

Perdas energéticas em GTD

Um dos grandes desafios para o setor elétrico é a redução das perdas energéticas em geração, transmissão e distribuição, pois elas impactam não somente os consumidores, como toda a cadeia responsável pelo fornecimento de energia no país. A partir desta edição, teremos como mentor deste fascículo o engenheiro eletricista e professor adjunto da Universidade Federal do ABC, Joel David Melo Trujillo, que possui mestrado e doutorado em Engenharia Elétrica pela Universidade Estadual Paulista Júlio de Mesquita Filho.



Capítulo 8

Influência das perdas não técnicas nos estudos de reconfiguração e regulação de tensão em redes de distribuição elétrica

Por Joel David Melo Trujillo, *Richard Wilcamango Salas,
*João Paulo Carretto e *Jader Kayque Marques de Campos

CONTEXTO SOCIAL E ECONÔMICO DAS PERDAS NÃO TÉCNICAS NA DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA

As redes elétricas desempenham um papel central no desenvolvimento econômico e social de qualquer país, assegurando o fornecimento confiável e contínuo de energia elétrica. No entanto, as perdas não técnicas (PNTs), também conhecidas como perdas comerciais, representam um desafio significativo para as distribuidoras de energia ao redor do mundo, podendo atingir até 40% da energia total transmitida e distribuída [1]. Essas perdas impactam diretamente o desempenho das redes de distribuição, podendo comprometer a qualidade do fornecimento de energia e reduzindo a receita das concessionárias de energia [2].

As principais causas das perdas comerciais estão relacionadas ao furto de eletricidade, erros na leitura de medidores, falhas na manutenção dos registros, problemas contábeis e deficiências na infraestrutura elétrica. Exemplos comuns dessas perdas são medidores defeituosos, desvios de equipamentos de medição, fornecimento de energia sem medição adequada e fraudes, como a adulteração de medidores. Esses fatores afetam tanto os consumidores, que arcam com o custo das PNTs nas tarifas de energia, quanto as empresas, que enfrentam uma redução na arrecadação e dificuldades na identificação e controle dessas perdas, resultando em prejuízos financeiros que podem ultrapassar bilhões

de dólares anualmente [3].

No Brasil, as PNTs representam um desafio significativo devido aos fatores socioeconômicos e à vasta extensão territorial do país. Em 2023, as PNTs totalizaram 38,2 TWh, correspondendo a cerca de 6,7% da energia injetada no sistema de distribuição, o que equivale a aproximadamente 9,9 bilhões de reais [4]. Apesar das regulamentações estabelecidas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) para mitigar essas perdas, o consumo de eletricidade não faturado continua impactando as tarifas e a capacidade de investimento das distribuidoras [5].

As concessionárias brasileiras de energia têm adotado diversas estratégias para combater as PNTs, incluindo a implementação de projetos de pesquisa e desenvolvimento (P&D) em colaboração com instituições acadêmicas. Essas iniciativas visam desenvolver soluções tecnológicas e operacionais que consideram variáveis técnicas, econômicas, sociais, culturais e geográficas específicas de cada região. A abordagem integrada é essencial para criar políticas públicas e regulatórias que favoreçam tanto as empresas quanto a sociedade [5].

O aumento da eficiência das redes de distribuição e o desenvolvimento contínuo de pesquisas são fundamentais para encontrar soluções que diminuam as perdas técnicas e não técnicas. A análise do impacto das PNTs no sistema de distribuição permite justificar maiores investimentos por parte das distribuidoras,

além de incentivos fiscais e financeiros por parte do governo e da ANEEL. Este artigo busca ampliar o entendimento sobre os efeitos das PNTs, avaliando a reconfiguração de sistemas de distribuição (RSD) e o controle de tensão por reguladores (RTs), considerando os impactos de diferentes níveis de PNT nos alimentadores. O objetivo deste trabalho é verificar como o aumento das PNTs influencia nos estudos de reconfiguração da rede e o ajuste da posição do tap dos reguladores de tensão.

