2. Resultado do Reajuste Tarifário Anual da CELESC-D (RTA-2018)	8
2.1 Variação e Participação no Reajuste Tarifário da CELESC-D (RTA-2018)	8
2.2 Efeito Médio do Reajuste RTA -2018 da CELESC-D	8
2.3 Participações (%) dos Principais Componentes no Reajuste RTA -2018 da CELESC-D.....	9
2.4 Participações dos Encargos Setoriais no Reajuste RTA -2018 da CELESC-D	10
2.5 Evolução dos Encargos Setoriais CDE USO "Versus" Subsídios Repassados pela CCEE para CELESC-D no período 2013 a 2018.....	12
2.6 Evolução das Cotas Lei nº 12783/2013 da CELESC-D no período 2013 a 2018	15
2.7 Rateio das Quotas Anuais CDE USO de 2018 entre Subsistemas N/NE e S/SE/CO	16
2.8 Custos Unitários da CDE USO de 2018	17
2.9 Impacto tarifário médio da QUOTA CDE USO 2018, das concessionárias de distribuição por região.....	18
2.10 Impacto tarifário médio da QUOTA CDE USO 2018, das concessionárias de distribuição por nível de tensão .	18
2.11 Composição do Mix de Aquisição de Energia pela CELESC-D RTA -2018.....	19
2.12 Evolução do Mercado de Consumo Industrial Cativo e Livre da CELESC-D em GWh	21
2.13 Evolução do Mercado Cativo das Distribuidoras para Consumo Industrial em GWh.....	22
3. Evolução das Tarifas Médias Anuais das Distribuidoras Nacionais incluindo Impostos no período 2008 a 2017. 23	
4. Comparativo de Tarifas Médias incluídos Impostos da CELESC-D para a Classe Industrial com Outras Distribuidoras Selecionadas	24
4.1 Tarifas Médias da Classe Industrial com Impostos registradas pela ANEEL em 2017	24
4.2 Comparativo de Tarifas Médias com Impostos Após Reajuste/Revisão em 2018 – Classe Industrial Tensão Sub-Grupo A.2 – 88,0 a 138 kV, Modalidade Azul, Bandeiras Verde, Amarela e Vermelha.....	25
4.3 Comparativo de Tarifas Médias com Impostos Após Reajuste/Revisão em 2018 – Classe Industrial Tensão Sub-Grupo A.3 – 69,0 kV Modalidade Azul, Bandeiras Verde, Amarela e Vermelha	26
4.4 Comparativo de Tarifas Médias com Impostos Após Reajuste/Revisão em 2018 – Classe Industrial Tensão Sub-Grupo A.4 – 2,3 a 25,0 kV, Modalidade Azul, Bandeiras Verde, Amarela e Vermelha.....	27
4.5 Comparativo de Tarifas Médias com Impostos Após Reajuste/Revisão em 2018 – Classe Industrial Tensão Sub-Grupo A.4 – 2,3 a 25,0 kV, Modalidade Verde, Bandeiras Verde, Amarela e Vermelha	28
4.6 Participação dos Impostos nas Tarifas Médias das Distribuidoras Após Reajuste/Revisão em 2018 – Classe Industrial Tensão Sub-Grupo A.4 – 2,3 a 25,0 kV, Modalidade Azul, Bandeira Verde.....	29
4.7 Variações Percentuais nas Tarifas Médias incluídos Impostos para Indústria no período 2008 a 2017 “Versus” Variações no Índice IPCA-IBGE.....	30
5. Evolução das Tarifas Industriais Internacionais com Impostos no período 2008 a 2016.	31
6. Participação % dos Impostos (PIS/COFINS/ICMS) na Tarifa Industrial das Distribuidoras no Brasil em 2017	32
7. Participação % dos Impostos nas Tarifas Internacionais para Indústria em 2016.....	33

8.	Tarifas Médias Internacionais e Nacionais com Impostos para Indústria em 2016	35
9.	Conclusões.....	36
	Reajuste Tarifário em 2018.....	36
	Impacto dos Custos da PARCELA A x PARCELA B da CELESC-D na RTA 2018.....	36
	Custo dos Encargos da CDE USO no Subsistema N/NE e Subsistema S/SE/CO	36
	Custos com Aquisição de Energia Elétrica pela CELESC-D – Mix de Energia Requerida	37
	Evolução do Mercado de Consumo Industrial Cativo x Livre das Distribuidoras no período 2008 a 2017	37
	Ranking de Tarifas Médias com Impostos para Classe Industrial em 2017	37
	Ranking de Tarifas Médias com Impostos para Classe Industrial em 2016 no Brasil x Países selecionados	38
	Evolução das Tarifas Médias com Impostos para Classe Industrial no período 2008 a 2017 x Variação no Índice IPCA IBGE	38
	Evolução das Tarifas Médias com Impostos para Classe Industrial no período 2008 a 2016 nos Países selecionados.....	38
	Participação % dos Impostos (PIS/COFINS/ICMS) na Tarifa Industrial das Distribuidoras no Brasil em 2017	38
	Participação % dos Impostos na Tarifa Industrial nos Respective Países em 2016	39
10.	Recomendações	39
	Eliminação dos subsídios na CDE USO para o Subsistema N/NE	39
	Participação nas Audiências e Consultas Públicas na ANEEL.....	39
	Redução % dos impostos do ICMS/PIS/COFINS na tarifa industrial da CELESC-D	39

Apresentação e Metodologia

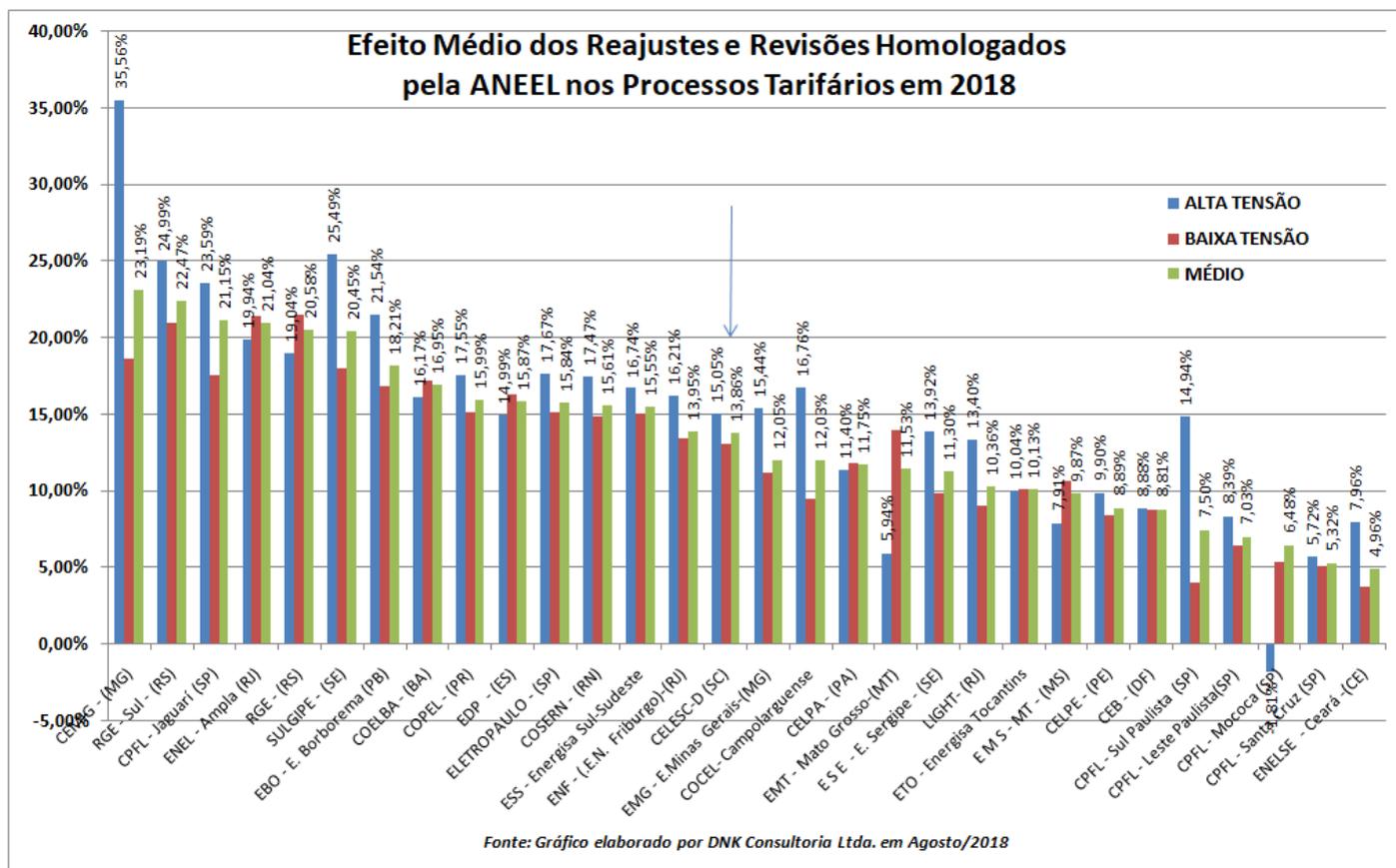
O estudo tarifário tem por objetivo identificar e avaliar os principais componentes de custo que resultaram no reajuste médio de **13,86%** (treze vírgula oitenta e seis por cento) nas tarifas da Celesc Distribuição S.A., homologados pela ANEEL no último processo tarifário – RTA 2018, pela Resolução Homologatória nº 2.436 de 13/08/2018, vigente no período tarifário de 22 de agosto de 2018 a 21 de agosto de 2019.

Considerando a existência de grandes disparidades nas tarifas praticadas pelas distribuidoras brasileiras, especialmente para consumo em alta tensão ($\geq 2,3$ kV) nas indústrias, o estudo busca identificar e avaliar as variações existentes nos resultados percentuais dos reajustes/revisões homologados pela ANEEL, nos respectivos processos tarifários em 2018, bem como avaliar a evolução e comportamento das tarifas médias praticadas nos fornecimentos para indústria nos últimos nove anos, com base nos registros estatísticos e acompanhamento de tarifas médias disponibilizadas pela ANEEL.

O estudo contempla e avalia ainda a evolução e comportamento das tarifas médias internacionais praticadas nos países selecionados, para consumo industrial nos últimos nove anos, buscando identificar eventuais ganhos e ou perdas de competitividade para indústria Nacional e Catarinense, relativamente às variações detectadas nos preços internacionais da energia elétrica.

O relatório avalia ao mesmo tempo a incidência dos Impostos cobrados sobre os fornecimentos de energia elétrica para indústria no Brasil referentes ao PIS/COFINS/ICMS, bem como de impostos e taxas cobrados nos respectivos países selecionados, comparando e avaliando a evolução percentual das respectivas cargas tributárias praticadas nos últimos anos.

1. Efeito Médio dos Reajustes/Revisões Homologados pela ANEEL nas Principais Distribuidoras em 2018.



O gráfico acima apresenta o comparativo dos Reajustes/Revisões Tarifárias homologados pela ANEEL para as Distribuidoras nos respectivos processos tarifários em 2018 na Alta Tensão, Baixa Tensão e Efeito Médio percebido pelos consumidores.

Transcrevemos a seguir um trecho da matéria publicada em 13/08/2018 por Luciano Nascimento – Repórter da Agência Brasil Brasília:

“Ao deixar presidência da agência, Romeu Rufino critica modelo do país. A alta no preço das contas de luz só vai ser solucionada se houver revisão das regras sobre encargos setoriais, subsídios do setor elétrico embutidos na conta de luz, sobre o risco hidrológico e diminuição nos tributos cobrados na distribuição de energia, defendeu hoje (13) o diretor-geral da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), Romeu Rufino. As tarifas de energia subiram em média 14,92% este ano, acima da inflação medida pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA).”

No gráfico acima fica demonstrado que a CEMIG-D, concessionária de Minas Gerais, em seu processo tarifário de revisão, obteve o maior reajuste calculado em **35,56%** para os consumidores na Alta Tensão e um Efeito Médio de **23,19%**.

Reajustes e Revisões Tarifárias das Distribuidoras realizadas em 2018

Concessionária	Data do Reajuste ou Revisão	Tipo do Processo	Efeito Médio percebido pelo consumidor
AES SUL	19/04/2018	Revisão	22,47%
CELPE	29/04/2018	Reajuste	8,89%
CEMIG	28/05/2018	Revisão	23,19%
COELBA	22/04/2018	Revisão	16,95%
COELCE	22/04/2018	Reajuste	4,96%
COSERN	22/04/2018	Revisão	15,61%
CPFL PAULISTA	08/04/2018	Revisão	16,90%
E M S	08/04/2018	Revisão	9,87%
E M T	08/04/2018	Revisão	11,53%
Enel RJ (Ampla)	19/04/2018	Revisão	21,04%
ENERGISA BO	04/02/2018	Revisão	18,21%
ENERGISA SE	22/04/2018	Revisão	11,30%
LIGHT RJ	13/03/2018	Reajuste	10,36%
SULGIPE	22/05/2018	Reajuste	20,45%
UHENPAL	22/05/2018	Reajuste	17,24%
RGE RS	19/06/2018	Revisão	20,58%
COPEL PR	22/06/2018	Reajuste	15,99%
ENF	22/06/2018	Reajuste	13,95%
EMG MG	22/06/2018	Reajuste	12,05%
COCEL	29/06/2018	Reajuste	12,03%
ELETROPAULO	04/07/2018	Reajuste	15,84%
ETO TO	04/07/2018	Reajuste	10,13%
ESS	12/07/2018	Reajuste	15,55%
ELETROCAR	12/07/2018	Reajuste	17,80%
DEMEI	22/07/2018	Reajuste	12,47%
HIDROPAN	22/07/2018	Reajuste	10,63%
MUXFELD	22/07/2018	Reajuste	17,92%
CELESC-D	22/08/2018	Reajuste	13,86%
Média Simples			14,92%

Fonte: Nota Técnica nº 184/2018 - SGT/ANEEL, de 02/08/2018

A ANEEL homologou pela RH nº 2.436 de 13 de agosto de 2018 para a CELESC Distribuição um reajuste de **15,05%** na Alta Tensão, **13,15%** na Baixa Tensão e **13,86%** de Efeito Médio para o consumidor.

O reajuste pode ser classificado na faixa média dos reajustes já homologados pela ANEEL para as Concessionárias de Energia Elétrica, nos respectivos processos tarifários – RTA 2018, entretanto, situa-se em nível muito superior ao índice de inflação de **4,48%** apurado pelo IPCA-IBGE nos últimos 12 meses.

2. Resultado do Reajuste Tarifário Anual da CELESC-D (RTA-2018)

2.1 Variação e Participação no Reajuste Tarifário da CELESC-D (RTA-2018)

VARIAÇÃO E PARTICIPAÇÃO NO REAJUSTE TARIFÁRIO DA CELESC-D (RTA - 2018)

	DRA (R\$)	DRP (R\$)	Var %	Part Reaj %	Part Rec %
PARCELA A - Encargos + Transmissão + Energia	5.966.299.747	6.598.580.917	10,60%	8,49%	81,42%
Encargos Setoriais	1.656.869.788	2.012.076.519	21,44%	4,77%	24,83%
Taxa de Fisc de Serviços E.E. -TFSEE	6.851.390	6.969.318	1,72%	0,00%	0,09%
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE (USO)	579.505.903	882.344.030	52,26%	4,07%	10,89%
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE (Decr.7945/13)	269.754.161	277.606.948	2,91%	0,11%	3,43%
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE (ACR)	350.415.450	414.736.136	18,36%	0,86%	5,12%
Enc.Serv. Sistema ESS -EER	219.292.090	185.976.218	-15,19%	-0,45%	2,29%
PROINFA	167.763.119	174.222.042	3,85%	0,09%	2,15%
P&D Efic Energ e Ressarc.ICMS Sist.Isolado	63.287.675	70.221.827	10,96%	0,09%	0,87%
Custos de Transmissão	856.147.326	750.406.694	-12,35%	-1,42%	9,26%
Rede Básica	571.696.637	494.953.532	-13,42%	-1,03%	6,11%
Rede Básica de Fronteira	86.577.806	57.282.724	-33,84%	-0,39%	0,71%
Rede Básica O N S (A2)	2.120.060	2.686.664	26,73%	0,01%	0,03%
MUST ItaipuEnc.Serv. Sistema ESS -EER	51.528.242	46.330.374	-10,09%	-0,07%	0,57%
Transporte de Itaipu	77.450.316	82.230.475	6,17%	0,06%	1,01%
Conexão	63.084.193	62.913.442	-0,27%	0,00%	0,78%
Uso do Sistema de Distribuição e CCD	3.690.072	4.009.483	8,66%	0,00%	0,05%
Custos de Aquisição de Energia	3.417.984.166	3.795.980.555	11,06%	5,08%	46,84%
Receitas Irrecuperáveis	35.298.467	40.117.149	13,65%	0,06%	0,49%
PARCELA B - Custos de Distribuição	1.478.687.780	1.506.197.069	1,86%	0,37%	18,58%
IRT - INDICE DE REAJUSTE TARIFÁRIO (PARCELA A + B)	7.444.987.527	8.104.777.986		8,86%	100,00%
Efeito dos Componentes Financeiros do Processo Atual - CVA				7,48%	
Efeito da Retirada dos Componentes Financeiros Processo Anterior				-2,48%	
EFEITO MÉDIO A SER PERCEBIDO PELOS CONSUMIDORES				13,86%	

Fonte: Nota Técnica nº 190/2018-SGT/ANEEL, de 8 de agosto de 2018.

2.2 Efeito Médio do Reajuste RTA -2018 da CELESC-D

EFEITO MÉDIO DO REAJUSTE

Grupo de Consumo	Variação Tarifária
AT - Alta Tensão (>2,3kV)	15,05%
BT - Baixa Tensão (<2,3kV)	13,15%
Efeito Médio AT+BT	13,86%

Fonte: Nota Técnica nº190/2018-SGT/ANEEL, de 8 de agosto de 2018

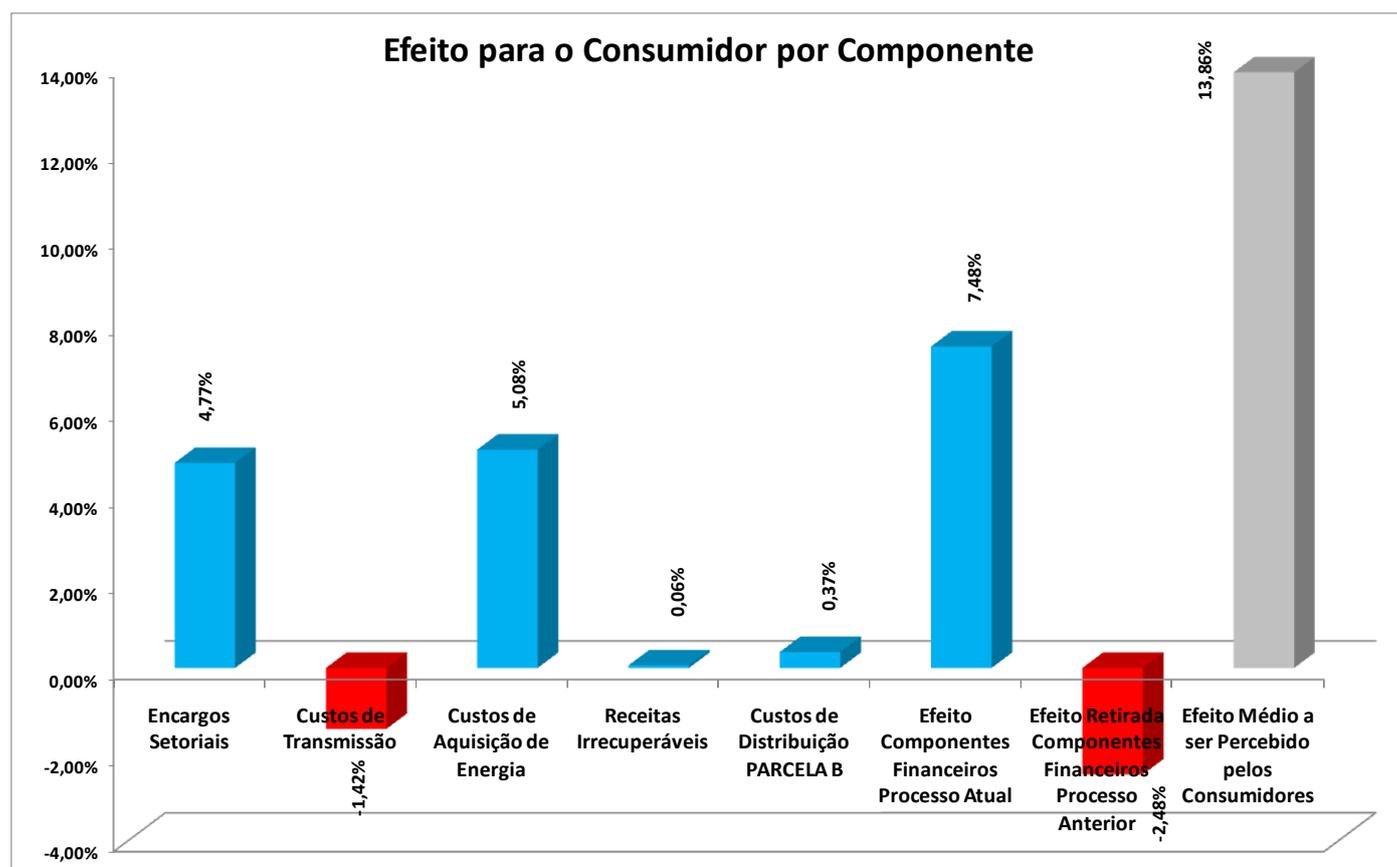
O Reajuste Tarifário Anual – RTA 2018 da CELESC-DIS conduz a um efeito médio nas tarifas a ser percebido pelos consumidores de 13,86%, de 15,05%, em média, para os consumidores conectados na Alta Tensão e de 13,15%, em média, para os consumidores conectados na Baixa Tensão.

