

METODOLOGIA PARA DETERMINAÇÃO DE METAS DE PERDAS NÃO TÉCNICAS DE ENERGIA ELÉTRICA CONSIDERANDO ÁREAS COM SEVERAS RESTRIÇÕES OPERATIVAS

Lindemberg Nunes Reis, ABRADÉE, +55 21 987308694, lreis@abradee.org.br
Rodrigo Calili, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, +55 21 992017170, calili@puc-rio.br

Overview

No Brasil, no ano de 2022, as Perdas Não Técnicas (PNT) atingiram o patamar de 14,61% em relação ao mercado de Baixa Tensão (BT), ou seja, o equivalente a 34,09 TWh destinados ao furto/desvio de energia. Este patamar é similar a toda energia vendida a usuários de BT dos Estados de Santa Catarina, Paraná, Mato Grosso do Sul e Espírito Santo, juntos. Custou à sociedade e às distribuidoras de energia elétrica, no ano de 2022, cerca de R\$8,7 bilhões. Portanto, trata-se de tema relevante a ser bem equacionado (Reis, L. N.; et al).

Em dezembro de 2021, a ANEEL homologou uma nova metodologia para estabelecimento das Perdas Não Técnicas (PNT) regulatórias para o segmento de distribuição de energia elétrica (ANEEL, 2022). Naquela oportunidade, a ANEEL estabeleceu tratamento específico para concessionárias que atuassem em regiões com presença de Áreas com Severas Restrições Operativas (ASRO). As ASRO, ou simplesmente áreas de risco, são locais dominados pelo poder paralelo – tráfico e/ou milícia – onde o Estado pleno de direito é cerceado.

Acontece que nesta revisão metodológica, válida a partir de janeiro de 2022, o tratamento dispensado às ASRO é limitado, raso e com elevado grau de discricionariedade. Além disso, os modelos econométricos obtidos pelo Regulador sofrem de inconsistências metodológicas. Estes dois fatores em comunhão ocasionam, por consequência, no estabelecimento de metas/alvos regulatórios ineficientes em muitos casos, em especial para concessionárias que atuam na presença de ASRO.

O trabalho em tela se dedica a cobrir esta lacuna metodológica, isto é, propõe-se o desenvolvimento de metodologia baseada em dados em painel para o estabelecimento de metas regulatórias de PNT em concessões de distribuição de energia elétrica que tenham presença de ASRO. Para tanto, propõe-se a desagregação do alvo regulatório entre áreas de risco e áreas normais, por meio do recálculo do Índice de Complexidade da concessão.

Metodologia

Consegue-se provar que a atualização metodológica realizada pela ANEEL recentemente (2021) tem carências múltiplas, tais como: (i) a utilização de uma frágil base de dados, com informações de atributos dispostos em painel de 2010 a 2019; (ii) a imputação de informações faltantes pelo método *spline* natural para períodos finais da série que tenham lacuna de informações, o que é equivocado, dado que este método não é indicado para previsão de dados, apenas interpolações; (iii) a mudança do método de seleção de variáveis e de modelos utilizando-se de variável não oficial, qual seja, subnormalidade estimada pelo IBGE via imagens de satélite, não sendo, portanto, variável censitária; (iv) o estabelecimento de 138 modelos que não são consistentes e eficientes, padecendo de robustas inconsistências de estimativas; e (v) o raso tratamento específico para concessões que tenham Áreas com Severas Restrições Operativas (ASRO) em suas áreas de atuação.

Portanto, configura-se lacuna metodológica. E mais, pondera-se pela necessidade de tratamento mais arrazoado para o fenômeno das ASRO, presente em diversas concessões do país, em especial naquelas localizadas no Rio de Janeiro.

Para contornar o problema em tela, em especial, o tratamento extremamente limitado para ASRO, propôs-se soluções baseadas em quatro pilares: (i) critérios para elegibilidade ao tratamento específico para ASRO; (ii) construção de balanço de PNT para áreas de risco; (iii) estabelecimento de alvos regulatórios de PNT para ASRO; e (iv) estabelecimento de alvos regulatórios de PNT para áreas normais.

Inicialmente, deve-se prever na metodologia que a elegibilidade ao tratamento específico para ASRO se dê mediante pleito da empresa interessada, mas com o devido respaldo de órgãos de segurança pública que atuem na concessão. Por exemplo, no Rio de Janeiro, a própria Secretaria de Segurança Pública (SEPOL) possui mapeamento de localidades dominadas pelo tráfico ou milícia. Logo, a autoridade de segurança pública competente expressa, de forma irrestrita, a presença de centenas destas localidades no Estado do Rio de Janeiro, sendo suficiente para concessões como da Light e da ENEL Rio acessarem o tratamento extraordinário.

Na sequência, deve-se prever no regulamento que as concessionárias que acessem ao dispositivo normativo referente às ASRO, que façam medições de PNT nas localidades classificadas como de risco, uma vez que, apenas desta forma, tornar-se-á possível determinar o impacto destas áreas no âmbito das perdas comerciais. De tal sorte que o nexo entre presença de ASRO e seus impactos em PNT fica à cargo da distribuidora de energia.