Contextualização dos impactos das PNT nos estudos de reconfiguração da rede e o controle de tensão por meio de Reguladores de Tensão

A eficiência das redes de distribuição é importante para garantir a qualidade e a continuidade do fornecimento de energia elétrica. No entanto, as PNTs apresentam desafios significativos para os operadores e planejadores do sistema de distribuição [6]. Nos estudos de planejamento de expansão das redes, a RSD visa encontrar a melhor topologia da rede que atenda à demanda com o menor nível de perdas técnicas possível e que cumpra os critérios de confiabilidade do sistema. Igualmente, os RTs ajustam os níveis de tensão para garantir que estejam dentro de limites adequados em toda a rede de distribuição. No entanto, altos níveis de PNT em regiões próximas aos alimentadores de distribuição podem provocar sobrecargas, comprometendo a confiabilidade e afetando diretamente os estudos de RSD e os ajustes de RTs [7], [8].

Diante disso, é importante analisar como os diferentes níveis de PNT podem mudar os resultados obtidos nos estudos de RSD e os ajustes de RTs, a fim de identificar áreas críticas que exijam intervenções específicas para mitigar os impactos de PNT. Assim, este trabalho investiga de que forma o aumento das PNTs influencia no número de comutações de chaves e, também, no controle de tensão, via mudanças no tap dos RTs, em alimentadores de média tensão. A

análise considera os níveis estimados de PNT por transformador da rede. A estimativa das PNTs foi realizada com base na metodologia proposta por [10], que utiliza um modelo de regressão espaço-temporal. Esse modelo leva em conta indicadores socioeconômicos, histórico de inspeções realizadas pela concessionária e as dinâmicas urbanas da área de estudo para estimar as taxas de perdas. A compreensão dessas dinâmicas permite que operadores e planejadores das redes elétricas desenvolvam estratégias preventivas mais eficazes para enfrentar os desafios associados às PNTs.

SIMULAÇÃO DO EFEITO DE DIFERENTES NÍVEIS DE PNT

Topologia Inicial

A topologia inicial da rede elétrica é ilustrada na Figura 1, mostrando os principais elementos de um alimentador de média tensão com um comprimento aproximado de 2,9 km e considerando as informações de uma cidade no interior do estado de São Paulo. A Figura 2 mostra o perfil de carga desse alimentador para às 20h, que é seu pico de demanda nos dias úteis. Tal alimentador é operado com uma tensão nominal de 11,4 kV, com limites de tensão superior e inferior estabelecidos em 1,05 pu e 0,93 pu, respectivamente. O alimentador de distribuição é composto por 494 nós, uma subestação localizada no nó 1, 30 chaves de interconexão (CI) normalmente fechadas (NF), 6 CI normalmente abertas (NA) e um RT inserido entre os trechos 257-258. A instalação do RT nesse trecho é justificada pelo perfil de tensões do alimentador quando opera sem o RT, permitindo ajustes em áreas com maior queda de tensão devido à distância da subestação. O RT é capaz de realizar 33 derivações, oferecendo 16 posições de redução de tensão, uma posição neutra e 16 posições de reforço de tensão. Cada ajuste do tap altera a tensão em 0,625%, proporcionando uma variação de até $\pm 10\%$ do valor nominal.