2.3 Participações (%) dos Principais Componentes no Reajuste RTA -2018 da CELESC-D

O Efeito Médio do reajuste RTA-2018 da CELESC-D de 13,86% apresenta a seguinte composição:

COMPONENTES	Reajuste %
Encargos Setoriais	4,77%
Custos de Transmissão	-1,42%
Custos de Aquisição de Energia	5,08%
Receitas Irrecuperáveis	0,06%
SUB-TOTAL PARCELA A	8,49%
Custos de Distribuição PARCELA B	0,37%
Efeito dos Componentes Financeiros do Processo Atual - CVA	7,48%
Efeito da Retirada dos Componentes Financeiros Processo Anterior	-2,48%
EFEITO MÉDIO A SER PERCEBIDO PELOS CONSUMIDORES	13,86%

Fonte: Nota Técnica nº190/2018-SGT/ANEEL, de 8 de agosto de 2018



O expressivo aumento nas tarifas foi provocado principalmente pelas variações registradas nos componentes de Custo da **PARCELA A**, gerenciados e controlados pela ANEEL participando com **8,49%** na formação do reajuste conforme Gráfico acima e corresponde à soma dos

componentes tarifários com **Encargos Setoriais, Custos de Transmissão, Custos de Aquisição de Energia e Receitas Irrecuperáveis.**

Verifica-se por outro lado que os custos de distribuição da **PARCELA B**, controlados e administrados pela CELESC-D, no valor de R\$1.506.197.069,00 na RTA-2018, aumentaram apenas 1,86% comparado com o valor de R\$1.478.687.780,00 no ano anterior, representando uma variação bem inferior ao índice de inflação IPCA-IBGE de 4,48% acumulada nos últimos 12 meses.

Os custos de distribuição da CELESC-D participam com apenas **0,37%** na composição do reajuste de 13,86%, sinalizando o bom desempenho administrativo da CELESC-D e esforço direcionado a reduzir os custos da energia elétrica para indústria catarinense e promover o crescimento da produção industrial e novas oportunidades de emprego e trabalho.

2.4 Participações dos Encargos Setoriais no Reajuste RTA -2018 da CELESC-D

Encargos Setoriais	DRP (R\$)	Dispositivo Legal
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	6.969.317,85	Conforme módulo 5.5 do PRORET
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	1.574.687.113,69	ReH 2.358/2017 e Resolução Homologatória nº2.231
Encargos Serv. Sist - ESS e Energ. Reserv. - EER	185.976.217,54	Previsão SGT -MAI/2018
PROINFA	174.222.042,09	ReH 2.365/2017
P&D e Eficiência Energética	70.221.827,19	Res. Normativa nº 316/2008
Total de Encargos Tarifários	2.012.076.518,36	

Fonte: Nota Técnica nº190/2018-SGT/ANEEL, de 8 de agosto de 2018.

O total dos encargos setoriais no valor anual de R\$2.012.076.518,36 computados na RTA-2018 da CELESC-D aumentaram 21,44% em relação ano anterior, resultando numa expressiva participação de 4,77% na composição do efeito médio do reajuste de 13,86% os quais por sua vez, correspondem a 24,83% na composição da receita total. Cabe registrar que os encargos setoriais consomem cerca de ¼ (um quarto) da receita total anual da CELESC-D.

Varição e Participação da CDE USO no Processo de Reajuste Tarifário da CELESC-D (RTA - 2018)

	DRA (R\$)	DRP (R\$)	Var %	Part Reaj %	Part Rec %
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE (USO)	579.505.903	882.344.030	52,26%	4,07%	10,89%
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE (Decr.7945/13)	269.754.161	277.606.948	2,91%	0,11%	3,43%
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE (ACR)	350.415.450	414.736.136	18,36%	0,86%	5,12%
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE TOTAL	1.199.675.514	1.574.687.114	31,26%	5,04%	19,43%

Fonte: Nota Técnica nº 190/2018-SGT/ANEEL, de 8 de agosto de 2018.

Destaca-se, principalmente, o expressivo aumento de 52,26% no orçamento da CDE-USO decorrente da utilização dos valores das cotas anuais da CDE para o ano de 2018 constantes da proposta da Abertura de **Audiência Pública nº37/2018**, contribuindo com **4,07%** na composição do efeito médio total de **13,86%**, no atual reajuste RTA 2018 da CELESC-D.

Conforme apresentado na tabela acima a cota anual da CDE-USO para 2018 é de R\$882.344.030,00 contra R\$579.505.903 do ano anterior variando 52,26%.

A Quota Anual de CDE de Uso, homologada pela REH 2.358, de 19/12/2017 é paga por todos os agentes que atendem consumidores finais cativos e livres no Sistema Interligado Nacional – SIN, mediante encargo tarifário incluído nas tarifas de uso dos sistemas de distribuição e transmissão de energia elétrica. Essa quota é destinada ao custeio dos objetivos da CDE, previstos em seu orçamento anual, definido pelo Poder Executivo, conforme previsto nos §§ 2º e 3º do art. 13 da Lei nº 10.438, de 2002, com redação dada pela Lei nº 12.783, de 2013.

Encontra-se em estudo na ANEEL a **AUDIÊNCIA PÚBLICA nº 037/2018**, publicada no DOU em 08/08/2018, Processo: 48500.004583/2017-90 para obter subsídios para a revisão extraordinária do Orçamento Anual da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE USO de 2018 - Modalidade: Intercâmbio de documentos, com período para envio de contribuições entre 8/8/18 a 28/8/2018. Já foi expedida a Nota Técnica nº184/2018-SGT/ANEEL de 02/08/2018, contendo proposta para reajustar a Quota Anual da CDE USO da CELESC-D 2018 para R\$885.718.918,67, representando um ônus tarifário adicional de R\$3.374.888,00 para a CELESC-D nos encargos da CDE USO 2018.

Comparando o custo do encargo setorial da Quota Anual da CDE USO 2018 estabelecida para a CELESC-D em **R\$885,7 milhões**, com uma distribuidora do Nordeste, com praticamente o mesmo tamanho de mercado, no caso a COELBA distribuidora da Bahia, com uma Quota Anual CDE USO 2018 estabelecida em apenas **R\$189,2 milhões/Ano**, resulta numa expressiva discrepância tarifária regional de 338%, refletindo um ônus adicional de **R\$696,5 milhões/Ano** na CDE USO 2018 da CELESC-D, sem justificativa técnica qualificada.

Encontra-se também em curso na ANEEL a **AUDIÊNCIA PÚBLICA Nº 038/2018** 1ª Fase, na Modalidade de Intercâmbio Documental, Período de Contribuição entre 09/08/2018 a 22/09/2018, tendo por objeto obter subsídios para aprimoramento da proposta de regulamentação da cobertura tarifária de custos com o Encargo de Serviço de Sistema – ESS e com o Encargo de Energia de Reserva – EER. Referidos Encargos Setoriais representam um custo de **R\$185.976.218,00/ano**, no último processo tarifário RTA 2018 da CELESC-D.

Outros componentes tarifários importantes, implicando em custos expressivos para o setor elétrico, são usualmente submetidos a AUDIÊNCIAS E CONSULTAS PÚBLICAS pela ANEEL, via Modalidades: Intercâmbio de documentos ou Reuniões Presenciais com períodos estabelecidos para envio de contribuições, antes de serem homologados, a exemplo do que acontece com decisões tarifárias relacionados aos seguintes componentes:

- Cotas de Encargos do PROINFA;
- Cotas do PROINFA de Energia Adquirida pelas Distribuidoras;
- Cotas Lei nº12. 783/2013;
- Cotas de Angra I e Angra II;
- Cotas de Energia de Itaipu.

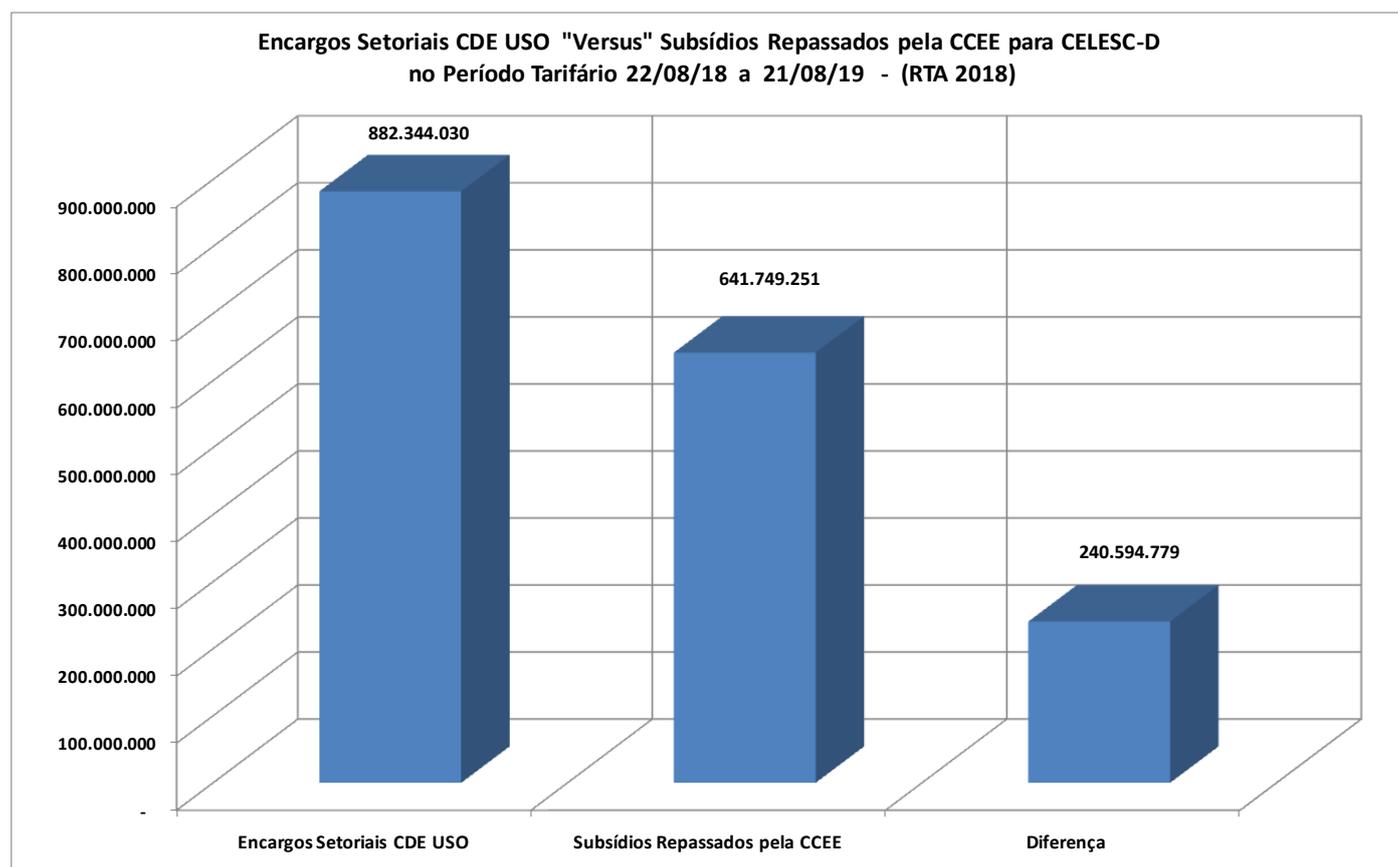
2.5 Evoluções dos Encargos Setoriais CDE USO "Versus" Subsídios Repassados pela CCEE para CELESC-D no período 2013 a 2018

Evolução Encargos Setoriais CDE USO "Versus" Subsídios Repassados pela CCEE para CELESC-D nos Respetivos Períodos Tarifários

	Valores Anuais Estabelecidos no Processos Tarifários (R\$)					
	2013	2014	2015	2016	2017	2018
CUSTO (PAGAMENTOS)						
Encargos Setoriais CDE USO	58.058.581,52	98.114.858,39	1.130.819.015,00	700.737.659,98	579.505.903,00	882.344.030,00
RECEITA (RECEBIMENTOS)						
Subsídios Repassados pela Eletrobrás/CCEE	381.606.742,71	424.882.305,12	145.549.865,40	519.308.731,68	722.332.270,20	641.749.251,24
DIFERENÇA PAGAMENTOS X RECEBIMENTOS	- 323.548.161,19	- 326.767.446,73	985.269.149,60	181.428.928,30	- 142.826.367,20	240.594.778,76

Fonte: Valores Extraídos das respectivas Notas Técnicas dos processos tarifários - Tabela elaborada por DNK Consultoria Ltda.

A Tabela acima indica que Encargos Setoriais da CDE USO em 2018 no valor de R\$882,3 milhões/ano ultrapassam em R\$240,5 milhões /ano os Subsídios Repassados pela CCEE para a CELESC-D no valor de R\$641,7 milhões/ano.



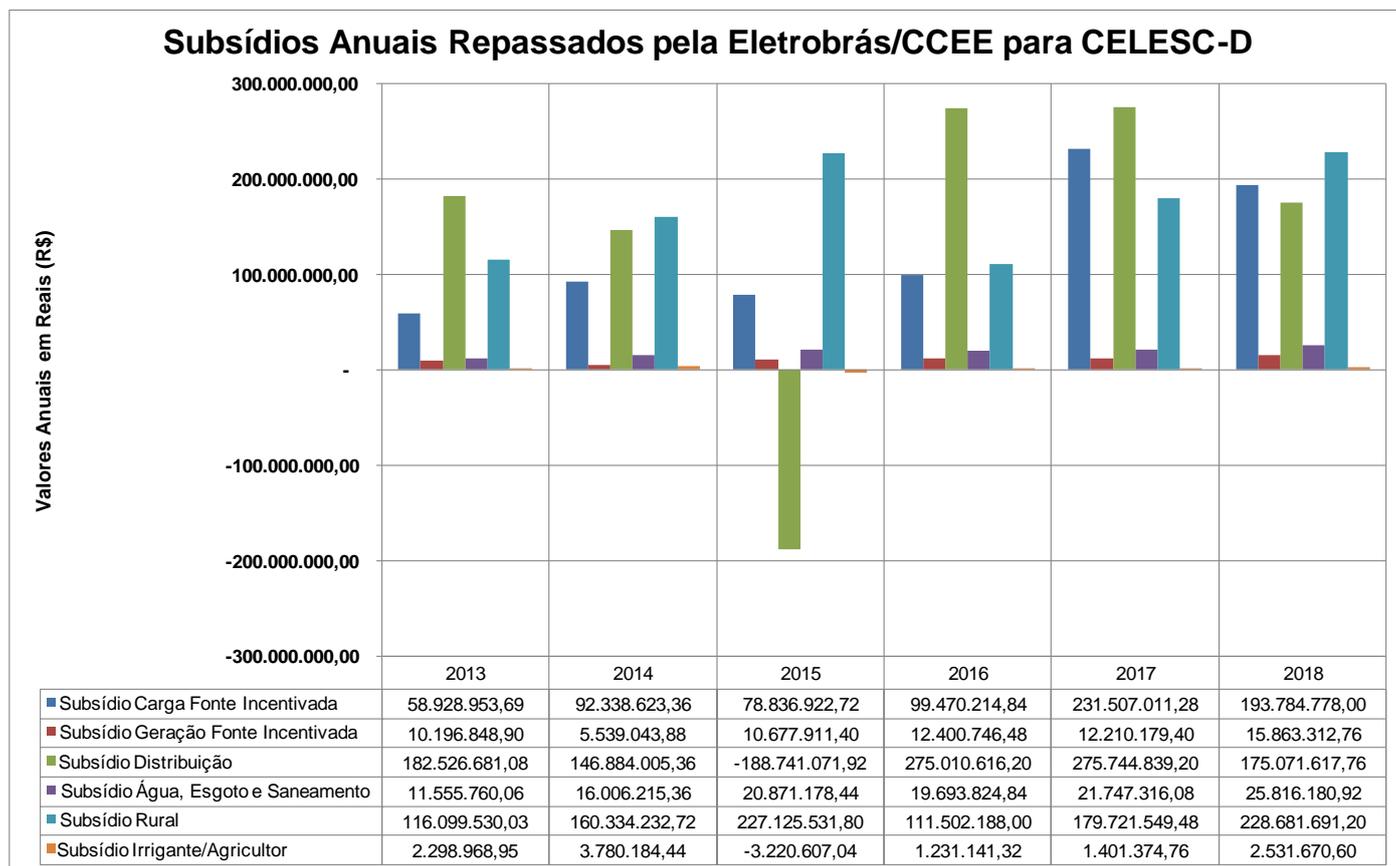
Evolução dos Valores dos Subsídios Repassados pela Eletrobrás / CCCE para CELESC-D no período 2013 à 2018 no Respetivos Períodos Tarifários.

