

**CONTRIBUIÇÕES REFERENTES À CONSULTA PÚBLICA Nº 18/2019**

**NOME DA INSTITUIÇÃO: ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE GRANDES  
CONSUMIDORES INDUSTRIAIS DE ENERGIA E DE CONSUMIDORES  
LIVRES - ABRACE**

**AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL**

**ATO REGULATÓRIO:** Consulta Pública nº 18/2019

**OBJETO:** Obter subsídios para avaliação da necessidade de atualização dos parâmetros dos submódulos 2.2/2.2 A (Receitas Irrecuperáveis) e 2.6 (Perdas de Energia) do Proret.

A ABRACE, associação setorial que representa os grandes consumidores industriais de energia, no viés de contribuir com o processo de aperfeiçoamento regulatório do setor, apresenta abaixo suas considerações sobre a atualização dos parâmetros das receitas irrecuperáveis e perdas de energia. Em seguida, as perguntas levantadas nas Análises de Impacto Regulatório (AIRs) são respondidas de acordo com o posicionamento desta Associação.

### **Considerações ABRACE:**

O tema tratado na presente consulta pública é de grande relevância aos consumidores, visto que há expressiva representatividade na parcela de custos embutidos na tarifa do consumidor. Em termos monetários, foi dispendido no último ano aproximadamente R\$ 7,8 bilhões para cobrir custos por perdas das 10 maiores distribuidoras do Brasil<sup>1</sup>.

Em média, o montante de perdas representa 17,7% sobre o custo total com energia. Em algumas distribuidoras, esta parcela representa número maior, a citar a Light, com 29,5%. Ao analisar a tarifa, a parcela de perdas chega a representar maior valor, a depender da distribuidora e do subgrupo tarifário.

Importa ressaltar que destas análises, desconsiderou-se os dados da Amazonas Energia, devido à excessiva representatividade dos custos por perdas não técnicas sobre a tarifa. A inclusão dos seus dados poderia distorcer os resultados sobre a média do país<sup>2</sup>.

Ao comparar os impactos das perdas, considerando todos seus componentes e segmentadas por subgrupos, a CELPE apontou peso de 54% de perdas sobre a tarifa do subgrupo A4. Este resultado superou os valores da Coelba (52%) e da Light (45%) para o mesmo subgrupo tarifário.

Em valores médios, o impacto das perdas representa 24% sobre a tarifa TUSD-E (parcela energia sobre a tarifa fio). A tabela seguinte ilustra o impacto das perdas totais sobre a tarifa TUSD-E, segmentado por subgrupo e seus componentes (Perdas Técnicas, Perdas Não Técnicas, e Perdas na Rede Básica).

IMPACTO MÉDIO SOBRE TUSD-E				
	TOTAL PERDAS	PT	PNT	PRB
<b>A2</b>	16%	8%	8%	0%
<b>A3</b>	27%	17%	13%	2%
<b>A3a</b>	27%	18%	9%	1%
<b>A4</b>	31%	17%	14%	1%
<b>B1</b>	17%	11%	5%	0%

Tabela 1: Impacto tarifário das perdas sobre a parcela energia da TUSD.

<sup>1</sup> Média obtida a partir dos dados dos últimos processos tarifários das 10 maiores distribuidoras do Brasil, em função do montante total de energia consumida. Esta amostragem representa aproximadamente 57% da energia total consumida no país.

<sup>2</sup> Para fins ilustrativos, os custos de perdas não técnicas da AmE representam 74,5% sobre a tarifa TUSD-E do subgrupo A3.

Legenda: PT-perdas técnicas; PNT-perdas não técnicas; PBR-perdas rede básica.

Apesar dos furtos de energia terem origem principalmente na baixa tensão, o impacto das perdas não técnicas representa apenas 5% sobre a tarifa do B1. Para o A4, por sua vez, as perdas não técnicas têm maior influência sobre a tarifa, 14%.

Tal fenômeno é produto do compartilhamento de custos por furto para os demais subgrupos. Caso houvesse restrição de repasse dos custos por perdas não técnicas somente para o subgrupo gerador das referidas perdas, haveria redução tarifária significativa para os demais subgrupos.

Para assimilar a proporção do efeito desta restrição dos custos, adotou-se como premissa que os custos totais por perdas não técnicas, atualmente repassados para o AT, tem origem no subgrupo B1. A partir desta premissa, foi simulado o impacto tarifário para o B1 diante da agregação do custo, ponderado pelo mercado atual. Desse modo, haveria aumento de 2,1% da participação dos custos por perdas não técnicas para a tarifa do B1.