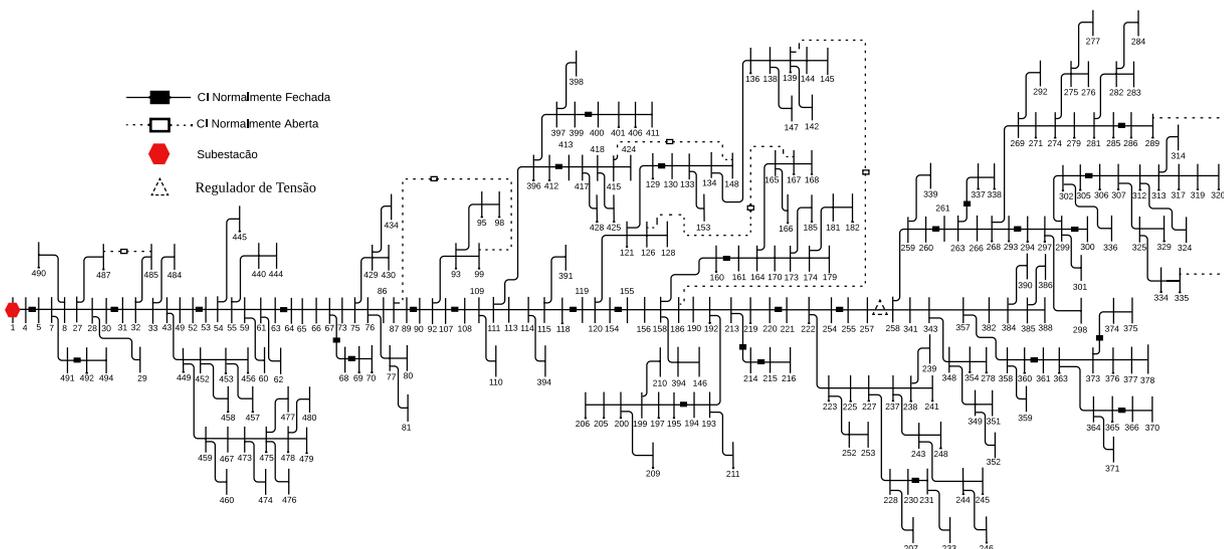


Figura 1 – Sistema de 494 nós

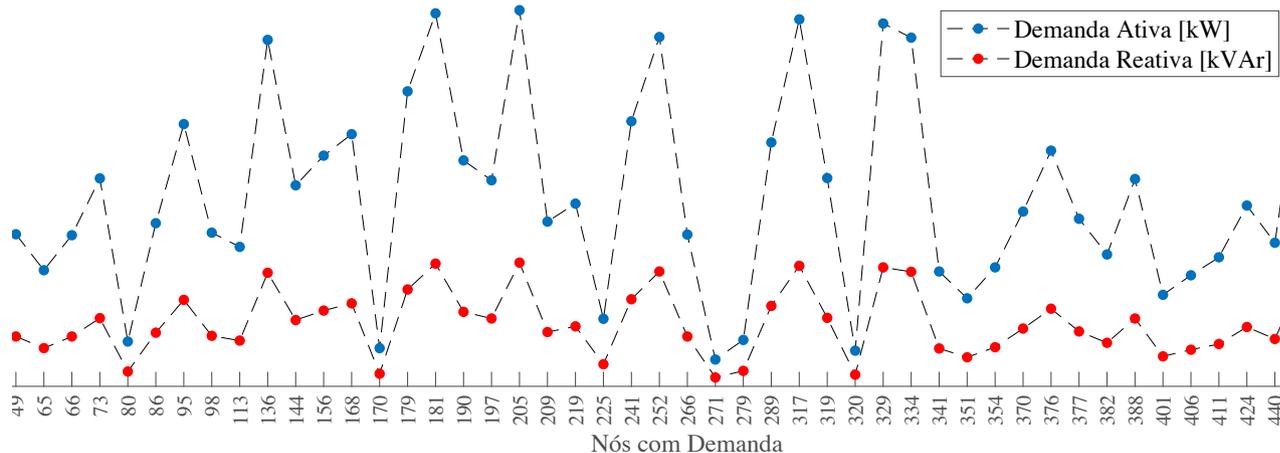


Figura 2– Nós de carga do Sistema

Adicionalmente, na configuração inicial da rede, apresentada na Figura 1, destacam-se as CI abertas, o RT e a ausência de PNT. Nesta configuração, o sistema apresenta potências ativa e reativa fornecidas pela subestação de 2947,48 kW e 999,51 kVAr, demandas ativas e reativa de 2922,25 kW e 961,05 kVAr, respectivamente, e perdas totais de 46,0046 kVA.

CENÁRIOS DE ESTUDO

Um modelo de otimização baseado em programação cônica de segunda ordem binária mista (PCSOBM) foi utilizado para avaliar o efeito de diferentes níveis de PNT. A função objetivo (FO) considera a minimização das perdas ativas totais, e as restrições incluem operação em regime permanente, reconfiguração do sistema, regulação de tensão, topologia radial e limites operacionais de corrente e tensão. Maiores informações do modelo de otimização utilizado estão disponíveis em [9]. Dos 49 nós de carga analisados (Figura 2), 11 foram identificados como suscetíveis à ocorrência de PNT (Figura 3) utilizando a metodologia apresentada em [10].

Adicionalmente, foram analisados três casos de estudo para

ilustrar o impacto das PNTs na reconfiguração da rede e no ajuste do tap do RT: (1) RSD considerando um tap fixo no RT; (2) Mudança do tap do RT sem a realização da RSD; e (3) Mudança do tap do RT e a execução da RSD. Cada caso foi avaliado sob quatro níveis de injeção de PNTs: 0%, 10%, 20% e 30% da potência fornecida pela subestação, conforme apresentado na Figura 3.