	Valores Anuais Estabelecidos no Processos Tarifários (R\$)					
	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Subsídio Carga Fonte Incentivada	58.928.953,69	92.338.623,36	78.836.922,72	99.470.214,84	231.507.011,28	193.784.778,00
Subsídio Geração Fonte Incentivada	10.196.848,90	5.539.043,88	10.677.911,40	12.400.746,48	12.210.179,40	15.863.312,76
Subsídio Distribuição	182.526.681,08	146.884.005,36	- 188.741.071,92	275.010.616,20	275.744.839,20	175.071.617,76
Subsídio Água, Esgoto e Saneamento	11.555.760,06	16.006.215,36	20.871.178,44	19.693.824,84	21.747.316,08	25.816.180,92
Subsídio Rural	116.099.530,03	160.334.232,72	227.125.531,80	111.502.188,00	179.721.549,48	228.681.691,20
Subsídio Irrigante/Agricultor	2.298.968,95	3.780.184,44	- 3.220.607,04	1.231.141,32	1.401.374,76	2.531.670,60
Total	381.606.742,71	424.882.305,12	145.549.865,40	519.308.731,68	722.332.270,20	641.749.251,24
Variações Anuais		43.275.562,41	- 279.332.439,72	373.758.866,28	203.023.538,52	- 80.583.018,96

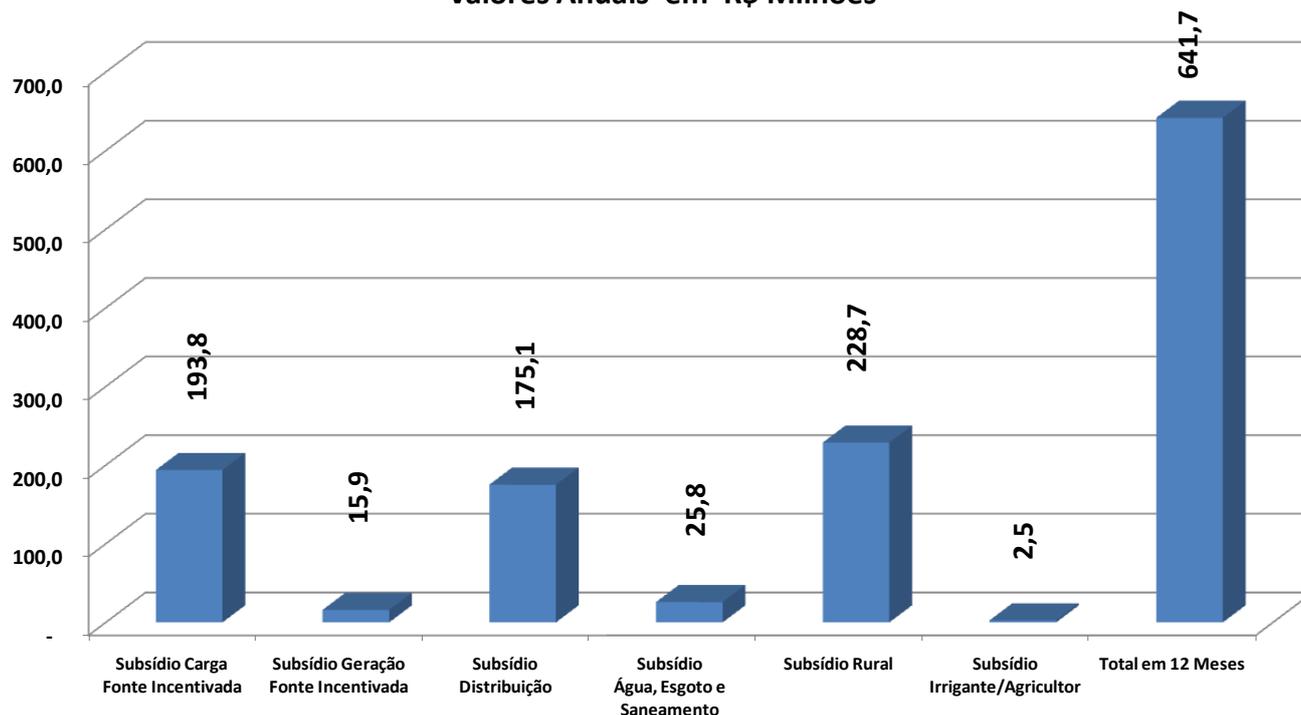
Fonte: Valores Extraídos das respectivas Notas Técnicas dos processos tarifários - Tabela elaborada por DNK Consultoria Ltda.

A Tabela acima indica a Evolução e Composição dos Valores Anuais dos Subsídios Repassados pela Eletrobrás/CCEE para a CELESC-D no período 2013 a 2018.

O valor dos Subsídios a serem repassados pela CCEE para a CELESC-D corresponde a R\$641,7 milhões no período tarifário de 22/08/2018 a 21/08/2019 conforme previsto na RTA 2018, observando-se uma redução de R\$80,6 milhões/ano comparada com os subsídios repassados no período tarifário anterior.



**Subsídios que serão Repassados pela CCEE para CELESC-D
no Período Tarifário 22/08/2018 a 21/08/2019 - CELESC-D RTA 2018
Valores Anuais em R\$ Milhões**



**Valores dos Subsídios que serão repassados pela CCCE para
CELESC-D no período tarifário 22/08/18 a 21/08/19 - RTA 2018**

	Valores Mensais	Valores em 12 meses
Subsídio Carga Fonte Incentivada	16.148.731,50	193.784.778,00
Subsídio Geração Fonte Incentivada	1.321.942,73	15.863.312,76
Subsídio Distribuição	14.589.301,48	175.071.617,76
Subsídio Água, Esgoto e Saneamento	2.151.348,41	25.816.180,92
Subsídio Rural	19.056.807,60	228.681.691,20
Subsídio Irrigante/Agricultor	210.972,55	2.531.670,60
Total	53.479.104,27	641.749.251,24

O Art. 9º da Resolução Homologatória nº 2.436 de 13 de agosto de 2018 da ANEEL estabelece o valor mensal **R\$ 53.479.104,27** a ser repassado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE à Celesc-DIS, no período de competência de agosto de 2018 a julho de 2019, até o 10º dia útil do mês subsequente, referente aos descontos incidentes sobre tarifas aplicáveis aos usuários do serviço público de distribuição de energia elétrica, conforme previsto no art. 13 inciso VII, da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, e em cumprimento ao disposto no art. 3º do Decreto nº 7.891, de 23 de janeiro de 2013.

2.6 Evolução das Cotas Lei nº 12783/2013 da CELESC-D no período 2013 a 2018

Cabe ressaltar que a FIESC a partir de 2013 apresentou em diversas oportunidades questionamentos sobre o tema Cotas Lei 12.783/2013 mediante ofícios endereçados à ANEEL contestando a quantidade reduzida de Cotas Lei nº12 783/2013 recebidas pela CELESC-D na distribuição inicial Cotas em 2013.

As Cotas iniciais distribuídas representavam apenas cerca de **10%** das Cotas a que a CELESC-D tinha direito, impactando fortemente nas tarifas, prejudicando os consumidores de energia elétrica de Santa Catarina em valor calculado de **R\$546,5** milhões/Ano, conforme ofício endereçado ao Diretor Geral da ANEEL pela FIESC em 14/08/2014.

A FIESC em conjunto com a CELESC-D, reivindicou o recebimento de **100%** das **Cotas Lei nº 12.783/2013** pertencentes à CELESC-D, justificando a utilização do **critério tarifário legal de rateio das Cotas proporcional ao mercado de fornecimento**, critério também utilizado pela ANEEL na repartição entre as distribuidoras dos custos com: **Encargos Setoriais; Encargos do PROINFA; Cotas de Angra I e Angra II; Cotas de Itaipu; Cotas da CCC.**

Os reiterados pedidos formulados a ANEEL pela FIESC a partir de 2013 para **Revisão das Cotas Lei nº12. 783/2013** resultaram em sucessivos acréscimos na quantidade de Cotas Anuais recebidas pela CELESC-C a partir de 2014 sendo o mais expressivo de 284,07% em 2015, conforme Tabela abaixo.

O Ofício resposta nº **3/2014-SRE/ANEEL de 08/01/2014** endereçado a FIESC, justifica que as Cotas Iniciais distribuídas seriam revisadas a cada três anos e crescentes para a CELESC-D nos futuros processos tarifários.

A CELESC-D registra os seguintes acréscimos anuais no recebimento das Cotas Lei nº 12.783/2013 nos respectivos processos tarifários:

Cotas Lei nº 12.783/2013 Estabelecidas nos Processos Tarifários Anuais para a Distribuidora CELESC no Período 2013 a 2018

	Cotas Lei 12.783/2013		Custo Unitário	
	MWh	Var %	R\$/MWh	Var %
CELESC-D RTA 2013 (Cotas Iniciais)	274.901	-	32,89	0,00%
CELESC-D RTA 2014	325.780	18,51%	32,89	0,00%
CELESC-D RTE 2015	1.251.238	284,07%	37,27	13,32%
CELESC-D RTA 2016	2.487.199	98,78%	64,14	72,10%
CELESC-D RTA 2017	3.277.917	31,79%	62,69	-2,26%
CELESC-D RTA 2018	3.400.125	3,73%	102,58	63,63%

Fonte: Notas Técnicas ANEEL - Registros coletados por DNK Consultoria Ltda. em Agosto/2018

O montante de **COTAS Lei nº12. 783/2013** recebidas pela CELESC-D no último processo tarifário - RTA 2018 correspondem a **3.400.125MWh**, tendo direito a receber **4.153.970MWh (92.310.459,8MWh x 4,5%)** resultando numa diferença estimada em **753.845MWh** referente às **COTAS** não recebidas, representando **18,1%** e acarretando um impacto tarifário de **1,1%** na tarifa da CELESC-D em 2018.

Na Tabela acima se observa que o custo unitário das Cotas Lei 12.783/2013 sofreu um reajuste de 63,6% no processo tarifário em 2018.

Na RTE 2015 o custo unitário médio resultante do Mix de Energia Comprada pela CELESC naquele ano registra um decréscimo de -1,3% passando de R\$196,23/MWh do ano anterior para 193,60/MWh. Essa redução no custo unitário do Mix de Energia Adquirida decorre do acréscimo de 284,07% na quantidade de Cotas Lei nº12. 783/2013 recebidas pela CELESC-D, aliviando o impacto tarifário resultante da Revisão Tarifária Extraordinária (RTE) nas tarifas ocorrida naquele ano.

2.7 Rateio das Quotas Anuais CDE USO de 2018 entre Subsistemas N/NE e S/SE/CO

Tabela 9 – Rateio das Quotas Anuais CDE USO de 2018

Agente	Subsistema	Nível de Tensão	MERCADO (MWh)	Custo Unitário (R\$/MWh)	Quota Anual	Part. %
			SET/16 A AGO/17	2018	2018	
Distribuidoras	N/NE	AT	9.808.774	8,38	R\$ 82.172.211,50	1%
		MT	22.234.782	9,26	R\$ 205.992.795,89	2%
		BT	48.279.575	9,86	R\$ 475.833.192,69	4%
	S/SE/CO	AT	52.873.436	30,58	R\$ 1.616.741.636,30	13%
		MT	98.133.141	33,82	R\$ 3.318.392.221,49	27%
		BT	162.217.246	35,97	R\$ 5.835.541.865,17	48%
Transmissoras	N/NE	AT	18.550.106	8,38	R\$ 155.402.010,38	1%
		MT	-	9,26	R\$ -	0%
		BT	-	9,86	R\$ -	0%
	S/SE/CO	AT	14.117.834	30,58	R\$ 431.689.177,14	4%
		MT	-	33,82	R\$ -	0%
		BT	-	35,97	R\$ -	0%
Permissionárias	N/NE	AT	-	8,38	R\$ -	0%
		MT	36.504	9,26	R\$ 338.187,85	0%
		BT	81.027	9,86	R\$ 798.582,75	0%
	S/SE/CO	AT	18.132	30,58	R\$ 554.440,85	0%
		MT	1.153.146	33,82	R\$ 38.993.883,74	0%
		BT	1.689.443	35,97	R\$ 60.775.384,01	0%
			429.193.147	28,48	R\$ 12.223.225.589,75	100%

Fonte: Nota Técnica nº377/2017-SGT/SRG/ANEEL, de 14/12/2017

A Tabela 9 acima foi extraída da Nota Técnica nº377/2017-SGT/SRG/ANEEL, de 14/12/2017 e demonstra que Encargos Setoriais referentes às Quotas Anuais da CDE USO de 2018 entre os Subsistemas N/NE e S/SE/CO para Distribuidoras, Transmissoras e Permissionárias não foram rateados e distribuídos de forma justa, equitativa e proporcional aos respectivos mercados em MWh (Set/16 a Ago/17).

O critério de rateio utilizado na Nota Técnica 377/2017-SGT/SRG/ANEEL beneficia as Distribuidoras, Transmissoras, Permissionárias e respectivos consumidores do Subsistema N/NE com um Custo Unitário de R\$8,38/MWh, criando subsídios tarifários para o Subsistema N/NE gerando em contra partida encargos setoriais adicionais a serem pagos pelos consumidores do Subsistema S/SE/CO.

Os custos unitários da CDE USO estabelecidos para o Subsistema N/NE de R\$8,38/MWh representam apenas ¼ (um quarto) dos respectivos Custos Unitários estabelecidos para as Distribuidoras, Transmissoras e Permissionárias do Subsistema S/SE/CO de R\$30,58/MWh.

Os subsídios estabelecidos para o Subsistema N/NE nas Quotas Anuais da CDE USO contrariam princípios tarifários básicos para fixação de **tarifas neutras, justas e equitativas** e consumidores de energia elétrica não podem ser discriminados por Região no País, tratando-se de fornecimentos de energia elétrica num Sistema Elétrico Nacional Interligado.

Os ônus e vantagens decorrentes da operação do Sistema Elétrico Nacional Interligado deverão ser rateados de forma **neutra, justa, equitativa e proporcional** entre todos os consumidores de energia elétrica no País.

A eliminação dos subsídios na CDE USO para o N/NE não depende das distribuidoras concessionárias de energia elétrica por tratar-se de custos com Encargos Setoriais referentes à **PARCELA A**, controlados e gerenciados pelo Governo Federal e ANEEL – Agência Reguladora e Controladora dos Serviços de Energia Elétrica.

Ao deixar a presidência da ANEEL o diretor Romeu Rufino critica o modelo do país em artigo publicado em 13/08/2018, o ex-diretor Romeu Rufino destacou a necessidade de revisão dos encargos setoriais. De acordo com Rufino parte do custo desses encargos que subsidiam atividades de irrigação para produtores rurais, empresas que prestam serviços públicos de saneamento e a tarifa social para consumidores de baixa renda, acabam sendo cobrados diretamente ao consumidor.

“Os encargos setoriais é outro item, subsídios pagos pelo setor de energia elétrica tem que ser reavaliado. Ele tem um peso muito grande e tem quase o mesmo tamanho do custo e prestação de serviço por parte das distribuidoras”, afirmou Rufino.

A comparação apresentada por Rufino aplicada no caso da CELESC-D é bem mais preocupante, tendo em conta que os **encargos setoriais** representam no processo tarifário em 2018 um custo de **R\$2.012.076.518,00** enquanto o custo de prestação de serviço por parte da distribuidora (**PARCELA B**) corresponde a **R\$1.506.197.069,00**, concluindo-se que os encargos setoriais superam os custos de distribuição (**PARCELA B**) em **33,6%**.

2.8 Custos Unitários da CDE USO de 2018

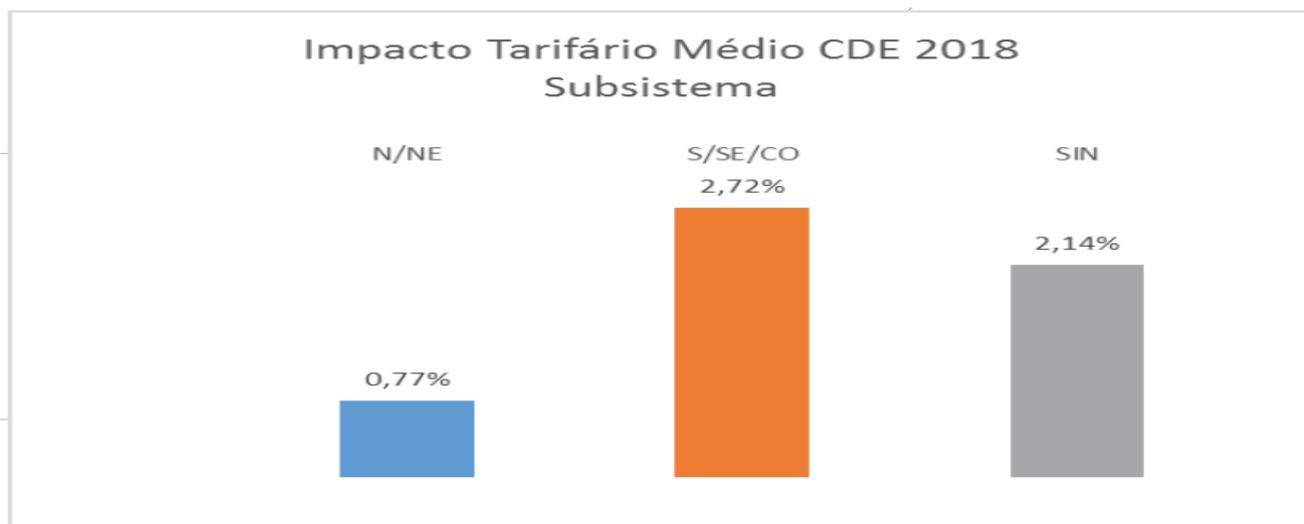
Custos Unitários da CDE USO de 2018

Subsistema	Nível de Tensão	Custo Unitário CDE USO (R\$/MWh
		Ano 2018
N/NE	AT	8,38
	MT	9,26
	BT	9,86
S/SE/CO	AT	30,58
	MT	33,82
	BT	35,97

A Tabela anterior extraída da Nota Técnica nº377/2017 de 14/12/2017 demonstra que os Custos Unitários da CDE USO de 2018, expressos em R\$/MWh estabelecidos para o Subsistema N/NE, corresponde a ¼ (um quarto) dos custos unitários estabelecidos para o Subsistema S/SE/CO.

A CDE é usada para custear diversas políticas públicas do setor elétrico brasileiro, como o subsídio à conta de luz de famílias de baixa renda; programa como Luz para Todos; pagamento de indenizações a empresas e compra de parte do combustível usado pelas termoeletricas.

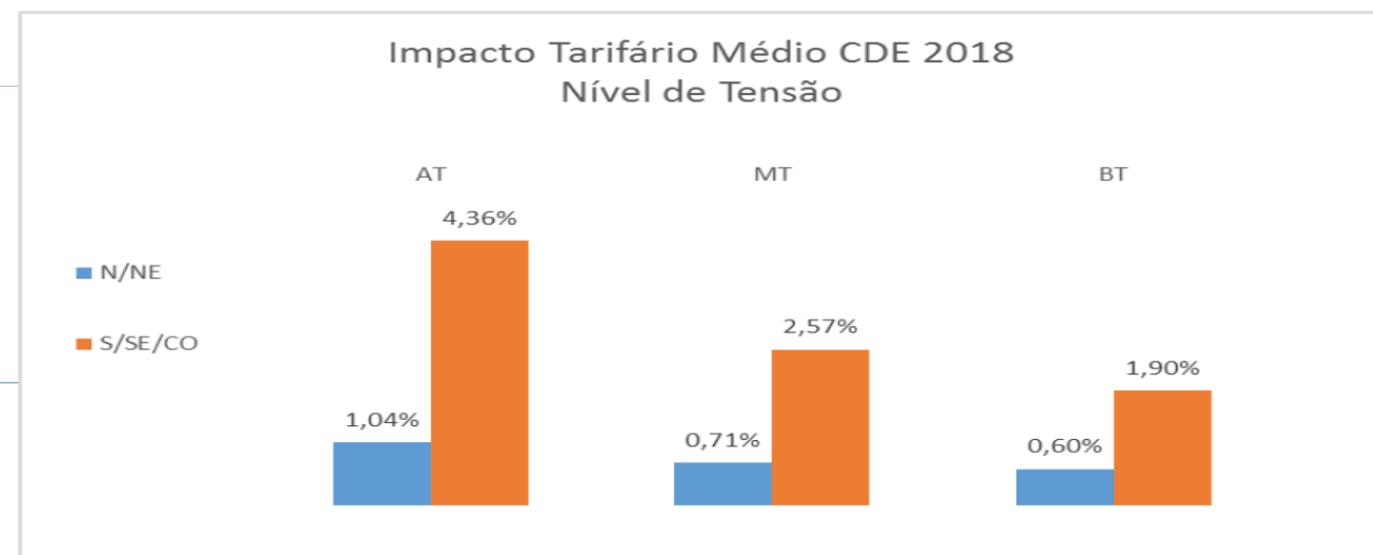
2.9 Impacto tarifário médio da QUOTA CDE USO 2018, das concessionárias de distribuição por região



Fonte: Nota Técnica nº377/2017-SGT/SRG/ANEEL, de 14/12/2017

O gráfico acima indica que o Impacto Tarifário Médio da CDE USO 2018 corresponde a 2,72% no Subsistema S/SE/CO e de apenas 0,77% no Subsistema N/NE.

2.10 Impacto tarifário médio da QUOTA CDE USO 2018, das concessionárias de distribuição por nível de tensão



Fonte: Nota Técnica nº377/2017-SGT/SRG/ANEEL, de 14/12/2017

O gráfico anterior indica que o Impacto Tarifário Médio da CDE USO 2018 corresponde a 4,36% no nível de Alta Tensão do Subsistema S/SE/CO e de apenas 1,04% no Subsistema N/NE.