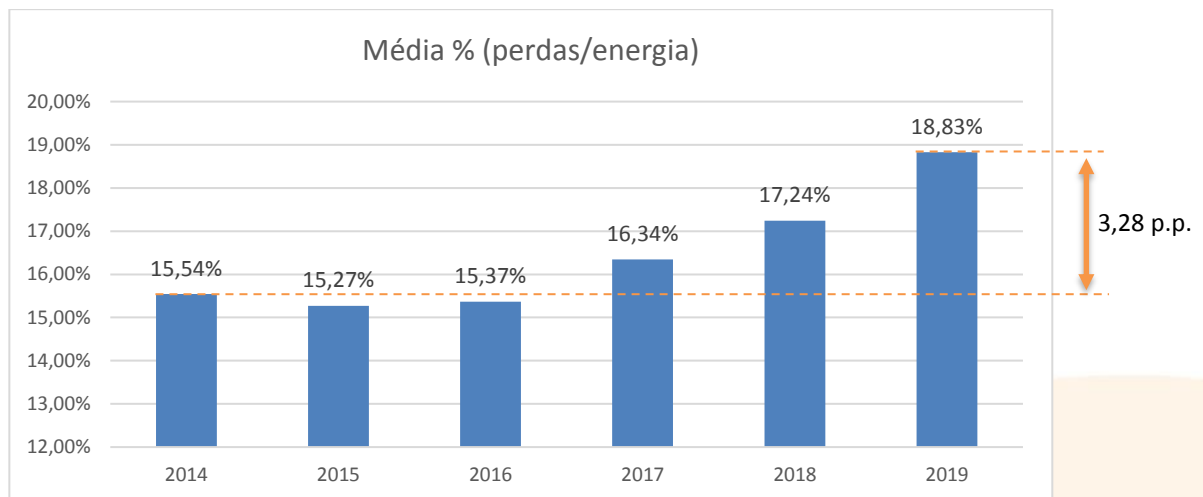
IMPACTO MÉDIO - PNT		
	Sem blindagem	Com blindagem
<b>A2</b>	8%	0%
<b>A3</b>	13%	0%
<b>A3a</b>	9%	0%
<b>A4</b>	14%	0%
<b>B1</b>	5%	7,1%

Apesar da grande redução tarifária para o grupo AT, que perceberia redução média de 8 a 14%, haveria aumento de apenas 2,1% para o B1. A diferença do resultado sobre o impacto tarifário entre os subgrupos pode ser explicado pelo peso dos demais componentes sobre a tarifa da baixa tensão e a diferença de mercado entre tais subgrupos.

Diante desse levantamento, é possível perceber que o impacto é mais expressivo para o grupo AT em relação aos efeitos das perdas não técnicas, conquanto que este grupo, de modo geral, tem pouca responsabilidade pelos custos gerados.

**Diante da problemática levantada, sugere-se que cada nível de tensão seja responsável pelas perdas não técnicas do seu subgrupo, de modo que os custos por perdas geradas por um subgrupo sejam imputados somente a este mesmo grupo, sem o compartilhamento de custos por outros subgrupos.**

Ao analisar a evolução das perdas a partir dos dados históricos do período compreendido entre 2014 e 2019<sup>3</sup>, foi percebido aumento, sem exceção dentre as distribuidoras analisadas, da proporção do montante de perdas pela energia total contratada. O aumento dessa relação foi de 3,28 p.p.



## RESPOSTAS ÀS PERGUNTAS DA CP

### Questões sobre Perdas:

**2) O início da crise econômica em 2015 contribuiu para o aumento das perdas praticadas entre 2015 e 2018? Se sim, qual variável ou ferramenta estatística pode capturar esse efeito no modelo econométrico?**

É de nosso conhecimento que a crise econômica citada se tratou de um evento generalizado e que afetou todos os setores econômicos do país. Desse modo, a inclusão de qualquer recurso para captura desse efeito sobre as perdas implicará em aumento de proteção regulatória para o concessionário e penalização para o consumidor. Entende-se que a consideração de fatores estranhos ao setor elétrico deve ser afastada das metodologias de cálculo de perdas, e atribuir esse fator como risco inerente ao negócio do concessionário.

<sup>3</sup> Dados considerados para as 10 maiores distribuidoras do país. E, para distribuidoras sem disponibilização de dados do processo tarifário de 2019, foram consideradas informações de 2018.

**4) Neste sentido, caso se decida por manter os modelos apenas atualizando as variáveis no tempo, é razoável reduzir a quantidade de modelos?**

Entende-se que a simplificação do modelo é um procedimento positivo, uma vez que proporciona maior compreensão pela sociedade da metodologia aplicada.

**7) Para obter o ponto de partida, deve-se manter a média dos últimos quatro anos ou um intervalo menor?**

Considera-se a média de 4 anos adequada.

**12) É razoável reabrir a discussão das variáveis socioeconômicas e do modelo econométrico antes da publicação do Censo de 2020 e incluir variáveis que melhor retratem cada área de concessão?**

Não. A inclusão de novas variáveis traz o risco de criar especificidades e compromete a análise comparativa entre distribuidoras. Em adição, os principais problemas considerados para a inclusão destas novas variáveis são de origem exógena ao setor elétrico, e a sua simples mensuração não resolve o problema abordado, além de imputar custos adicionais aos consumidores regulares.

**Questões sobre Receitas Irrecuperáveis:**

**2) É razoável utilizar ferramentas alternativas, que agregam complexidade ao processo de definição dos percentuais regulatórios de receitas irre recuperáveis?**

Não. Concordamos com a abordagem da agência reguladora, que sustenta que os recursos das receitas irre recuperáveis devem ser utilizados para o combate à inadimplência. O concessionário, por sua vez, deveria despender menos esforços em criar complexidade para repassar inadimplências a consumidores que estão em dia com o pagamento de suas faturas de energia elétrica.