Caso I: RSD considerando um tap fixo

Neste primeiro caso, a avaliação considera que o tap do RT no trecho 257-258 se manterá fixo na posição 9. Logo, as chaves serão comutadas em função do incremento dos níveis de PNT, encontrando novas topologias da rede, procurando uma configuração da rede com menores valores de perdas totais. Os resultados das simulações e os perfis de tensão para os quatro níveis de PNT são apresentados na Tabela 1 e na Figura 4.

A Tabela 1 apresenta as chaves que sofreram alguma comutação durante a RSD, juntamente com os trechos que não alteraram seu estado, como o trecho 160-161, mas que mudaram em relação à configuração inicial ilustrada na Figura 1. Nessa tabela, a coluna N_c apresenta o número total de comutações das CI em

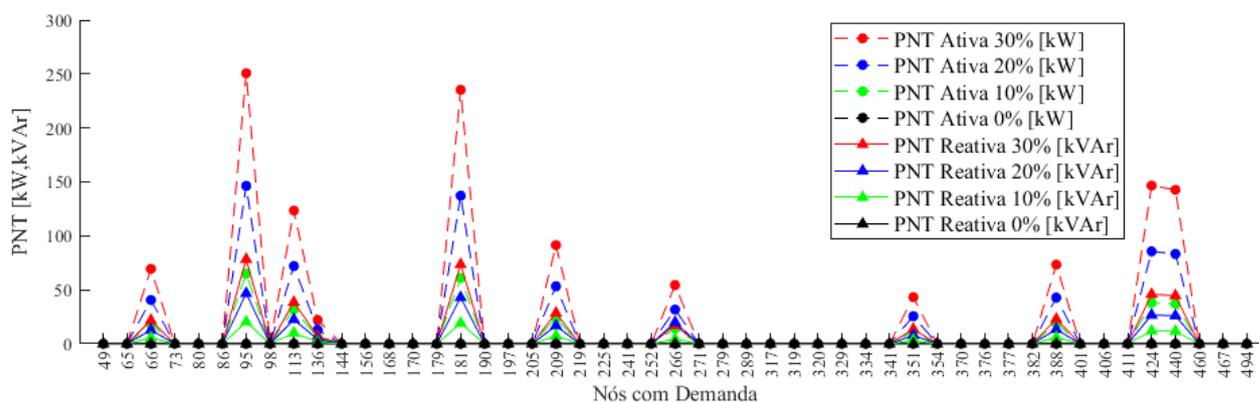


Figura 3– Nós com ocorrência de PNT

relação à configuração inicial da Figura 1. Na Figura 4, observa-se que os perfis de tensão na zona não regulada (a montante do nó 257) são bastante semelhantes, com quedas de tensão levemente maiores com o aumento dos níveis de PNT. Finalmente, as V aumentam em cada trecho, aproximando-se do valor nominal típico de chaves de rede de média tensão (cerca de 400 A) à medida

que os níveis de PNTs aumentam. Por exemplo, no nível de 30% de PNT o valor da corrente tem uma diferença de 2,2% em relação ao valor nominal. Tal valor percentual pode dificultar as manobras das chaves em caso de emergências ou em contingências, sendo necessário avaliar outras alternativas de controle como a mudança do tap do RT, que será apresentada no seguinte caso.

Tabela 1 – Resumo dos resultados do Caso I

PNT [%PS]	tap	N_c	V [pu]	V [pu]	I [A]	Trechos comutados e Estado das CI					
						129–130	148–415	285–286	289–335	160–161	126–167
0%	9	–	0,9869	1,0424	272,98	0	1	0	1	0	1
10%	9	2	0,9856	1,0410	303,51	0	1	1	0	0	1
20%	9	2	0,9839	1,0392	342,13	0	1	0	1	0	1
30%	9	2	0,9818	1,0370	391,20	1	0	0	1	0	1