2.11 Composição do Mix de Aquisição de Energia pela CELESC-D RTA -2018

Tipo de Contrato	CELESC-D Processo Tarifário 2018 - RTA 2018					
	Montante de Energia em MWh			Custo Unitário (R\$/MWh)		
	Anterior	Atual	Var %	Anterior	Atual	Var %
Existente CCEAR-DSP	22.671,00	22.571,00	-0,44%	374,13	381,86	2,07%
Existente CCEAR-QTD	765,00	686,00	-10,33%	333,18	339,26	1,82%
Nova e Alternativa CCEAR-DSP	5.140.270,00	5.087.154,00	-1,03%	277,79	289,13	4,08%
Nova e Alternativa CCEAR-QTD	4.155.758,00	4.211.004,00	1,33%	221,48	229,93	3,82%
Madeira e Belo Monte	2.477.555,00	2.235.338,00	-9,78%	130,70	133,39	2,06%
Bilateral	49.200,00	48.988,00	-0,43%	348,15	350,31	0,62%
Cota Angra I e Angra II	707.666,00	704.615,00	-0,43%	224,21	240,80	7,40%
Cotas Lei nº12.783/2013	3.277.917,00	3.400.125,00	3,73%	62,69	102,58	63,63%
Itaipu	3.724.857,00	3.774.484,00	1,33%	198,02	242,24	22,33%
Proinfa	372.859,00	349.200,00	-6,35%			
Sobra (-) / Exposição (+)	- 1.965.044,00	- 1.857.810,00	-5,46%	194,30	215,35	10,83%
TOTAL	17.964.474,00	17.976.355,00	0,07%	190,26	211,17	10,99%

Fonte: Nota Técnica nº 190/2018 SGT/ANEEL de 8 de agosto de 2018

A Tabela acima extraída da Nota Técnica nº190/2018 compara a variação dos montantes de energia em MWh e dos custos unitários em R\$/MWh com compra de energia em relação ao processo anterior.

O montante de Energia Requerida pela CELESC-D no Processo Atual (RTA 2018) corresponde a 17.976.355 MWh mantendo posição praticamente inalterada em relação Processo Anterior. Entretanto, na composição das quantidades do Mix de Energia Adquirida verifica-se uma redução de 9,78% na energia proveniente do Rio Madeira e Belo Monte e um aumento de 3,73% na quantidade de energia hidroelétrica mais barata proveniente das Cotas Lei nº 12.783/2013.

Os custos de compra de energia elétrica considerados para a CELESC-D, no processo tarifário atual totalizam R\$3.795.980.554,90 resultando num custo unitário médio de R\$211,17 que comparado com o custo unitário anterior que era de R\$190,26/MWh registra aumento de 11,0%. Contribuíram para este acréscimo o aumento do custo unitário da energia de Itaipu provocado pela alta do dólar no período, com uma variação de 22,33% e bem como as novas tarifas para as Cotas Lei nº12. 783/2013 homologadas pela REH 2.421/2018 com uma variação de 63,62%, passando de R\$62,69/MWh para R\$102,58/MWh. O custo unitário da energia proveniente da Cota Angra I e Angra II igualmente foram reajustadas em 7,40%.

As variações registradas no custo unitário de compra de energia levaram a uma variação no efeito médio de 5,08%.

O montante de COTAS Lei 12.783/2013 recebidas pela CELESC-D no atual processo tarifário RTA 2018 correspondem a 3.400.125 MWh de Energia Garantida.

O montante de COTAS Lei 12.783/2013 calculado proporcional aos respectivos mercados de energia fornecida pelas Distribuidoras a CELESC-D teria direito a receber **4.153.970 MWh (92.310.459,8 MWh x 4,5%)** resultando numa diferença estimada de 753.845 MWh referente COTAS Lei 12.783/2013 não recebidas representando **18,1%**, impactando aproximadamente em **1,1%** na tarifa da CELESC-D em 2018.

Tabela 03: Comparação entre os ciclos 2017/2018 e 2018/2019

Cotas (Lei 12.783/2013)	Ciclo 2017/2018 - REH nº 2.265/2017 (04/07/2017)	Ciclo 2018/2019
1 - Usinas	69	69
2 - RAG (R\$)	5.459.341.603,38	7.944.388.333,43
3 - CFURH (R\$)	555.595.752,79	531.513.370,83
4 - RAG + CFURH (R\$)	6.014.937.356,16	8.475.901.704,27
5 - Garantia Física (MWmed)	12.548,15	11.708,58
6 - Garantia Física Considerada (MWh)	104.435.291,88	92.310.459,80
7 - Tarifa (R\$/MWh) sem tributos*	58,65	91,82
8 - Tarifa (R\$/MWh) com tributos*	64,62	101,18

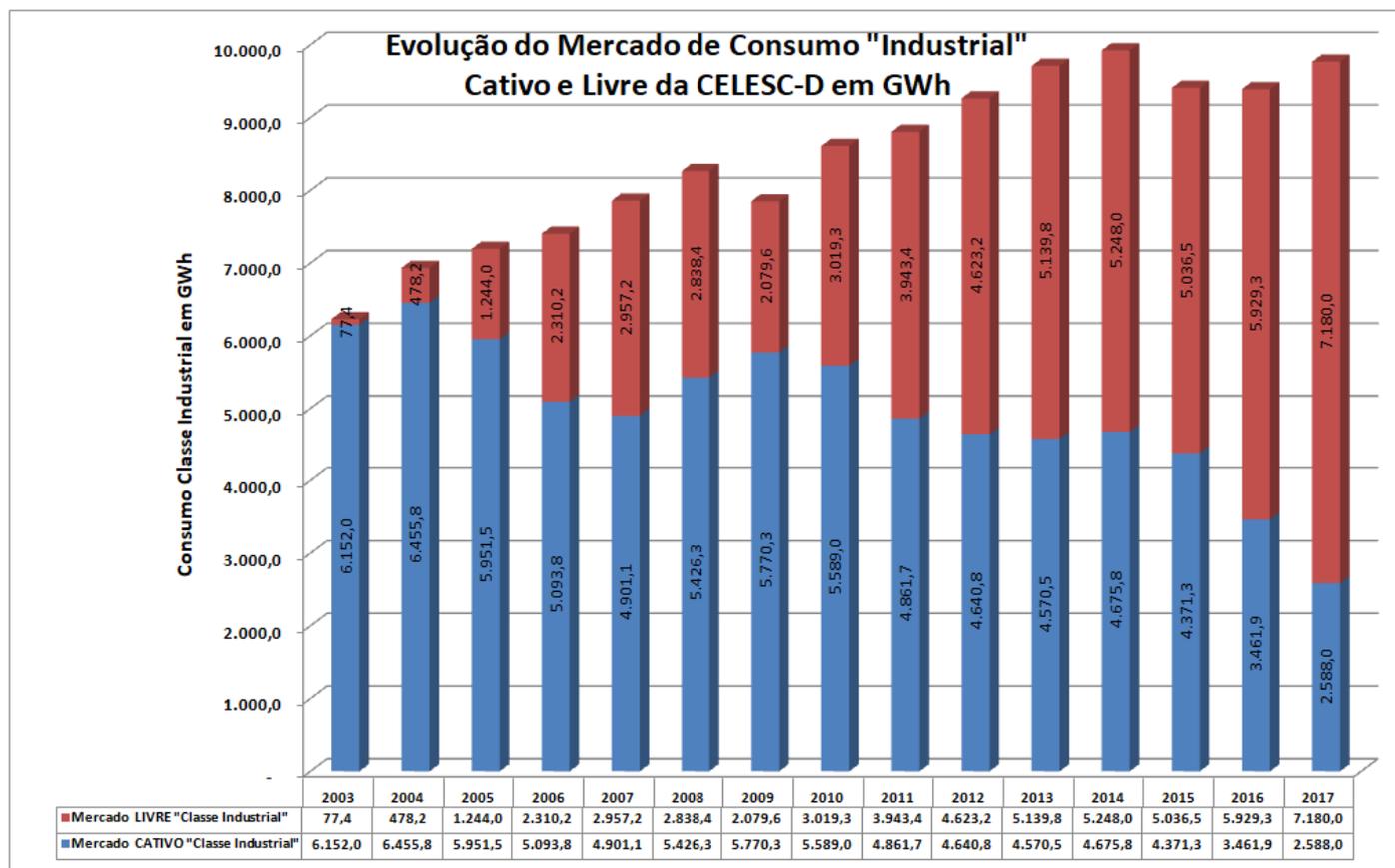
*Tarifa estabelecida pela REH nº 2.265/2017 para o 1º semestre de 2018.

Fonte: Nota Técnica nº 159/2018-SGT/ANEEL, 11/07/2018.

No decorrer do ciclo 2017/2018, os resultados homologados pela REH nº 2.265/2017 foram alterados pela entrada da usina Pery no regime de cotas e pela incorporação parcial dos efeitos do Leilão nº 01/2017.

A Tabela 03 acima mostra que a tarifa com tributos das 69 (sessenta e nove) usinas e referentes às Cotas Lei 12.783/2013 foi reajustada em **56,7%**, passando de **R\$64,62/MWh** para **R\$101,18/MWh** no Ciclo 2018/2019.

2.12 Evolução do Mercado de Consumo Industrial Cativo e Livre da CELESC-D em GWh

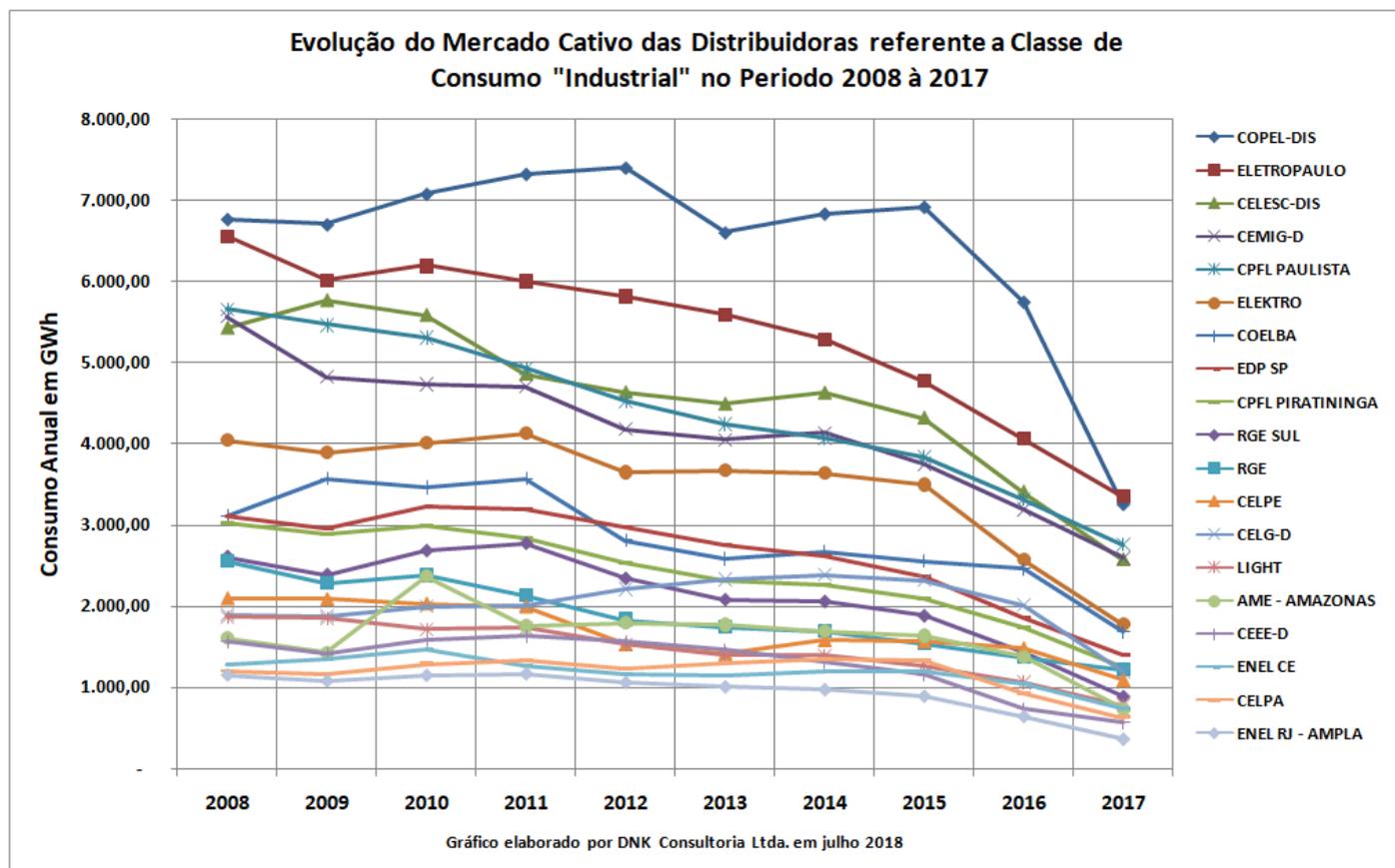


O mercado Cativo Regulado da classe de consumo industrial da CELESC-D registra quedas importantes de 20,8% em 2016 e 25,2% em 2017, referindo-se as migrações de consumidores do Mercado Cativo Regulado para o Mercado Livre de energia elétrica.

Ano	Evolução do Mercado de Consumo da Classe Industrial da CELESC-D								
	CATIVO			LIVRE			TOTAL		
	GWh	Var. %	Var. % Acum	GWh	Var. %	Var. % Acum	GWh	Var. %	Var. % Acum
2003	6.152,0			77,4			6.229,4		
2004	6.455,8	4,9%	4,9%	478,2	517,6%	517,6%	6.934,0	11,3%	11,3%
2005	5.951,5	-7,8%	-3,3%	1.244,0	160,2%	1506,8%	7.195,5	3,8%	15,5%
2006	5.093,8	-14,4%	-17,2%	2.310,2	85,7%	2884,1%	7.404,0	2,9%	18,9%
2007	4.901,1	-3,8%	-20,3%	2.957,2	28,0%	3719,8%	7.858,3	6,1%	26,1%
2008	5.426,3	10,7%	-11,8%	2.838,4	-4,0%	3566,3%	8.264,7	5,2%	32,7%
2009	5.770,3	6,3%	-6,2%	2.079,6	-26,7%	2586,2%	7.849,9	-5,0%	26,0%
2010	5.589,0	-3,1%	-9,2%	3.019,3	45,2%	3800,0%	8.608,3	9,7%	38,2%
2011	4.861,7	-13,0%	-21,0%	3.943,4	30,6%	4993,7%	8.805,1	2,3%	41,3%
2012	4.640,8	-4,5%	-24,6%	4.623,2	17,2%	5871,8%	9.264,0	5,2%	48,7%
2013	4.570,5	-1,5%	-25,7%	5.139,8	11,2%	6539,0%	9.710,2	4,8%	55,9%
2014	4.675,8	2,3%	-24,0%	5.248,0	2,1%	6678,8%	9.923,7	2,2%	59,3%
2015	4.371,3	-6,5%	-28,9%	5.036,5	-4,0%	6405,6%	9.407,8	-5,2%	51,0%
2016	3.461,9	-20,8%	-43,7%	5.929,3	17,7%	7558,9%	9.391,2	-0,2%	50,8%
2017	2.588,0	-25,2%	-57,9%	7.180,0	21,1%	9174,4%	9.768,0	4,0%	56,8%

Tabela elaborada por DNK Consultoria Ltda. em julho/2018.

2.13 Evolução do Mercado Cativo das Distribuidoras para Consumo Industrial em GWh

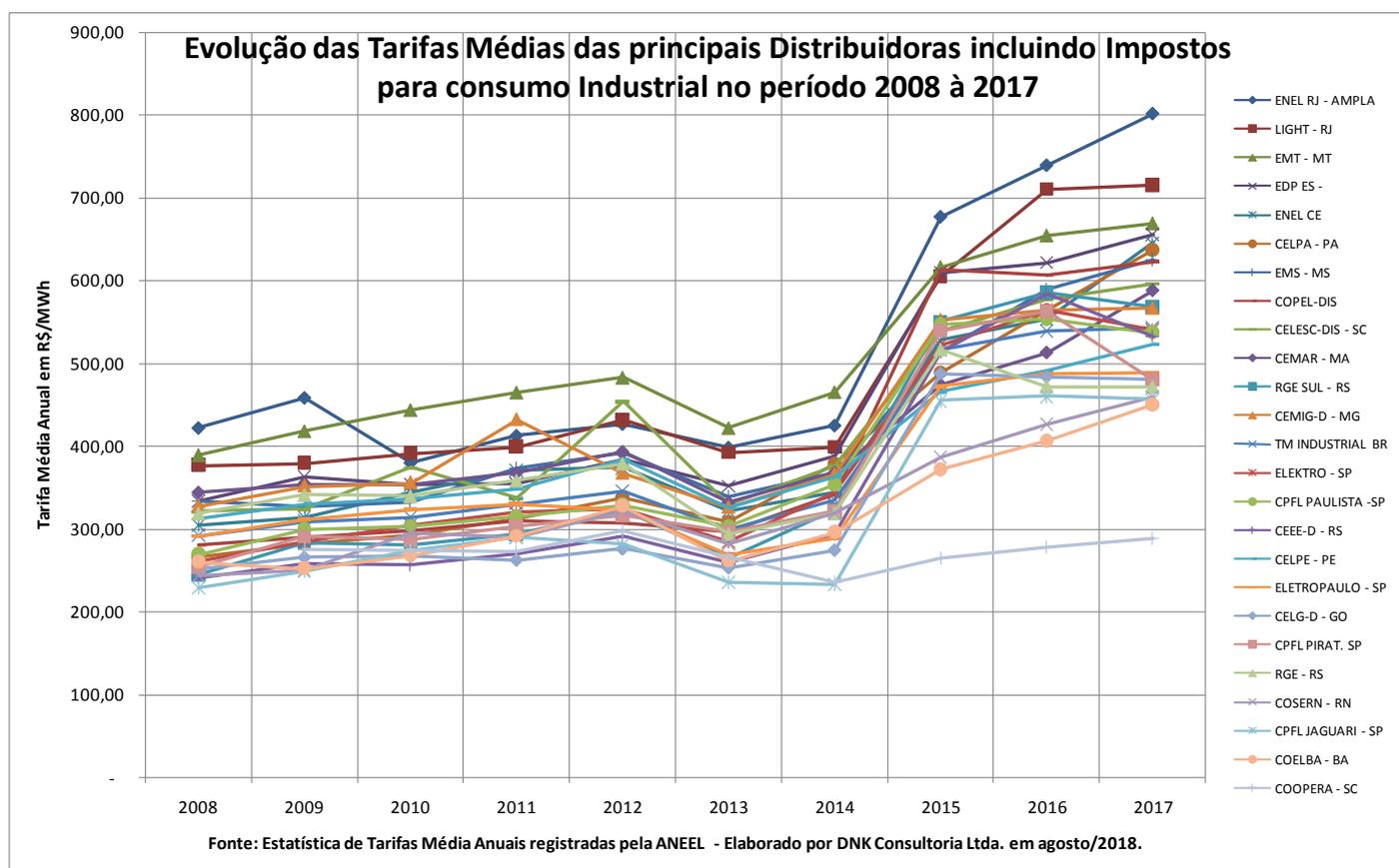


O gráfico acima indica que todas as distribuidoras concessionárias de energia elétrica tiveram importante redução no fornecimento de energia para classe de consumo industrial no período 2008 a 2017, referindo-se as migrações de consumidores do Mercado Cativo Regulado para o Mercado Livre de energia elétrica.

As maiores reduções no mercado cativo das distribuidoras correspondentes as migrações para o mercado livre aconteceram a partir do ano de 2015, coincidindo com o expressivo aumento nas tarifas médias nos fornecimentos para indústria, conforme demonstrado no gráfico seguinte.

A COPEL-D registra uma perda no mercado cativo para indústria de 51,9% no período 2008 a 2017. A ELETROPAULO, CELESC-D e CEMIG registram perdas percentuais de 48,9%, 52,6% e 53,3% respectivamente, no mesmo período.

3. Evolução das Tarifas Médias Anuais das Distribuidoras Nacionais incluindo Impostos no período 2008 a 2017.



O gráfico acima registra que houve uma expressiva alta nas tarifas no triênio 2015/2017.