Outro tema a ser equacionado é o alvo regulatório para PNT em ASRO. Não se deve reconhecer as perdas comerciais totais de forma irrestrita, pois as distribuidoras de energia elétrica são reguladas por incentivos. Desta

forma, surgem três possibilidades: a) aquelas cujas classificações das distribuidoras quanto às ASRO batem com o mapeamento de poder paralelo realizado pelos órgãos de segurança pública ou órgãos competentes equivalentes; b) aquelas cujas classificações das distribuidoras quanto às ASRO são similares, em certa magnitude, ao mapeamento de poder paralelo realizado pelos órgãos de segurança pública ou órgãos competentes equivalentes; c) aquelas cujas classificações das distribuidoras quanto às ASRO são desconexas com o mapeamento de poder paralelo realizado pelos órgãos de segurança pública ou órgãos competentes equivalentes.

Em resumo, para os casos a) e b) propõe-se reconhecimento das PNT de forma integral nas tarifas, com reconhecimentos a cada reajuste tarifário durante o período de revisões, no intuito de repassar ao consumidor os ganhos em redução dos níveis de PNT, ou às distribuidoras os custos de aumento das perdas entre os anos. Já para o caso c), propõe-se, de forma resumida, que o usuário/União arque com parcela do furto das ASRO não reconhecidas pelo Estado, e que o complemento fique com os acionistas das concessionárias.

Por fim, já que foi destinado tratamento de PNT às ASRO, propõe-se reestimar o Índice de Complexidade dos 138 modelos vigentes, ou aqueles vindouros em revisão metodológica, de tal sorte a se obter a real complexidade das áreas possíveis de se atuar. De tal maneira que as PNT regulatórias das Áreas Normais serão mais restritas do que aquela que seria calculada para toda a concessão. Afinal, estas regiões são menos complexas que toda a concessão, a qual engloba áreas possíveis e de risco.

Resultados

Realizou-se, na Tabela 1, a desagregação do Índice de Complexidade entre ASRO e Áreas Normais (ANR) para a área de concessão da Light.

Observa-se que, caso existisse a Distribuidora Light ASRO, esta teria uma complexidade completamente destoante das demais concessionárias do país, atingindo o patamar de 0,78. E mesmo assim, esta complexidade ainda estaria subestimada, pois são locais que, na prática, não se pode atuar devido a presença de poder paralelo dominando essas regiões.

Enquanto a Light, de acordo com dados médios dos 138 modelos, ocupa a 4ª posição no ranking de complexidade (atrás das concessionárias do Amapá, Pará e Amazonas), a Light que atuaria apenas em áreas possíveis (Light ANR) teria uma complexidade de 0,174, sendo a 20ª colocada no ranking.

COD	DISTRIBUIDORA	IC	COD	DISTRIBUIDORA	IC
-	LIGHT ASRO	0,780	D30	COELCE	0,218
D07	CEA	0,522	D53	EPB	0,206
D13	CELPA	0,488	D40	EBO	0,195
D02	AMAZONAS	0,430	D55	ESE	0,181
-	LIGHT	0,324	D35	CPFL-Piratininga	0,178
D14	CELPE	0,289	D08	CEAL	0,176
D46	ELETROACRE	0,278	D19	CEPISA	0,174
D29	COELBA	0,277	-	LIGHT ANR	0,174
D54	ESCELSA	0,267	D49	ELFSM	0,170
D03	AMPLA	0,260	D10	CEEE	0,160
D16	CEMAR	0,246	D09	CEB	0,160
D48	ELETROPAULO	0,229	D63	SULGIPE	0,151
D20	CERON	0,222	D04	BANDEIRANTE	0,150

Tabela 1. Desagregação do Índice de Complexidade entre ASRO e Áreas Normais (ANR).

Conclusões

Trata-se de proposta que prevê a desagregação das metas de PNT entre ASRO e ANR. Para ASRO, propõe-se dois caminhos: áreas de risco que são reconhecidas pelo Poder Público deveriam ter suas perdas não técnicas repassadas às tarifas ou seus custos cobertos por aporte da União; áreas de risco não reconhecidas pelo Poder Público deveriam ter parte de suas perdas comerciais reconhecidas, limitado a 80% do total.

Dado que um tratamento específico foi dispensado para as ASRO, resta recalcular a complexidade do restante da concessão. Esta empreitada não pode ser feita estimando novamente os modelos econométricos, pois não há dados em painel suficientes para esta abordagem. Uma saída paliativa, mas necessária, é reestimar apenas a complexidade, com base em variáveis mais desagregadas geograficamente, como é o caso dos atributos de subnormalidade.

Esta metodologia proposta pode trazer o tão desejado equilíbrio nas relações entre consumidores, empresas de distribuição de energia elétrica e os anseios do órgão regulador.

Por fim, é importante reconhecer que a metodologia proposta neste trabalho não exausta o assunto. Ela é uma boa ferramenta para tratamento do tema. Mas outras abordagens efetivas podem ser estudadas. Recomenda-se uma força tarefa nacional para avançar na agenda de estabelecimento de metodologia para determinação de metas de perdas não técnicas considerando-se o fenômeno das ASRO nas distintas concessões.

Referências

ANEEL, 2022. Procedimentos de Regulação Tarifária: PRORET - Submódulo 2.6. Perdas de Energia, Revisão 2.0C. Agência Nacional de Energia Elétrica, 2022. Disponível em https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren20221003_Proret_Submod_2_6_V2_0C.pdf. Acesso em julho de 2023.

Reis, L. N.; Calili, R. F; Dissertação de Mestrado, PUC-Rio 2023. Metodologia para determinação de metas de Perdas Não Técnicas de energia elétrica considerando Áreas com Severas Restrições Operativas.