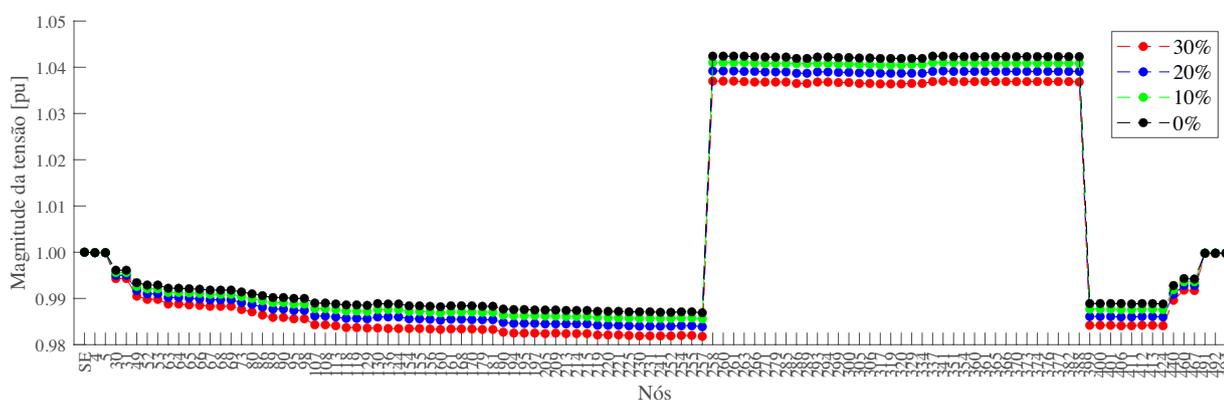


Figura 4– Perfil da magnitude de tensão no Caso I



Painéis Elétricos de média e baixa tensão

Os Painéis Elétricos Actemium combinam qualidade e segurança, oferecendo a solução ideal para o seu projeto.

- ✦ Capacidade produtiva de 3.500 painéis por ano
- ✦ Produto customizado para os nossos clientes
- ✦ Capacidade de até 2.000 m² de eletrocentro
- ✦ Dimensões reduzidas, fácil acesso e manutenção
- ✦ Produção verticalizada, qualidade e robustez



Gostou? Entre em contato conosco

Fale com um especialista em brasil@actemium.com

Caso II: Mudança do tap do RT sem a realização da RSD

No segundo caso, a avaliação considera a variação da posição do tap do RT, em função do incremento dos níveis de PNT, sendo fixada a topologia da rede. Tal topologia é o resultado da RSD juntamente com a regulação de tensão para o nível de PNT de 0%. Os resultados das simulações e os perfis de tensão para os quatro níveis de PNT são apresentados na Tabela 2 e na Figura 5.

A Tabela 2 apresenta apenas os trechos onde ocorreu comutação das CI em relação à configuração inicial da Figura 1. Na Figura 5, semelhante ao que acontece na Figura 4 do Caso 1, os níveis de tensão na região não regulada também são bastante

semelhantes, com quedas de tensão que aumentam à medida que os níveis de PNTs crescem, o que não se verifica na zona regulada (a jusante do nó 258). Por outro lado, há variação do número de posições do tap do RT, que flutua conforme os níveis de PNTs aumentam, mas permanece dentro dos limites de tensão permitidos. Finalmente, tal como no Caso 1, as I aumentam em cada trecho, aproximando-se do valor nominal de 400 A à medida que os níveis de PNTs aumentam. Igualmente, o valor da corrente tem uma diferença de 2,2% em relação ao valor nominal, sendo necessário avaliar uma mudança conjunta do tap do RT e das chaves de CI da rede, como será analisado no seguinte caso.

Tabela 2 – Resumo dos resultados do Caso II

PNT [%PS]	tap	V [pu]	V [pu]	I [A]	Trechos comutados e Estado das CI					
					126-167	129-130	148-415	160-161	289-335	305-306
0%	9	0,987	1,042	273,00	1	0	1	0	1	0
10%	10	0,986	1,047	303,51	1	0	1	0	1	0
20%	6	0,984	1,021	342,13	1	0	1	0	1	0
30%	10	0,982	1,043	391,15	1	0	1	0	1	0