Tarifa Média Classe Industrial com Impostos das Distribuidoras 2008/2017 (R\$/MWh)

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	Varição % Base TM BR
ENEL RJ - AMPLA	422,74	459,08	380,80	413,43	427,40	399,18	425,65	677,59	739,64	801,93	47,7%
LIGHT - RJ	376,95	379,69	392,08	399,98	432,08	392,31	399,08	605,90	711,32	716,23	31,9%
EMT - MT	389,34	418,27	443,77	464,94	482,90	422,03	465,49	616,35	654,58	669,29	23,2%
EDP ES -	333,61	363,05	353,45	354,92	383,96	351,84	387,52	609,29	622,33	656,37	20,9%
ENEL CE	305,01	314,87	344,31	371,51	374,57	322,11	344,06	528,33	554,03	646,37	19,0%
CELPA - PA	265,90	281,93	291,91	311,93	337,51	309,04	379,10	489,89	564,46	638,12	17,5%
EMS - MS	333,49	327,18	332,57	373,26	391,49	339,74	368,65	514,58	589,28	625,35	15,1%
COPEL-DIS	281,02	289,74	298,78	310,48	307,99	296,99	342,57	612,80	606,98	622,71	14,7%
CELESC-DIS - SC	321,64	323,92	374,55	337,61	454,55	329,75	376,58	539,27	578,36	596,63	9,9%
CEMAR - MA	344,06	353,80	353,17	367,78	393,31	332,13	368,09	474,76	513,49	588,84	8,4%
RGE SUL - RS	245,64	284,64	281,49	294,43	324,24	265,14	324,34	550,74	585,80	568,68	4,7%
CEMIG-D - MG	328,00	352,32	356,24	432,45	367,54	326,55	366,51	552,71	564,28	567,28	4,4%
TM INDUSTRIAL BR	292,25	309,79	314,47	331,17	346,10	300,18	335,31	517,20	538,66	543,12	BASE
ELEKTRO - SP	260,99	285,24	304,74	320,27	324,77	284,50	345,01	522,25	565,02	540,85	-0,4%
CPFL PAULISTA - SP	269,69	300,21	303,95	315,44	329,68	303,57	353,86	548,01	554,19	537,64	-1,0%
CEEE-D - RS	240,69	258,36	257,00	270,10	291,24	258,78	294,21	514,21	584,99	533,49	-1,8%
CELPE - PE	312,80	330,55	336,48	349,17	383,89	325,67	363,46	465,95	491,21	523,22	-3,7%
ELETROPAULO - SP	292,16	312,44	324,44	331,11	324,12	269,69	289,55	473,17	487,39	489,30	-9,9%
CELG-D - GO	251,60	265,98	267,36	262,74	276,28	253,41	274,83	488,29	484,60	481,98	-11,3%
CPFL PIRAT. SP	254,29	290,87	288,05	303,82	316,61	296,92	322,20	539,99	563,20	480,14	-11,6%
RGE - RS	319,26	341,78	340,27	358,89	379,42	294,64	319,72	516,77	472,36	471,97	-13,1%
COSERN - RN	243,54	250,63	295,27	289,61	322,03	282,44	319,17	386,75	426,16	459,88	-15,3%
CPFL JAGUARI - SP	229,10	248,75	273,51	289,94	281,53	236,13	233,01	454,89	460,66	456,40	-16,0%
COELBA - BA	260,47	252,46	268,39	291,94	327,82	262,21	296,43	371,87	406,42	450,35	-17,1%
COOPERA - SC	276,49	275,16	273,83	298,90	266,13	235,43	265,12	278,67	288,91	288,91	-46,8%

Fonte: Estatística de Tarifas Médias Anuais com Impostos para Indústria Registradas pela ANEEL.

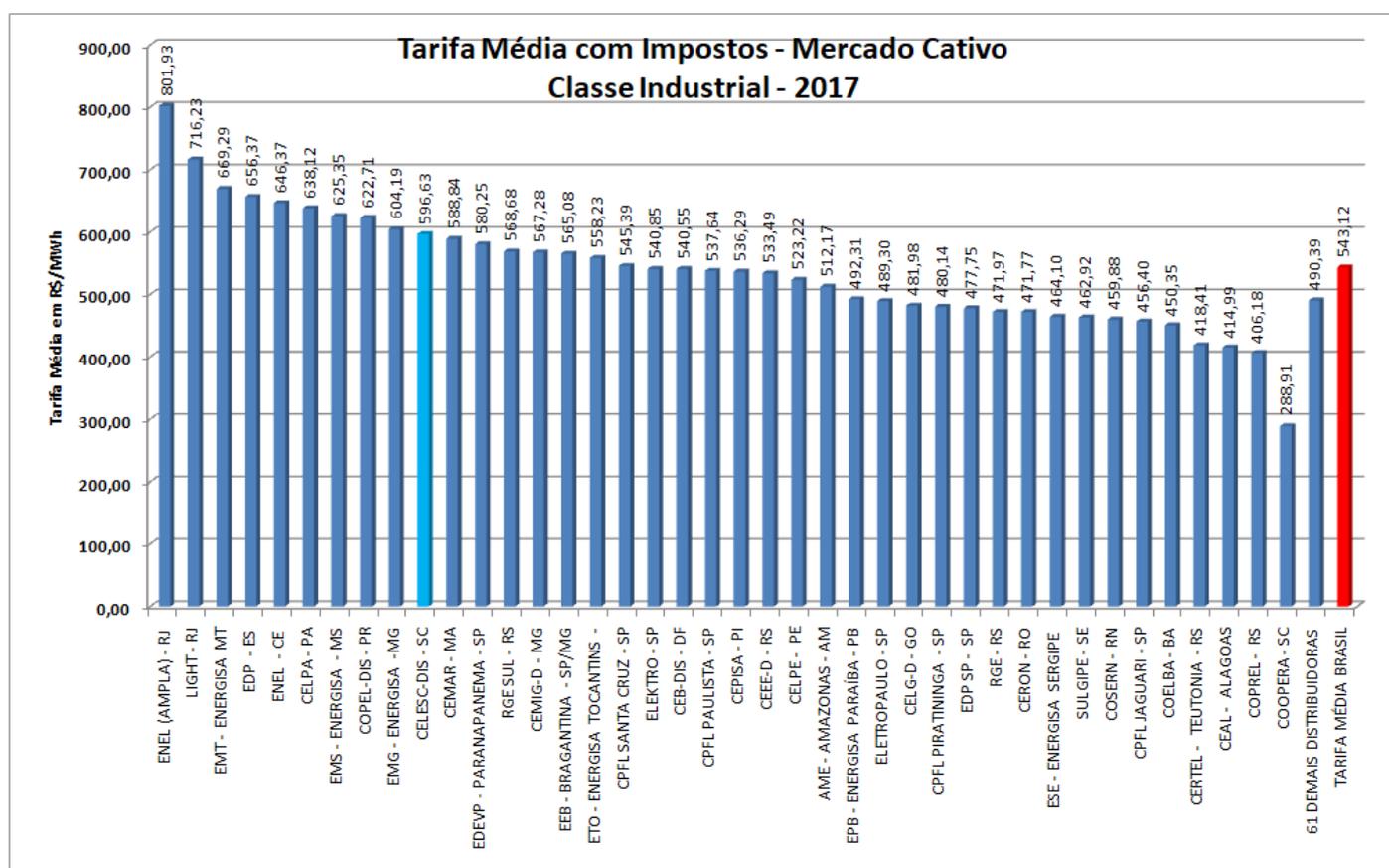
A Tabela acima indica que no ano de 2017 a tarifa média industrial com impostos da ENEL RJ (Ampla) de R\$801,93/MWh é 47,7% superior a tarifa média industrial no País que corresponde a R\$543,12/MWh.

A tarifa média industrial da CELESC-D praticada no ano de 2017 com impostos no valor de R\$596,63/MWh é 9,9% superior a tarifa média industrial no Brasil.

A tarifa média industrial mais barata praticada no ano de 2017 é da COOPERA e corresponde a R\$288,91/MWh sendo 46,8% inferior a tarifa média industrial no País.

4. Comparativo de Tarifas Médias incluídos Impostos da CELESC-D para a Classe Industrial com Outras Distribuidoras Seleccionadas

4.1 Tarifas Médias da Classe Industrial com Impostos registradas pela ANEEL em 2017



A CELESC-D ocupa a 10ª posição no Ranking de tarifas médias dentre as 40 principais distribuidoras seleccionadas no gráfico acima.

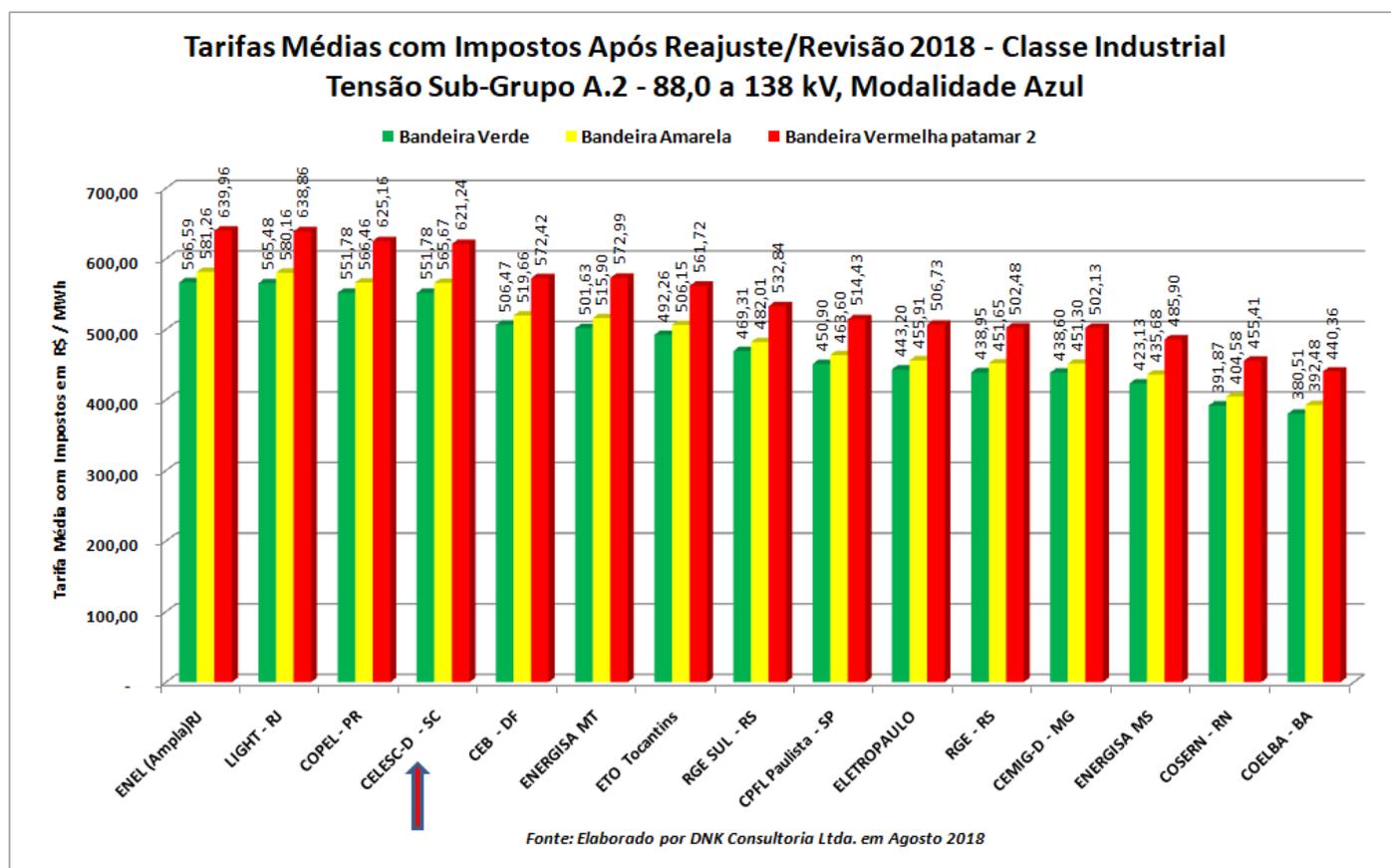
A COOPERA permissionária do Sul de Santa Catarina registra a menor tarifa industrial no País de R\$288,91/MWh sendo 46,8% inferior a TM industrial Brasil.

As sessenta e uma demais distribuidoras concessionárias e permissionárias no País registram uma tarifa média industrial de R\$490,39/MWh.

A energia elétrica industrial mais cara no País é da ENEL – RJ (Ampla) e corresponde a R\$801,93/MWh sendo 47,7% superior a tarifa média industrial Brasil que corresponde a R\$543,12/MWh.

O preço final da energia elétrica industrial da CELESC-D em 2017 com impostos cobrados no ambiente de contratação regulado (ACR) corresponde à R\$596,63/MWh situando-se 9,9% superior a tarifa média Brasil.

4.2 Comparativo de Tarifas Médias com Impostos Após Reajuste/Revisão em 2018 – Classe Industrial Tensão Sub-Grupo A.2 – 88,0 a 138 kV, Modalidade Azul, Bandeiras Verde, Amarela e Vermelha



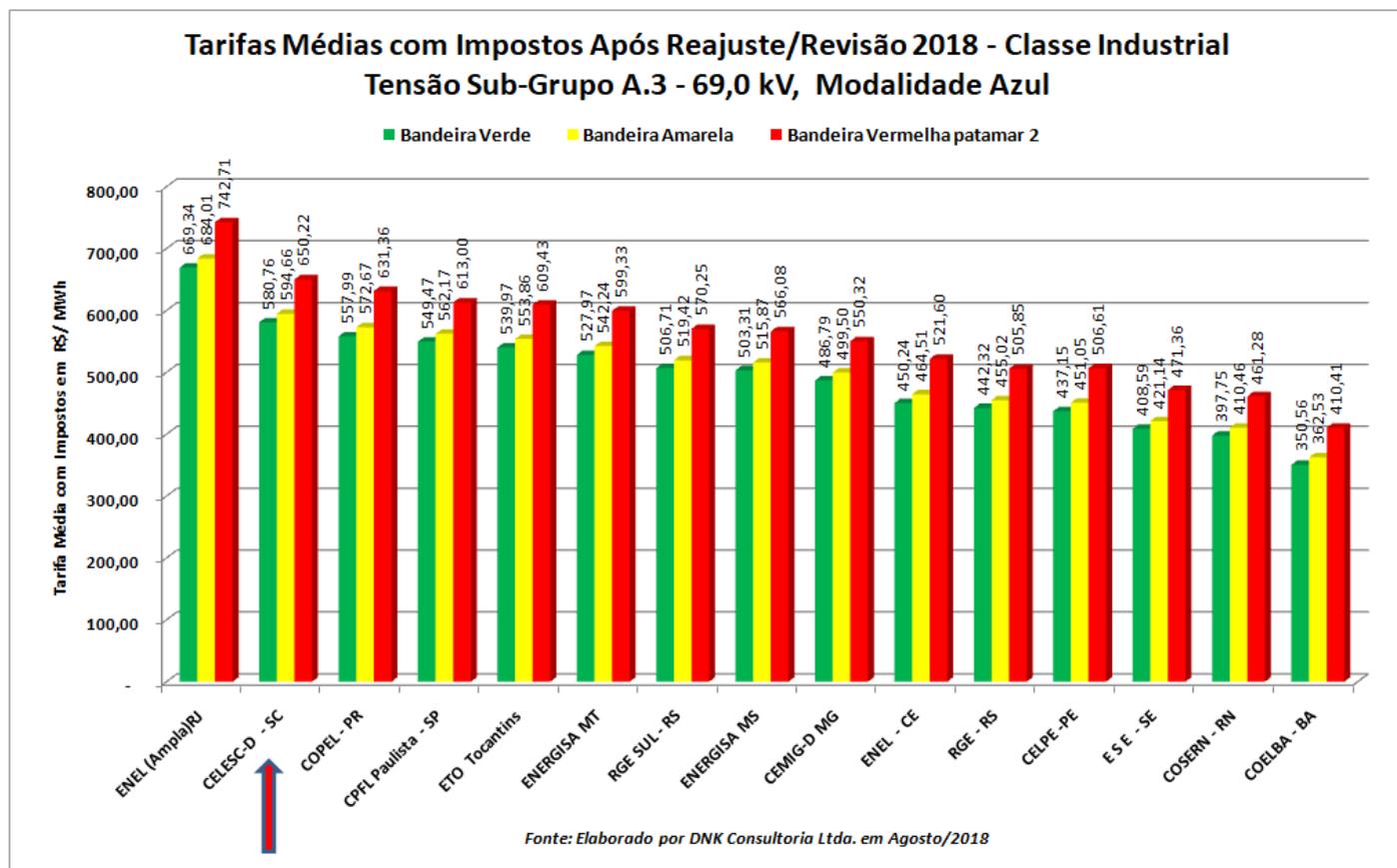
As tarifas médias no gráfico acima foram calculadas a partir de faturas simuladas com tarifas básicas de aplicação extraídas das respectivas resoluções homologatórias da ANEEL após o Reajuste/Revisão Tarifária em 2018.

As distribuidoras ENEL – CE, CELPE – PE e E S E – SE não possuem fornecimentos na Tensão Sub-Grupo A.2 em 88,0 a 138,0 kV, motivo pelo qual não constam no gráfico acima.

A CELESC-D ocupa a 4ª posição no Ranking de tarifas médias dentre as 15 Distribuidoras selecionadas, com uma tarifa média de R\$551,78/MWh com tributos na bandeira tarifária verde.

A menor tarifa média é da COELBA e corresponde a R\$380,51/MWh com bandeira verde, sendo 31,0% inferior a tarifa média da CELESC-D.

4.3 Comparativo de Tarifas Médias com Impostos Após Reajuste/Revisão em 2018 – Classe Industrial Tensão Sub-Grupo A.3 – 69,0 kV Modalidade Azul, Bandeiras Verde, Amarela e Vermelha



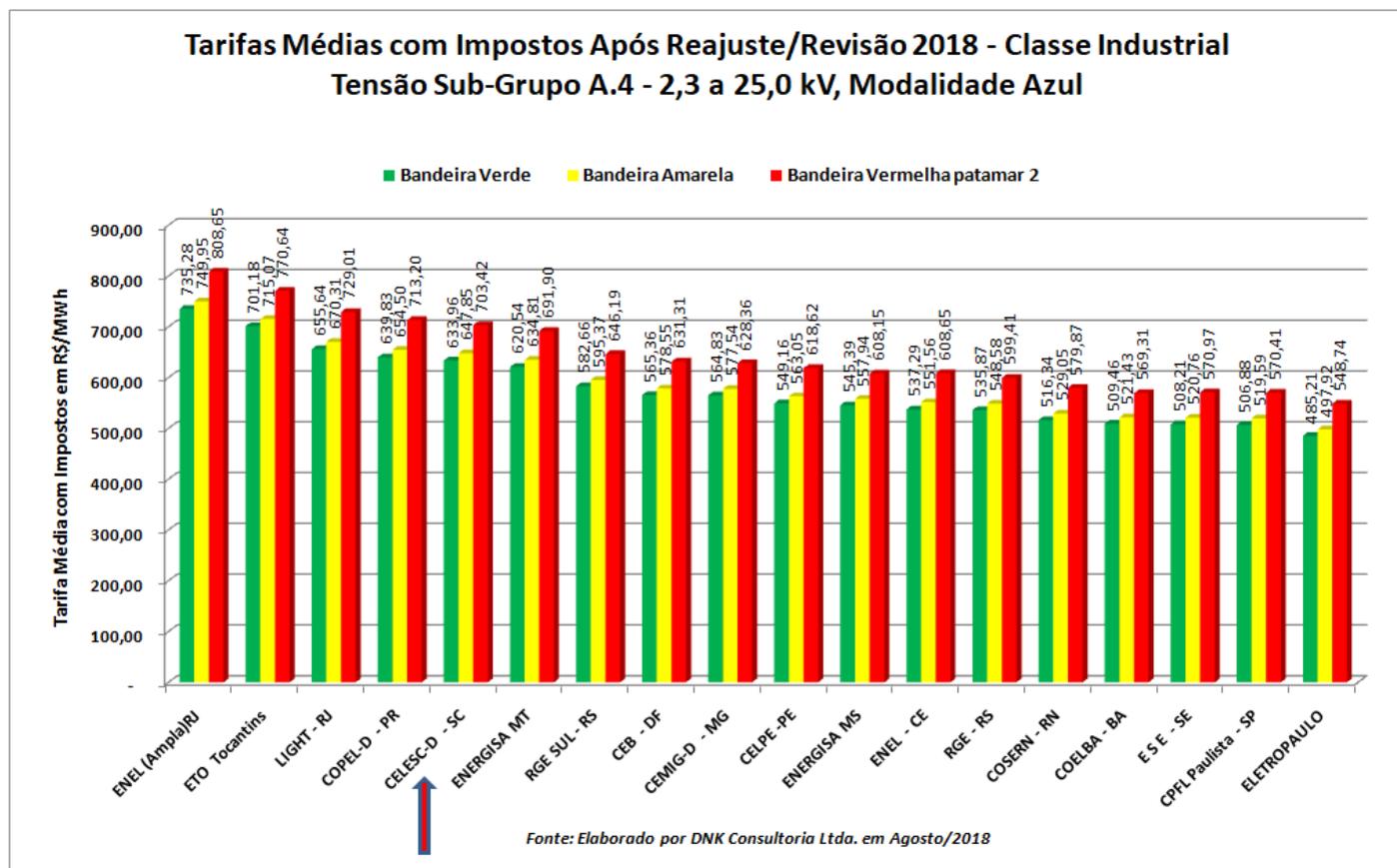
As distribuidoras ELETROPAULO-SP, LIGHT-RJ e CEB-DF não possuem fornecimentos na Tensão Sub-Grupo A.3 em 69,0 kV, razão pela qual não foram incluídas no gráfico acima.

A CELESC-D ocupa a 2ª posição no Ranking de tarifas médias dentre as 15 Distribuidoras selecionadas, com uma tarifa média de R\$580,76/MWh com tributos na bandeira tarifária verde.

A menor tarifa média é da COELBA de R\$350,56/MWh com bandeira verde, sendo 39,6% inferior a tarifa média da CELESC-D.

A tarifa média mais cara é da ENEL (Ampla) do Rio de Janeiro com uma tarifa de R\$669,34/MWh bandeira verde, sendo 15,3% superior a tarifa média da CELESC-D.

4.4 Comparativo de Tarifas Médias com Impostos Após Reajuste/Revisão em 2018 – Classe Industrial Tensão Sub-Grupo A.4 – 2,3 a 25,0 kV, Modalidade Azul, Bandeiras Verde, Amarela e Vermelha

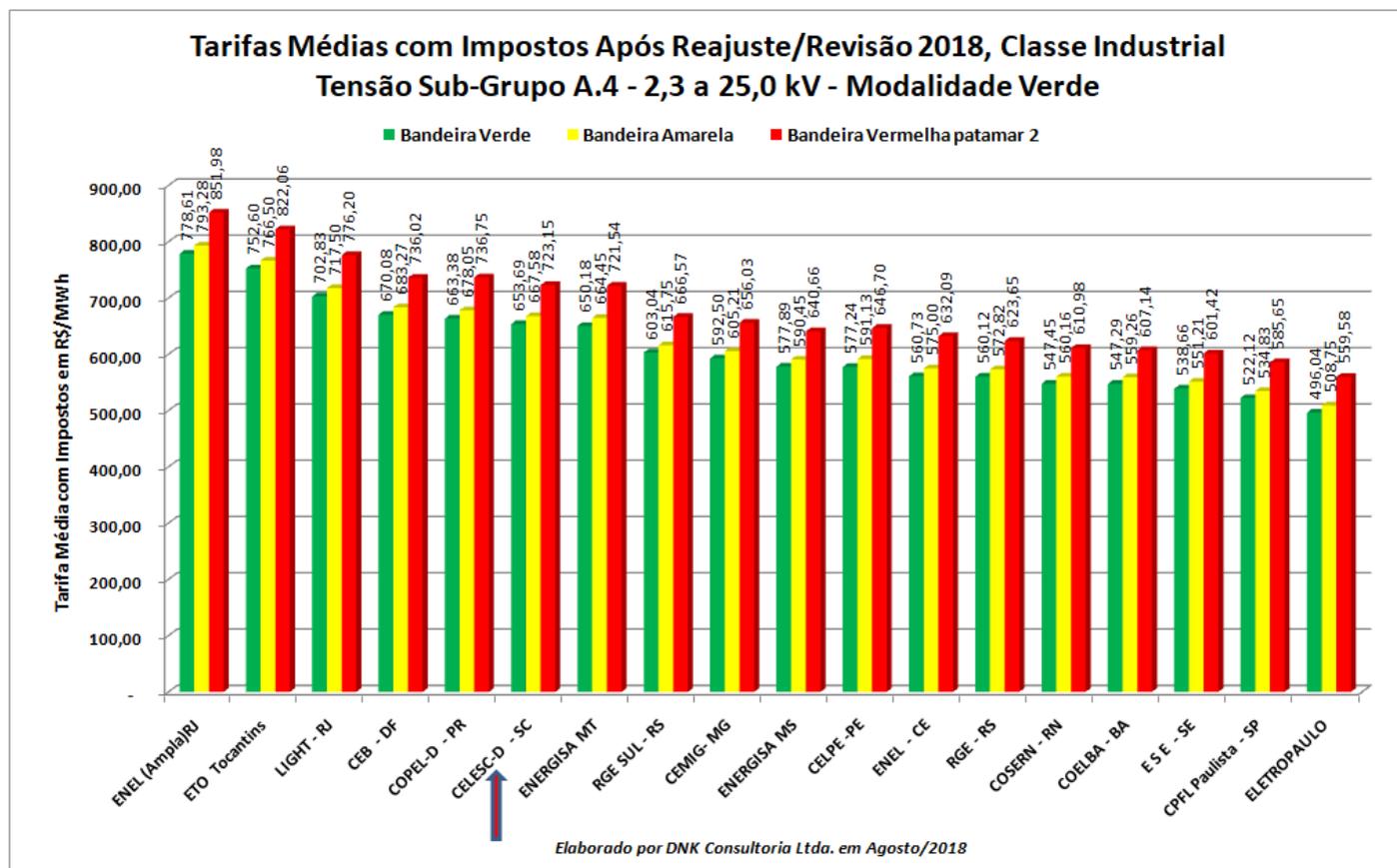


No gráfico acima a CELESC-D ocupa a 5ª posição no Ranking de tarifas médias dentre as dezoito Distribuidoras selecionadas, com uma tarifa média de R\$633,96/MWh com tributos na bandeira tarifária verde.

A menor tarifa média é da ELETROPAULO e corresponde a R\$485,21/MWh com bandeira verde, sendo 23,5% inferior a tarifa média da CELESC-D.

A tarifa média mais cara é da ENEL (Ampla) do Rio de Janeiro com uma tarifa de R\$735,28/MWh bandeira verde, sendo 16,0% superior a tarifa média da CELESC-D.

4.5 Comparativo de Tarifas Médias com Impostos Após Reajuste/Revisão em 2018 – Classe Industrial Tensão Sub-Grupo A.4 – 2,3 a 25,0 kV, Modalidade Verde, Bandeiras Verde, Amarela e Vermelha

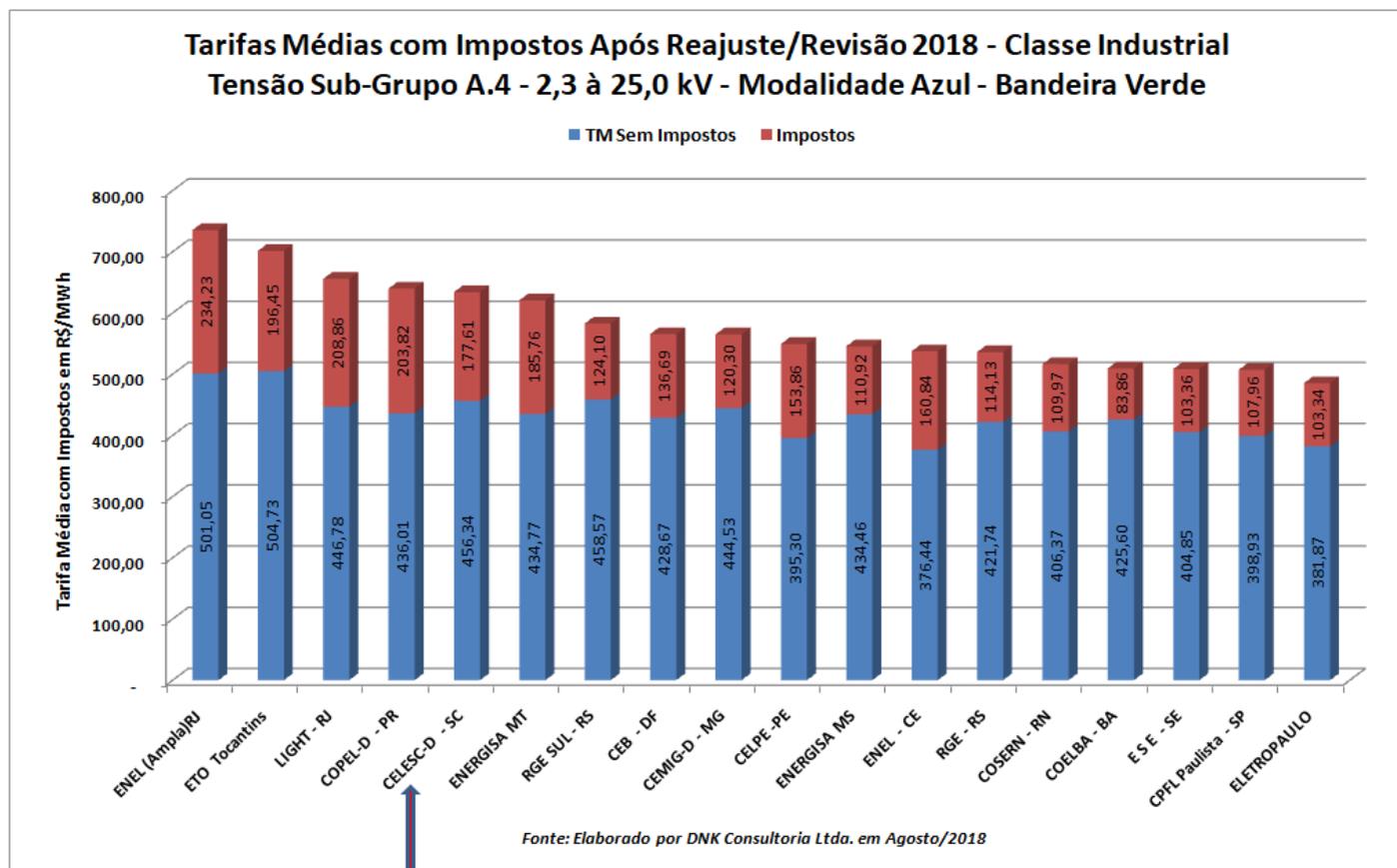


No gráfico acima a CELESC-D ocupa a 6ª posição no Ranking de tarifas médias dentre as dezoito Distribuidoras selecionadas, com uma tarifa média de R\$653,69/MWh com tributos na bandeira tarifária verde.

A menor tarifa média é da ELETROPAULO de R\$496,04/MWh com bandeira verde, sendo 24,1% inferior a tarifa média da CELESC-D.

A tarifa média mais cara é da ENEL (Ampla) do Rio de Janeiro com uma tarifa de R\$778,61/MWh bandeira verde, sendo 19,1% superior a tarifa média da CELESC-D.

4.6 Participação dos Impostos nas Tarifas Médias das Distribuidoras Após Reajuste/Revisão em 2018 - Classe Industrial Tensão Sub-Grupo A.4 - 2,3 a 25,0 kV, Modalidade Azul, Bandeira Verde



O gráfico acima ilustra a participação dos impostos referentes ICMS PIS e COFINS na composição do preço final da energia elétrica para indústria das 18 distribuidoras selecionadas.

	Impostos - Taxas Nominais em %		
	ICMS	PIS	COFINS
ENEL (Ampla)RJ	29,00%	0,7354%	3,4554%
LIGHT - RJ	29,00%	0,7354%	3,4554%
COPEL	29,00%	0,7354%	3,4554%
ENERGISA MT	27,00%	0,7354%	3,4554%
ENEL - CE	27,00%	0,7354%	3,4554%
ETO Tocantins	25,00%	0,7354%	3,4554%
CELESC	25,00%	0,7354%	3,4554%
CELPE -PE	25,00%	0,7354%	3,4554%
CEB - DF	21,00%	0,7354%	3,4554%
RGE SUL	18,00%	0,7354%	3,4554%
CEMIG	18,00%	0,7354%	3,4554%
RGE - RS	18,00%	0,7354%	3,4554%
COSERN - RN	18,00%	0,7354%	3,4554%
CPFL Paulista	18,00%	0,7354%	3,4554%
ELETROPAULO	18,00%	0,7354%	3,4554%
ENERGISA MS	17,00%	0,7354%	3,4554%
E S E - SE	17,00%	0,7354%	3,4554%
COELBA	12,96%	0,7354%	3,4554%

	Variações Percentuais		
	TM s/Impostos	TM c/Impostos	Var %
LIGHT - RJ	446,78	655,64	46,7476%
COPEL	436,01	639,83	46,7476%
ENEL (Ampla)RJ	501,05	735,28	46,7476%
ENEL - CE	376,44	537,29	42,7271%
ENERGISA MT	434,77	620,54	42,7271%
ETO Tocantins	504,73	701,18	38,9210%
CELESC	456,34	633,96	38,9210%
CELPE -PE	395,30	549,16	38,9210%
CEB - DF	428,67	565,36	31,8871%
ELETROPAULO	381,87	485,21	27,0619%
CEMIG	444,53	564,83	27,0619%
COSERN - RN	406,37	516,34	27,0619%
RGE SUL	458,57	582,66	27,0619%
CPFL Paulista	398,93	506,88	27,0619%
RGE - RS	421,74	535,87	27,0619%
ENERGISA MS	434,46	545,39	25,5311%
E S E - SE	404,85	508,21	25,5311%
COELBA	425,60	509,46	19,7045%
Média Simples	430,94	577,39	33,7492%

As Tabelas acima indicam as Alíquotas Nominais dos impostos referentes ICMS PIS e COFINS das 18 distribuidoras e as variações percentuais entre as tarifas médias sem impostos e tarifas médias com impostos.

4.7 Variações Percentuais nas Tarifas Médias incluídos Impostos para Indústria no período 2008 a 2017 “Versus” Variações no Índice IPCA-IBGE

Variações nas Tarifas Médias com Impostos das Distribuidoras para consumo Industrial - (R\$/MWh)

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	% Acum 2016/2008	% Acum 2017/2008
CELPA - PA	265,90	281,93	291,91	311,93	337,51	309,04	379,10	489,89	564,46	638,12	112,3%	140,0%
RGE SUL - RS	245,64	284,64	281,49	294,43	324,24	265,14	324,34	550,74	585,80	568,68	138,5%	131,5%
CEEE-D - RS	240,69	258,36	257,00	270,10	291,24	258,78	294,21	514,21	584,99	533,49	143,0%	121,7%
COPEL-DIS	281,02	289,74	298,78	310,48	307,99	296,99	342,57	612,80	606,98	622,71	116,0%	121,6%
ENEL CE	305,01	314,87	344,31	371,51	374,57	322,11	344,06	528,33	554,03	646,37	81,6%	111,9%
ELEKTRO - SP	260,99	285,24	304,74	320,27	324,77	284,50	345,01	522,25	565,02	540,85	116,5%	107,2%
CPFL PAULISTA - SP	269,69	300,21	303,95	315,44	329,68	303,57	353,86	548,01	554,19	537,64	105,5%	99,4%
CPFL JAGUARI - SP	229,10	248,75	273,51	289,94	281,53	236,13	233,01	454,89	460,66	456,40	101,1%	99,2%
EDP ES -	333,61	363,05	353,45	354,92	383,96	351,84	387,52	609,29	622,33	656,37	86,5%	96,7%
CELG-D - GO	251,60	265,98	267,36	262,74	276,28	253,41	274,83	488,29	484,60	481,98	92,6%	91,6%
LIGHT - RJ	376,95	379,69	392,08	399,98	432,08	392,31	399,08	605,90	711,32	716,23	88,7%	90,0%
ENEL RJ - AMPLA	422,74	459,08	380,80	413,43	427,40	399,18	425,65	677,59	739,64	801,93	75,0%	89,7%
COSERN - RN	243,54	250,63	295,27	289,61	322,03	282,44	319,17	386,75	426,16	459,88	75,0%	88,8%
CPFL PIRAT. SP	254,29	290,87	288,05	303,82	316,61	296,92	322,20	539,99	563,20	480,14	121,5%	88,8%
EMS - MS	333,49	327,18	332,57	373,26	391,49	339,74	368,65	514,58	589,28	625,35	76,7%	87,5%
TM INDUSTRIAL BR	292,25	309,79	314,47	331,17	346,10	300,18	335,31	517,20	538,66	543,12	84,3%	85,8%
CELESC-DIS - SC	321,64	323,92	374,55	337,61	454,55	329,75	376,58	539,27	578,36	596,63	79,8%	85,5%
CEMIG-D - MG	328,00	352,32	356,24	432,45	367,54	326,55	366,51	552,71	564,28	567,28	72,0%	73,0%
COELBA - BA	260,47	252,46	268,39	291,94	327,82	262,21	296,43	371,87	406,42	450,35	56,0%	72,9%
EMT - MT	389,34	418,27	443,77	464,94	482,90	422,03	465,49	616,35	654,58	669,29	68,1%	71,9%
CEMAR - MA	344,06	353,80	353,17	367,78	393,31	332,13	368,09	474,76	513,49	588,84	49,2%	71,1%
ELETRIPAULO - SP	292,16	312,44	324,44	331,11	324,12	269,69	289,55	473,17	487,39	489,30	66,8%	67,5%
CELPE - PE	312,80	330,55	336,48	349,17	383,89	325,67	363,46	465,95	491,21	523,22	57,0%	67,3%
RGE - RS	319,26	341,78	340,27	358,89	379,42	294,64	319,72	516,77	472,36	471,97	48,0%	47,8%
COOPERA - SC	276,49	275,16	273,83	298,90	266,13	235,43	265,12	278,67	288,91	288,91	0,8%	4,5%
IPCA-IBGE(*)	2.826,92	2.965,09	3.114,50	3.321,20	3.500,66	3.717,85	3.953,15	4.310,12	4.686,79	4.848,31	65,8%	71,5%

Fonte: Estatísticas de Tarifas Médias Anuais com Impostos para Indústria Registradas pela ANEEL.

(*) Índice IPCA-IBGE média anual

A tabela acima mostra a evolução das tarifas médias anuais com impostos cobradas pelas principais distribuidoras de energia elétrica no Brasil no período 2008 a 2017.

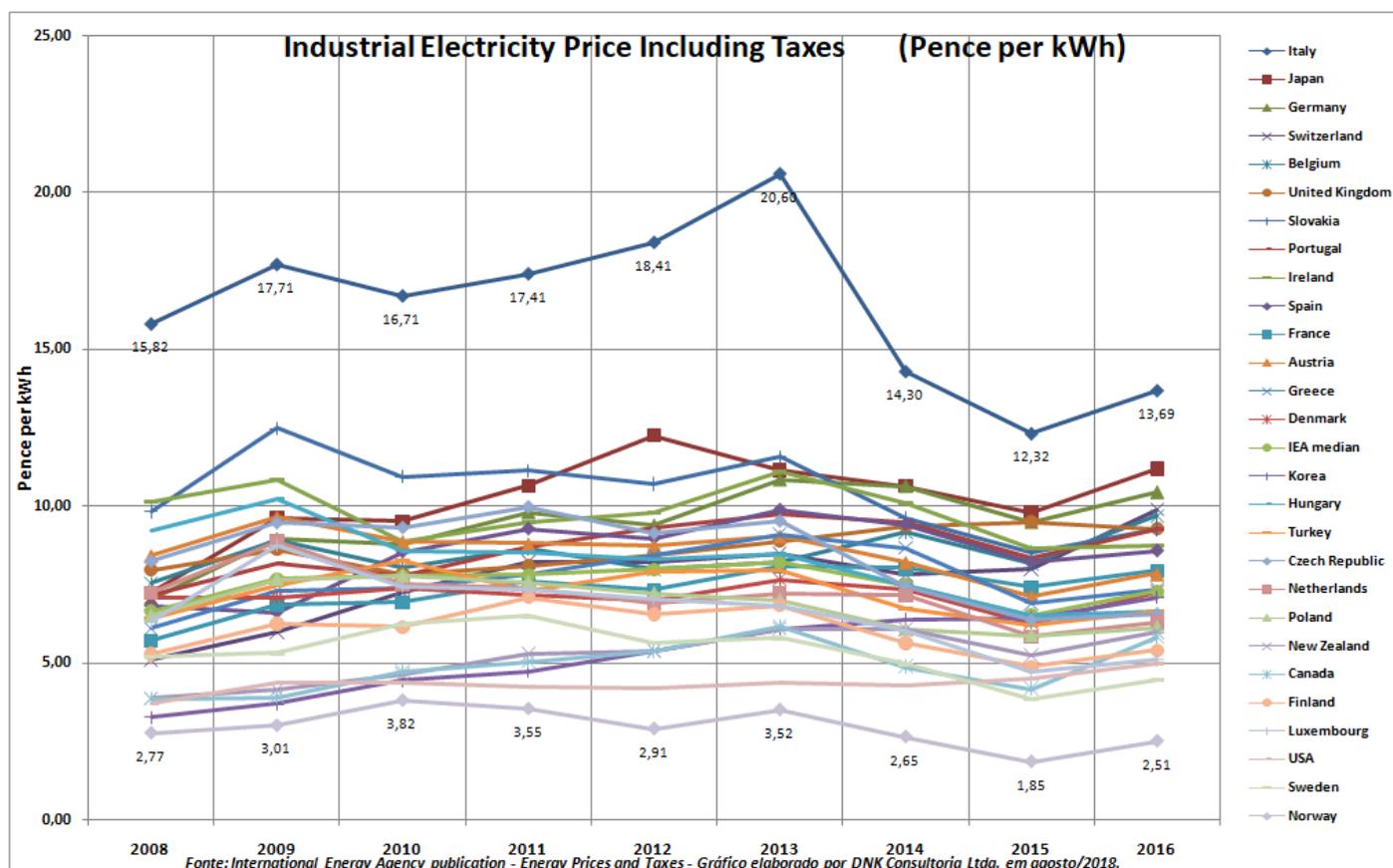
A tarifa média industrial do Brasil registra uma variação de 85,8% situando-se em patamar acima da inflação registrada pelo índice IPCA-IBGE que foi de 71,5%.

A tarifa industrial média da CELESC-D acumula uma variação de 85,5% no período 2008 a 2017 situando em patamar ligeiramente inferior a TM industrial BR.

As Concessionárias RGE-Sul e CEEE do Rio Grande do Sul acumulam variações tarifárias respectivamente, de 131,5% e 121,7% no período 2008 a 2017.

A Concessionária COPEL do Paraná acumula uma variação de 121,6% no período enquanto a RGE Concessionária do Rio Grande do Sul acumula uma variação de 47,8% situando-se em patamar bem inferior a inflação de 71,5% registrada em igual período.

5. Evolução das Tarifas Industriais Internacionais com Impostos no período 2008 a 2016.



Industrial electricity prices in the IEA

Including Taxes (2)

Pence per kWh⁽¹⁾

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	% Acum 2016/2008
Italy	15,82	17,71	16,71	17,41	18,41	20,60	14,30	12,32	13,69	+	-13,4%
Japan	7,24	9,64	9,52	10,65	12,26	11,15	10,65	9,81	11,19	+	54,6%
Germany	7,04	8,95	8,79	9,80	9,38	10,84	10,63	9,49	10,44	11,10	48,3%
Switzerland	5,12	6,00	7,27	8,23	8,22	8,48	7,81	8,01	9,89	9,61	93,4%
Belgium	7,56	8,90	8,06	8,64	7,99	8,21	9,18	8,18	9,69	+	28,1%
United Kingdom	7,97	8,61	7,84	8,08	8,47	8,89	9,38	9,50	9,28	9,78	16,4%
Slovakia	9,84	12,49	10,95	11,13	10,71	11,58	9,63	8,54	9,27	10,01	-5,8%
Portugal	7,16	8,17	7,79	8,67	9,30	9,74	9,46	8,33	9,25	+	29,1%
Ireland	10,14	10,84	8,88	9,50	9,79	11,10	10,10	8,66	8,77	9,74	-13,6%
Spain	6,83	6,62	8,54	9,27	+	+	9,41	8,23	8,57	+	25,5%
France	5,72	6,84	6,92	7,58	7,33	8,07	8,01	7,43	7,95	+	39,0%
Austria	8,41	9,64	8,86	8,79	8,71	9,04	8,20	7,11	7,83	8,00	-6,9%
Greece	6,13	7,31	7,37	7,83	8,44	9,09	8,66	6,89	7,34	-	19,8%
Denmark	7,09	7,10	7,41	7,18	7,01	7,66	7,35	6,27	7,28	+/-	2,7%
IEA median	6,67	7,68	7,79	7,83	7,99	8,21	7,48	6,52	7,28	7,62	9,2%
Korea	3,28	3,71	4,45	4,75	5,40	6,10	6,39	6,44	7,09	7,65	116,0%
Hungary	9,26	10,24	8,59	8,55	8,30	8,49	7,48	6,52	6,65	6,77	-28,1%
Turkey	6,42	7,48	8,28	7,32	7,93	7,95	6,73	6,21	6,63	5,76	3,4%
Czech Republic	8,25	9,47	9,32	9,97	9,14	9,53	7,46	6,39	6,58	6,87	-20,3%
Netherlands	7,25	8,89	7,52	7,39	6,91	7,22	7,16	5,86	6,31	-	-13,0%
Poland	6,51	7,68	7,79	7,58	7,23	7,01	6,07	5,87	6,13	-	-5,8%
New Zealand	3,90	4,17	4,64	5,29	5,39	6,08	6,06	5,25	5,99	-	53,5%
Canada	3,87	3,92	4,73	5,05	5,37	6,17	4,88	4,19	5,84	6,50	50,9%
Finland	5,29	6,25	6,14	7,08	6,56	6,83	5,63	4,89	5,40	5,65	2,2%
Luxembourg	6,31	8,75	7,44	7,36	7,05	6,83	6,00	4,70	5,10	-	-19,2%
USA	3,73	4,37	4,40	4,25	4,21	4,38	4,31	4,52	5,00	-	14,5%
Sweden	5,20	5,30	6,23	6,49	5,63	5,79	4,96	3,85	4,46	-	-15,9%
Norway	2,77	3,01	3,82	3,55	2,91	3,52	2,65	1,85	2,51	2,83	-16,5%

Source: Derived from the International Energy Agency publication, Energy Prices and Taxes

(1) Prices converted to pounds sterling using annual average exchange rates.

(2) Prices include all taxes where not refundable on purchase.

(3) Some prices taken from Eurostat.

(4) Prices excluding taxes have been estimated using a weighted average of general sales taxes and fuel taxes levied by individual states.

- Data unavailable.

- DECC estimates that the price is likely to be below the IEA median.

+/- DECC estimates that the price is likely to be around the IEA median.

+ DECC estimates that the price is likely to exceed the IEA median.

A tabela anterior indica as seguintes variações percentuais acumuladas nas tarifas para indústria com impostos no período 2008 a 2016 nos respectivos países: Itália -13,4%; Japão 54,6%; Alemanha 48,3%; Suíça 93,4%; Bélgica 28,1%; Portugal 29,12%; Espanha 25,4%; França 39,0%; Grécia 19,8%; Coreia 116,0%; Nova Zelândia 53,5%; Canadá 50,9%; Estados Unidos 14,5%.

6. Participação % dos Impostos (PIS/COFINS/ICMS) na Tarifa Industrial das Distribuidoras no Brasil em 2017

Participação (%) dos Impostos na Tarifa Industrial em 2017

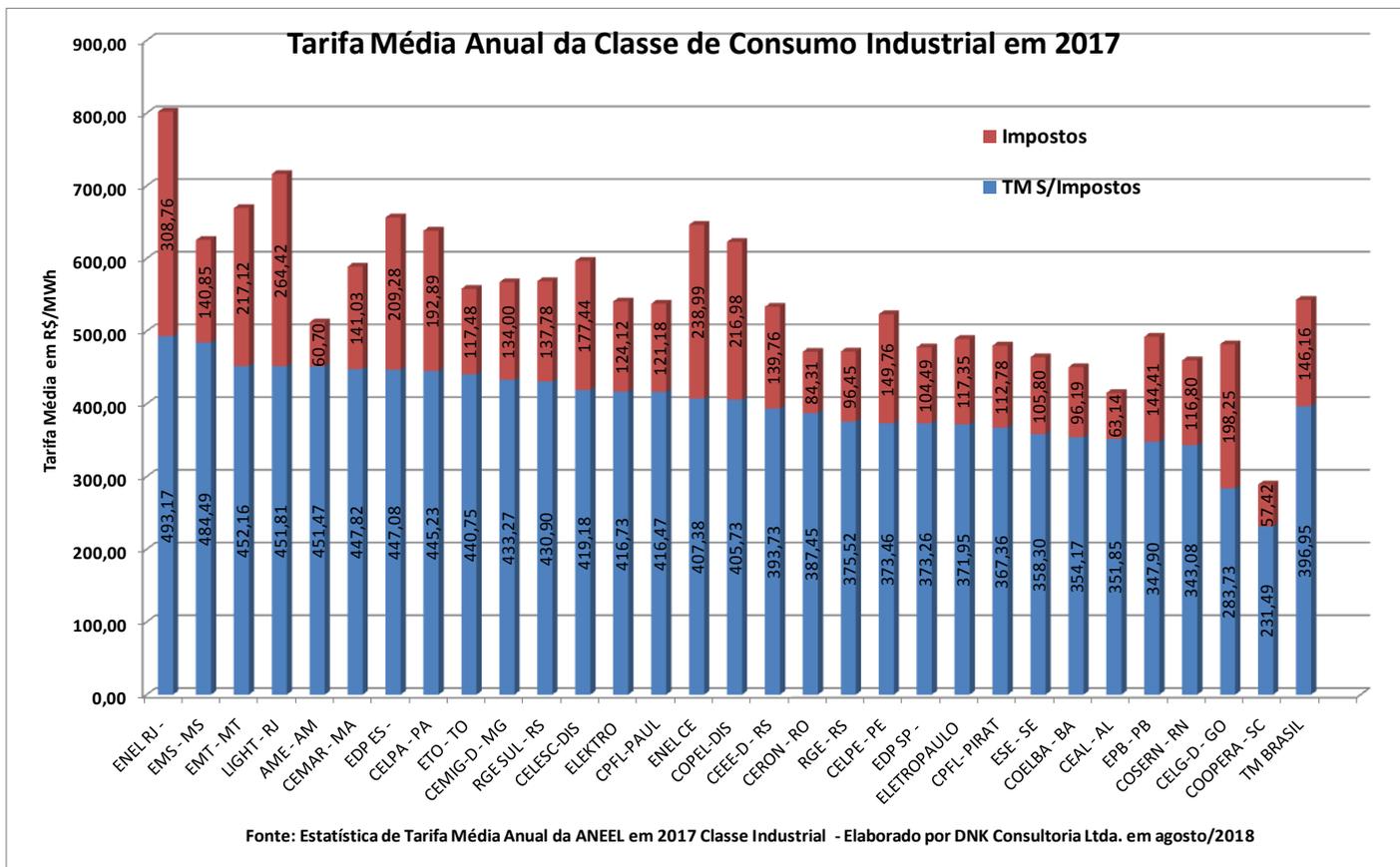
	TM R\$/MWh		%
	TM S/Impostos	Impostos (*)	
CELG-D - GO	283,73	198,25	69,9%
ENEL RJ -	493,17	308,76	62,6%
ENEL CE	407,38	238,99	58,7%
LIGHT - RJ	451,81	264,42	58,5%
COPEL-DIS	405,73	216,98	53,5%
EMT - MT	452,16	217,12	48,0%
EDP ES -	447,08	209,28	46,8%
CELPA - PA	445,23	192,89	43,3%
CELESC-DIS	419,18	177,44	42,3%
EPB - PB	347,90	144,41	41,5%
CELPE - PE	373,46	149,76	40,1%
TM BRASIL	396,95	146,16	36,8%
CEEE-D - RS	393,73	139,76	35,5%
COSERN - RN	343,08	116,80	34,0%
RGE SUL - RS	430,90	137,78	32,0%
ELETROPAULO	371,95	117,35	31,5%
CEMAR - MA	447,82	141,03	31,5%
CEMIG-D - MG	433,27	134,00	30,9%
CPFL- PIRAT	367,36	112,78	30,7%
ELEKTRO	416,73	124,12	29,8%
ESE - SE	358,30	105,80	29,5%
CPFL-PAUL	416,47	121,18	29,1%
EMS - MS	484,49	140,85	29,1%
EDP SP -	373,26	104,49	28,0%
COELBA - BA	354,17	96,19	27,2%
ETO - TO	440,75	117,48	26,7%
RGE - RS	375,52	96,45	25,7%
COOPERA - SC	231,49	57,42	24,8%
CERON - RO	387,45	84,31	21,8%
CEAL - AL	351,85	63,14	17,9%
AME - AM	451,47	60,70	13,4%

Fonte: Estatística de Tarifas Médias registradas pela ANEEL em 2017

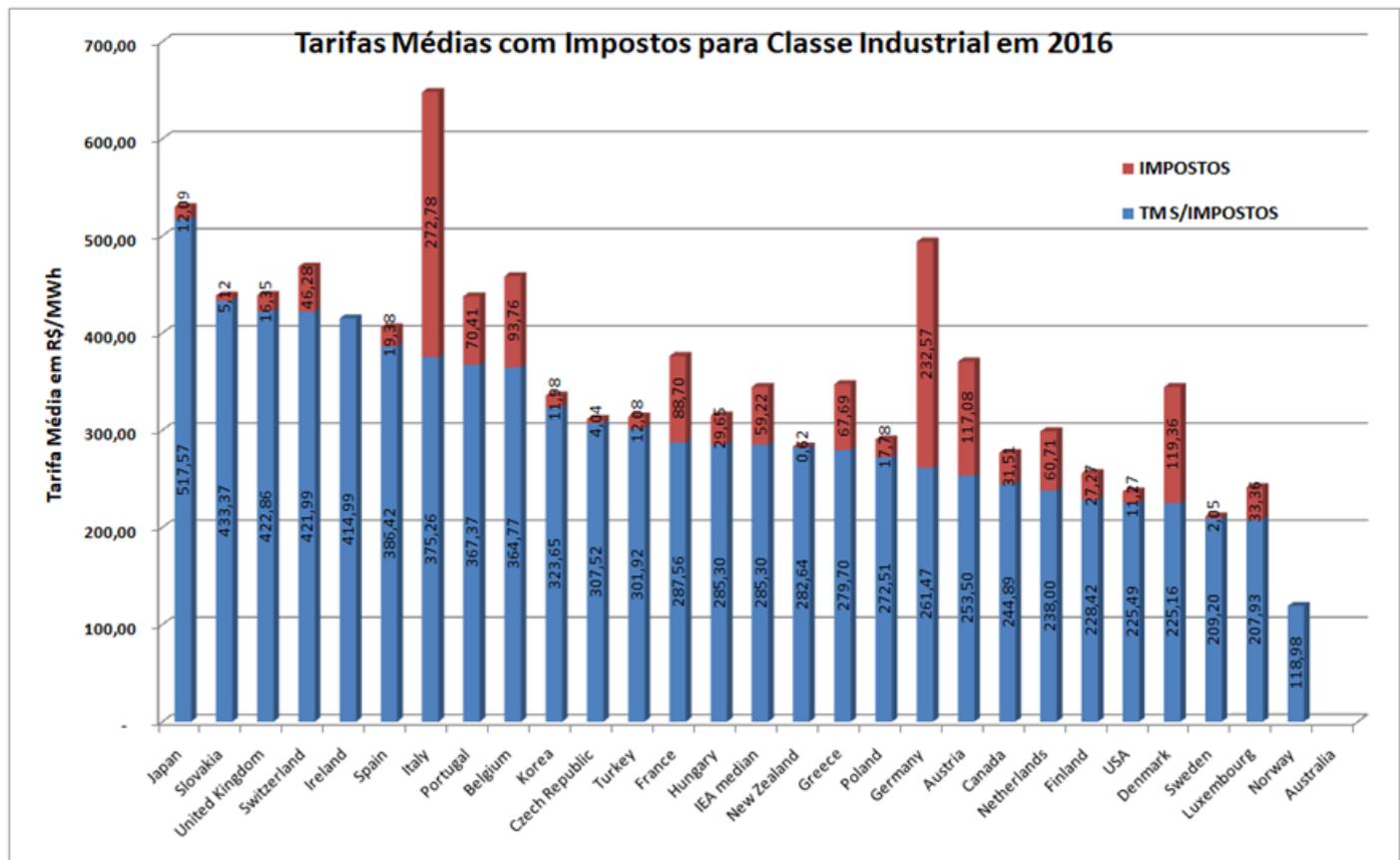
(*) PIS/COFINS/ICMS

Os impostos referentes à PIS/COFINS/ICMS computados na tarifa industrial da CELESC-D em 2017 correspondem a 42,3%, situando-se num patamar superior ao percentual de impostos embutidos na tarifa média industrial nacional que corresponde a 36,8%.

Ao deixar a presidência da ANEEL o diretor Romeu Rufino critica o modelo do país em artigo publicado em 13/08/2018 por Luciano Nascimento – repórter da Agência Brasil Brasília, o ex-diretor Romeu Rufino declara que alguns itens que compõem a tarifa têm que ser discutidos e que o nível de tributação incidente sobre energia elétrica é exagerado e isso precisa ser repensado, pois em alguns casos os valores podem chegar a quase 40% do custo disse à Agência.



7. Participação % dos Impostos nas Tarifas Internacionais para Indústria em 2016



Os países que mais se destacam com uma elevada carga de impostos e taxas sobre os preços da energia elétrica para indústria são Alemanha 89%, Itália 73%, Dinamarca 63%, Austria 46% , Bélgica 26% e França 31%.

Na maioria dos Países selecionados a carga com impostos sobre energia elétrica para consumo industrial é muito baixa ou nula.

Tarifas Médias Internacionais para Consumo Industrial em 2016

(*) 1 Libra Esterlina = R\$4,732688

	Pence per kWh - 2016 (1)		R\$/MWh EM 2016 (*)			%
	Excluding Taxes	Including Taxes	S/Impostos	C/Impostos	Impostos	
Germany	5,52	10,44	261,47	494,03	232,57	89%
Italy	7,93	13,69	375,26	648,05	272,78	73%
Denmark	4,76	7,28	225,16	344,53	119,36	53%
Austria	5,36	7,83	253,50	370,58	117,08	46%
France	6,08	7,95	287,56	376,27	88,70	31%
Belgium	7,71	9,69	364,77	458,54	93,76	26%
Netherlands	5,03	6,31	238,00	298,71	60,71	26%
Greece	5,91	7,34	279,70	347,39	67,69	24%
IEA median	6,03	7,28	285,30	344,53	59,22	21%
Portugal	7,76	9,25	367,37	437,78	70,41	19%
Luxembourg	4,39	5,10	207,93	241,29	33,36	16%
Canada	5,17	5,84	244,89	276,40	31,51	13%
Finland	4,83	5,40	228,42	255,70	27,27	12%
Switzerland	8,92	9,89	421,99	468,27	46,28	11%
Hungary	6,03	6,65	285,30	314,96	29,65	10%
Poland	5,76	6,13	272,51	290,29	17,78	7%
Spain	8,16	8,57	386,42	405,80	19,38	5%
USA	4,76	5,00	225,49	236,76	11,27	5%
Turkey	6,38	6,63	301,92	314,00	12,08	4%
United Kingdom	8,93	9,28	422,86	439,20	16,35	4%
Korea	6,84	7,09	323,65	335,63	11,98	4%
Japan	10,94	11,19	517,57	529,66	12,09	2%
Czech Republic	6,50	6,58	307,52	311,56	4,04	1%
Slovakia	9,16	9,27	433,37	438,49	5,12	1%
Sweden	4,42	4,46	209,20	211,25	2,05	1%
New Zealand	5,97	5,99	282,64	283,27	0,62	0%
Ireland	8,77	8,77	414,99	414,99	-	0%
Norway	2,51	2,51	118,98	118,98	-	0%

Source: Derived from the International Energy Agency publication, Energy Prices and Taxes.
(1) Prices converted to pounds sterling using annual average exchange rates.

Table 5.3.1 Industrial electricity prices in the IEA

	Pence per kWh ⁽¹⁾											
	Electricity Excluding Taxes						Electricity Including Taxes (2)					
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2012	2013	2014	2015	2016	2017
EU 15												
Austria	7,14	7,15	6,22	5,09	5,36	5,56	8,71	9,04	8,20	7,11	7,83	8,00
Belgium	7,00	6,86	7,84	6,89	7,71	+	7,99	8,21	9,18	8,18	9,69	+
Denmark	6,13	6,74	4,97	4,09	4,76	-	7,01	7,66	7,35	6,27	7,28	+/
Finland	5,99	6,23	5,07	4,38	4,83	5,04	6,56	6,83	5,63	4,89	5,40	5,65
France	6,21	6,61	6,34	5,76	6,08	-	7,33	8,07	8,01	7,43	7,95	+
Germany	6,31	6,59	5,64	5,05	5,52	5,50	9,38	10,84	10,63	9,49	10,44	11,10
Greece	7,01	7,41	7,03	6,00	5,91	+/	8,44	9,09	8,66	6,89	7,34	-
Ireland	9,79	11,10	10,10	8,66	8,77	9,74	9,79	11,10	10,10	8,66	8,77	9,74
Italy	12,59	13,14	9,12	7,35	7,93	+	18,41	20,60	14,30	12,32	13,69	+
Luxembourg	6,70	6,46	5,46	4,08	4,39	-	7,05	6,83	6,00	4,70	5,10	-
Netherlands	6,01	6,29	5,79	4,83	5,03	-	6,91	7,22	7,16	5,86	6,31	-
Portugal	9,30	9,65	8,38	7,22	7,76	+	9,30	9,74	9,46	8,33	9,25	+
Spain	8,40	8,93	8,99	7,94	8,16	+	+	+	9,41	8,23	8,57	+
Sweden	5,58	5,74	4,92	3,81	4,42	-	5,63	5,79	4,96	3,85	4,46	-
United Kingdom	8,21	8,65	9,13	9,25	8,93	9,39	8,47	8,89	9,38	9,50	9,28	9,78
Rest of IEA												
Australia	5,37	6,17	4,88	4,19	5,84	6,50
Canada	4,79	5,81	4,35	3,88	5,17	5,73
Czech Republic	9,05	9,43	7,37	6,31	6,50	6,78	9,14	9,53	7,46	6,39	6,58	6,87
Hungary	7,81	7,96	6,86	5,88	6,03	6,12	8,30	8,49	7,48	6,52	6,65	6,77
Japan	11,96	10,90	10,43	9,61	10,94	+	12,26	11,15	10,65	9,81	11,19	+
Korea	5,20	5,89	6,16	6,21	6,84	7,38	5,40	6,10	6,39	6,44	7,09	7,65
New Zealand	5,39	6,08	6,06	5,25	5,97	+	5,39	6,08	6,06	5,25	5,99	-
Norway	2,91	3,52	2,65	1,85	2,51	2,83	2,91	3,52	2,65	1,85	2,51	2,83
Poland	6,84	6,60	5,68	5,52	5,76	+	7,23	7,01	6,07	5,87	6,13	-
Slovakia	10,71	11,46	9,52	8,45	9,16	9,89	10,71	11,58	9,63	8,54	9,27	10,01
Switzerland	7,92	8,17	7,42	7,26	8,92	8,43	8,22	8,48	7,81	8,01	9,89	9,61
Turkey	7,62	7,64	6,47	5,97	6,38	5,54	7,93	7,95	6,73	6,21	6,63	5,76
USA	4,01	4,17	4,11	4,30	4,76	-	4,21	4,38	4,31	4,52	5,00	-
IEA median	7,01	7,01	6,34	5,88	6,03	6,21	7,99	8,21	7,48	6,52	7,28	7,62
UK relative to:												
IEA median%	+17,1	+23,4	+44,1	+57,2	+48,2	+51,2	+6,0	+8,3	+25,3	+45,6	+27,5	+28,5
IEA rank	19	19	24	20	25	24	18	17	20	25	22	22
G7 rank	5	5	6	6	6	6	4	4	4	5	4	4

Source: Derived from the International Energy Agency publication, Energy Prices and Taxes

(1) Prices converted to pounds sterling using annual average exchange rates.

(2) Prices include all taxes where not refundable on purchase.

(3) Some prices taken from Eurostat.

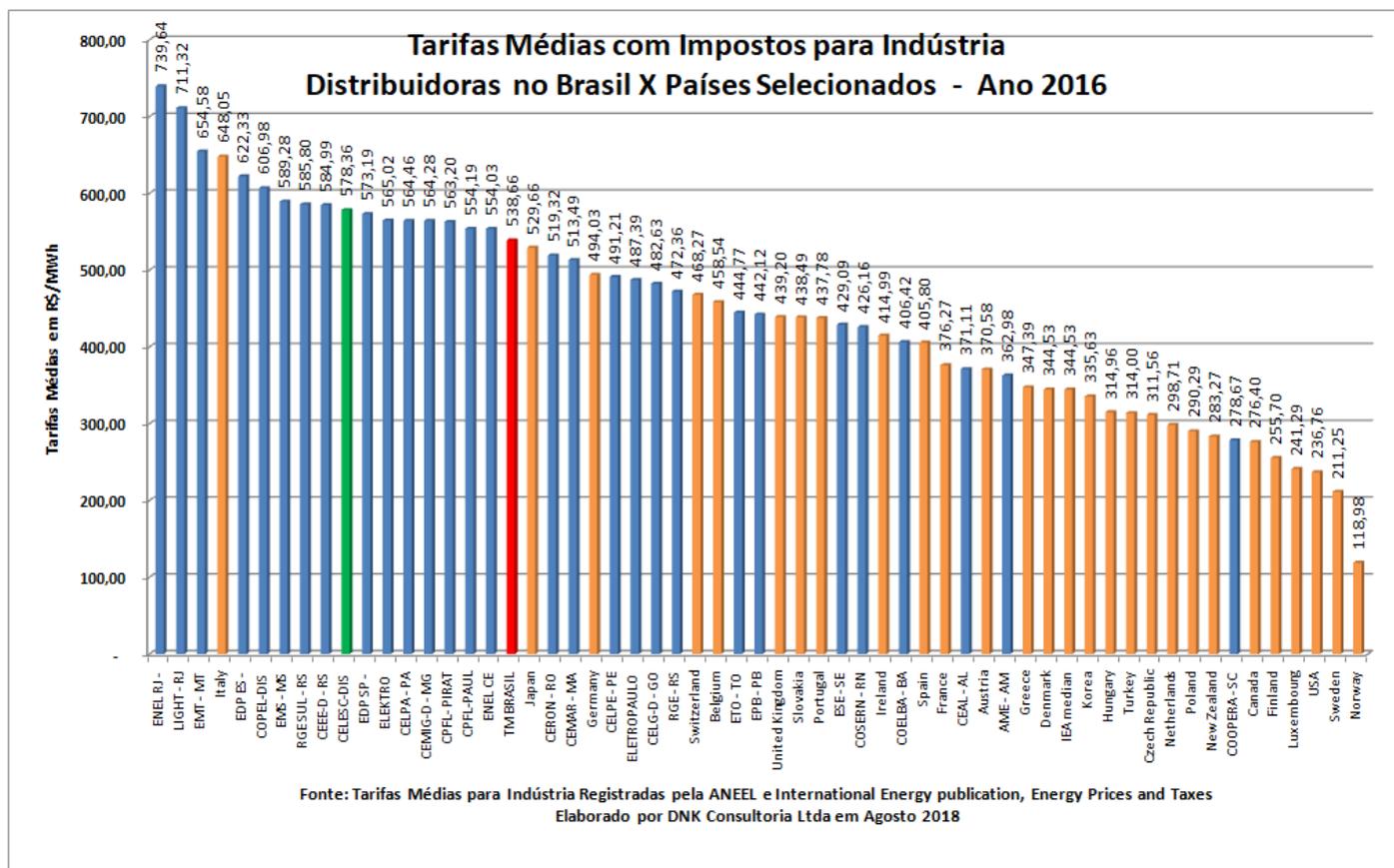
(4) Prices excluding taxes have been estimated using a weighted average of general sales taxes and fuel taxes levied by individual states.

... Data unavailable.

-/ DECC estimates that the price is likely to be below the IEA median.

+ DECC estimates that the price is likely to exceed the IEA median.

8. Tarifas Médias Internacionais e Nacionais com Impostos para Indústria em 2016



O gráfico acima mostra que dos países seleccionados apenas a Itália supera as tarifas industriais da CELESC-D em 12,0% e Tarifa Média Brasil em 20,3 %. Verifica-se também que a Tarifa Média Brasil é 127,3% superior a Tarifa Média dos Estados Unidos e 94,9% superior a do Canadá e 50,7% superior à média dos países seleccionados. A Tarifa Média industrial do Brasil é 1,7% superior a do Japão e 9,0% superior à Alemanha.

9. Conclusões

Reajuste Tarifário em 2018

O último reajuste tarifário homologado pela ANEEL para a CELESC-D com Efeito Médio para o consumidor de **13,86%** pode ser classificado na faixa média dos reajustes já homologados pela ANEEL em 2018 para as Concessionárias de Energia Elétrica, nos respectivos processos tarifários que foi em média de **14,92%** situando-se, entretanto, em patamar muito superior ao índice de inflação de **4,48%** apurado pelo IPCA-IBGE nos últimos 12 meses.

O reajuste do preço da energia muito acima do índice de inflação gera preocupações para indústria, resultando em perda de competitividade.

Impacto dos Custos da PARCELA A x PARCELA B da CELESC-D na RTA 2018

O expressivo aumento nas tarifas foi provocado principalmente pelas variações registradas nos componentes de Custo da **PARCELA A**, gerenciados e controlados pela ANEEL participando com **8,49%** na formação do reajuste e a apuração do saldo da Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A dos processos Atual e Anterior participam com **4,52%**.

Por outro lado os custos de distribuição **PARCELA B**, gerenciados e administrados pela CELESC-D, aumentaram apenas 1,86% que comparados com o ano anterior, representam uma variação bem inferior ao índice de inflação IPCA-IBGE de 4,48%, participando na composição do reajuste com apenas **0,37%**.

O controle dos custos de distribuição da PARCELA B sinaliza para o bom desempenho administrativo da CELESC-D e esforço direcionado para reduzir os custos da energia elétrica para a indústria catarinense, promovendo o crescimento da produção industrial e novas oportunidades de trabalho.

Custo dos Encargos da CDE USO no Subsistema N/NE e Subsistema S/SE/CO

Os Encargos Setoriais de custos da CDE USO na CELESC-D participam com **4,07%** na formação do reajuste tarifário.

A análise do cálculo de formação dos custos e a distribuição das Quotas Anuais da CDE USO de 2018 entre os Subsistemas N/NE e S/SE/CO permite concluir que não foram rateados e distribuídos de forma **justa, equitativa e proporcional** aos respectivos mercados em MWh no período (Set/16 a Ago/17) partindo-se da premissa que os consumidores de energia elétrica não podem ser discriminados por Região num País com Sistema Elétrico Nacional Interligado.

O critério de repartição não equitativa dos custos da CDE USO beneficia os consumidores do Subsistema N/NE criando subsídios tarifários e em contra partida gera encargos setoriais adicionais para os consumidores do Subsistema S/SE/CO.

Os custos unitários da CDE USO de **R\$8,38/MWh**, estabelecidos para o Subsistema N/NE representam apenas $\frac{1}{4}$ (um quarto) dos respectivos Custos Unitários de **R\$30,58/MWh** estabelecidos para Subsistema S/SE/CO.

Um exemplo prático comparando o custo da CDE USO 2018 estabelecida para a CELESC-D no processo tarifário 2018 em **R\$885,7 milhões/Ano**, com uma distribuidora do Nordeste, com

porte de mercado de fornecimento de energia elétrica semelhante, no caso a COELBA na Bahia, onde a CDE USO 2018 foi estabelecida em apenas **R\$189,2 milhões/Ano**, resultando numa diferença de **R\$696,5 milhões/Ano**, refletindo uma discrepância regional de 338% na respectiva componente tarifária para a qual não existe justificativa técnica qualificada.

Custos com Aquisição de Energia Elétrica pela CELESC-D – Mix de Energia Requerida

A tarifa de compra de energia pela CELESC, resultante do Mix no processo tarifário 2018 foi de R\$211,17 contra R\$190,26/MWh no ano anterior, resultando num aumento de 11%, conduzindo a uma participação no de reajuste de **5,08%**.

Contribuíram para este acréscimo o aumento do custo unitário da energia de Itaipu provocado pela alta do dólar no período, com uma variação de 22,33% e bem como as novas tarifas estabelecidas para as Cotas Lei nº12. 783/2013 homologadas pela REH 2.421/2018, com uma variação de **63,62%**, passando de R\$62,69/MWh para R\$102,58/MWh e o custo unitário da Cota de energia de Angra I e Angra II também foi reajustada em 7,40%.

O montante de **COTAS Lei 12.783/2013** recebidas pela CELESC-D no atual processo tarifário - RTA 2018 correspondem a **3.400.125MWh** de Energia Garantida na componente Compra de Energia. A CELESC-D teria direito a **4.153.970MWh (92.310.459,8 MWh x 4,5%)** resultando numa diferença de COTAS não recebidas de **753.845MWh**, representando **18,1%**, acarretando um impacto tarifário de aproximadamente em **1,1%** na tarifa da CELESC-D em 2018.

Evolução do Mercado de Consumo Industrial Cativo x Livre das Distribuidoras no período 2008 a 2017

Todas as principais distribuidoras registraram importantes reduções no mercado Cativo de fornecimento de energia para classe de consumo industrial no período 2008 a 2017, referindo-se as migrações de consumidores do Mercado Cativo Regulado para o Mercado Livre de energia elétrica.

As maiores reduções e migrações para o Mercado Livre aconteceram a partir do ano de 2015, coincidindo com o expressivo aumento nas tarifas médias do Mercado Cativo para fornecimentos as indústrias.

A COPEL-D registra uma redução no Mercado Cativo de fornecimento para indústria de 51,9% no período 2008 a 2017. A Eletropaulo, CELESC-D e CEMIG acumulam no período respectivamente reduções no Mercado Cativo de 48,9%, 52,6% e 53,3%.

Ranking de Tarifas Médias com Impostos para Classe Industrial em 2017

A CELESC-D ocupa a 10ª posição em 2017 no Ranking de tarifas médias para indústria dentre as 40 principais distribuidoras selecionadas. O preço final da energia elétrica industrial da CELESC-D com impostos cobrados no ambiente de contratação regulados (ACR) corresponde à R\$596,63/MWh em 2017, situando-se 9,9% superior a tarifa média Brasil de R\$543,12/MWh.

A COOPERA permissionária do Sul de Santa Catarina registra a menor tarifa industrial no País de R\$288,91/MWh em 2017 sendo 46,8% inferior a TM industrial Brasil.

A energia elétrica industrial mais cara no País é da ENEL – RJ (Ampla) e corresponde a R\$801,93/MWh sendo 47,7% superior a tarifa média industrial Brasil que corresponde a R\$543,12/MWh em 2017.

Ranking de Tarifas Médias com Impostos para Classe Industrial em 2016 no Brasil x Países selecionados

Dos países selecionados apenas a Itália supera as tarifas industriais da CELESC-D em 12,0% e Tarifa Média Brasil em 20,3 %. A Tarifa Média Brasil é 127,3% superior a Tarifa Média dos Estados Unidos, 94,9% superior a do Canadá e 50,7% superior a média dos países selecionados. A Tarifa Média industrial do Brasil é 1,7% superior a do Japão e 9,0% superior a Alemanha.

Evolução das Tarifas Médias com Impostos para Classe Industrial no período 2008 a 2017 x Variação no Índice IPCA IBGE

A tarifa média industrial do Brasil acumula uma variação de 85,8% no período 2008 a 2017 situando-se em patamar acima da inflação registrada pelo índice IPCA-IBGE que foi de 71,5%.

A tarifa industrial média da CELESC-D acumula uma variação de 85,5% no período 2008 a 2017 situando em patamar ligeiramente inferior a Tarifa Média Industrial no Brasil.

As Concessionárias RGE-Sul e CEEE do Rio Grande do Sul acumulam variações tarifárias respectivamente, de 131,5% e 121,7% no período 2008 a 2017, reajustes muito superiores ao índice de inflação do IPCA-IBGE.

A Concessionária COPEL do Paraná acumula uma variação de 121,6% no período enquanto a RGE Concessionária do Rio Grande do Sul acumula uma variação de 47,8% situando-se em patamar bem inferior a inflação de 71,5% registrada no período.

Evolução das Tarifas Médias com Impostos para Classe Industrial no período 2008 a 2016 nos Países selecionados

Foram calculadas as seguintes variações percentuais acumuladas nas tarifas para indústria incluindo os impostos no período 2008 a 2016, nos respectivos países: Itália **-13,4%**; Japão 54,6%; Alemanha 48,3%; Suíça 93,4%; Bélgica 28,1%; Portugal 29,12%; Espanha 25,4%; França 39,0%; Grécia 19,8%; Coreia 116,0%; Nova Zelândia 53,5%; Canadá 50,9%; Estados Unidos 14,5%.

Participação % dos Impostos (PIS/COFINS/ICMS) na Tarifa Industrial das Distribuidoras no Brasil em 2017

A participação dos impostos (PIS/COFINS/ICMS) na tarifa média industrial no Brasil foi calculada em 36,8% em 2017 e um percentual de 42,3% na CELESC-D.

A participação dos impostos (PIS/COFINS/ICMS) na tarifa média industrial praticada em 2017 pelas Distribuidoras no Brasil varia numa faixa percentual de 69,9% na CELG–GO e 13,4% na AME no Amazonas.

Participação % dos Impostos na Tarifa Industrial nos Respectivos Países em 2016

A participação percentual dos impostos e taxas nas tarifas médias internacionais para consumo industrial observadas no ano de 2016 nos Países selecionados varia entre percentual de **89%** na Alemanha e **0%** na Nova Zelândia, Irlanda e Noruega.

Os percentuais de impostos e taxas praticados nos respectivos países em 2016 foram os seguintes: Itália 73%; Dinamarca 53%; Áustria 46%; França 31%; Bélgica 26%; Canadá 13%; Espanha 5%; Estados Unidos 5%; Coreia 4%; Japão 2%.

10. Recomendações

Eliminação dos subsídios na CDE USO para o Subsistema N/NE

Para corrigir a distorção tarifária existente, considerando o impacto negativo no custo da energia elétrica para os consumidores do Estado de Santa Catarina, é necessário ações junto ao poder concedente e Bancada Federal Catarinense exigindo a eliminação dos subsídios estabelecidos na CDE USO para o Subsistema N/NE, considerando que não existe uma justificativa técnica para manutenção desses subsídios e que consumidores não podem ser discriminados por Região, tratando-se de um Sistema Elétrico Nacional Interligado.

Participação nas Audiências e Consultas Públicas na ANEEL

Além dos Encargos Setoriais da CDE de USO, outros diversos componentes tarifários importantes envolvendo expressivos custos para o Setor Elétrico são normalmente avaliados e homologados pela ANEEL mediante Audiências e Consultas Públicas abertas para receber contribuições por Intercâmbio de documentos ou reuniões presenciais sobre temas tarifários relacionados com: Cotas e Encargos do PROINFA; Cotas do PROINFA referentes Energia Requerida pelas Distribuidoras; COTAS Lei 12.783/2013; COTAS de Energia de Angra I e Angra II; COTAS de Energia de Itaipu. Desta forma as Entidades de Classe e representantes dos consumidores poderão participar das Audiências e Consultas Públicas promovidas pela ANEEL, enviando contribuições e defendendo a modicidade tarifária, com tarifas justas e competitivas.

Redução % dos impostos do ICMS/PIS/COFINS na tarifa industrial da CELESC-D

Considerando que os impostos do ICMS/PIS/COFINS computados na tarifa industrial da CELESC-D em 2017 de 42,3%, situa-se em patamar superior ao percentual médio de impostos embutidos na tarifa média industrial nacional que corresponde a 36,8% e tendo por objetivo proporcionar maior competitividade nas tarifas para indústria Catarinense o percentual de impostos sobre energia para consumo industrial em Alta Tensão poderia situar-se mais próximo da média nacional.

**Evolução % de Impostos ICMS/PIS/COFINS sobre Energia Elétrica Industrial
CELESC-D X MÉDIA BRASIL - no Período 2008 a 2018**

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018(*)
CELESC-D	37,0%	37,7%	40,1%	39,5%	39,9%	39,0%	38,5%	44,4%	42,7%	42,3%	42,2%
MÉDIA BRASIL	36,3%	35,7%	35,6%	34,9%	34,5%	34,5%	34,7%	37,9%	37,1%	36,8%	36,6%

(*) 1º Trimestre

Fonte: Dados Estatísticos de Acompanhamento Tarifário da ANEEL.

A Tabela acima mostra a evolução percentual dos impostos incidentes sobre energia elétrica para indústria fornecida pela CELESC-D, no período 2008 a 2018 comparado ao percentual médio sobre energia elétrica industrial no Brasil.