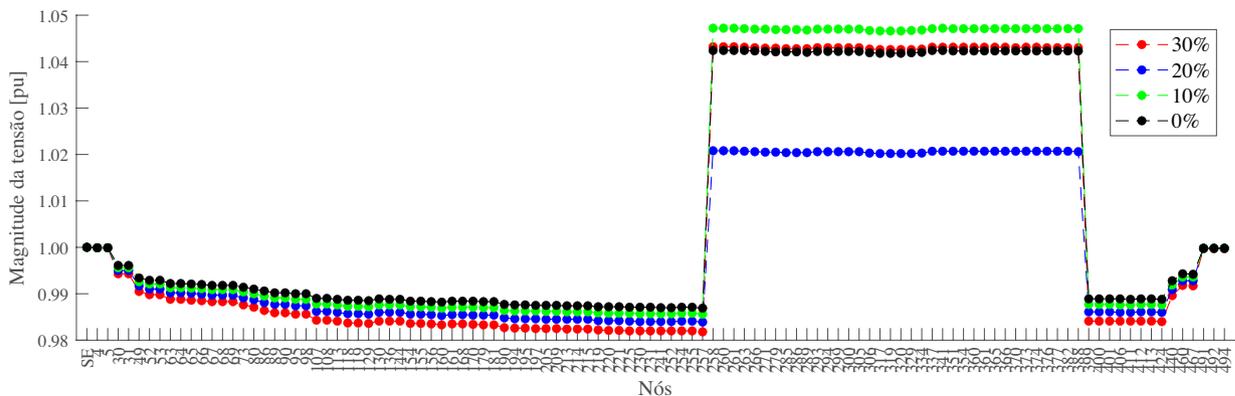


Figura 5– Perfil da magnitude de tensão no Caso II

Caso III: Mudança do tap do RT e a execução da RSD

Neste terceiro caso, avalia-se o impacto das PNT ao realizar a RSD juntamente com o RT instalado no trecho 257-258. A Tabela 3 e a Figura 6 mostram os resultados mais significativos encontrados para cada nível de PNT. A análise deste caso tem início com a configuração e posição do tap do RT, encontrados quando a injeção de PNT é nula.

Na Tabela 3 são apresentados apenas os trechos e o estado de suas respectivas CI que sofreram comutações conforme aumentaram os níveis de PNT. Igualmente, nessa tabela são detalhados os trechos que não têm alteração em seu estado, como o trecho 126-167, mas que muda a configuração em relação à Figura 1. À medida que os níveis de PNT se elevaram, houve variações tanto nas posições do tap do RT quanto nos estados das CI. Por exemplo, ao elevar o nível de PNT de 0% para 10%, o valor do tap

diminuiu em 6 posições e o número de comutações (N_c) observado foi de 2. Em relação aos perfis de tensão na zona não regulada, observou-se ainda uma maior queda de tensão com o aumento dos níveis de PNT, o que não ocorreu na zona regulada. Os valores máximos de tensão (V) permaneceram dentro do limite máximo estabelecido de 1,05 pu, e as correntes máximas (I) aumentaram em cada trecho, aproximando-se do valor nominal das chaves, de 400 A, à medida que os níveis de PNT cresceram. Diferente dos casos anteriores, houve um leve incremento na diferença percentual, atingindo o valor de 2,3% em relação ao valor nominal. A partir desses resultados, pode-se deduzir que podem ser necessários novos equipamentos de controle de tensão ou a instalação de CI, a fim de diminuir a corrente total no alimentador. Uma discussão sobre essas novas instalações será apresentada na próxima seção deste trabalho.

30
ANOS

neo
cable
Condutores Elétricos

Abastecendo o setor elétrico com confiança.



Com uma estrutura de produção robusta e um compromisso constante com a qualidade, a Neocable abastece o mercado com cabos de qualidade, durabilidade e segurança asseguradas.

- ✓ **O maior fabricante** no mercado privado de distribuição
- ✓ Capacidade produtiva **de 15mil toneladas/ano**
- ✓ **Moderno parque fabril** com mais de 45mil m²
- ✓ **Atendimento personalizado** em todo o ciclo do pedido

A confiança de sempre,
a certeza do futuro.
Isso é Neocable.

 (11) 4891-1226
 neocable.com.br

Tabela 3 – Resumo dos resultados do Caso III

PNT [%PS]	tap	N _c	V[pu]	V[pu]	I[A]	Trechos comutados e Estado das CI								
						89-90	87-99	285-286	289-335	305-306	126-167	129-130	148-415	160-161
0%	9	-	0,9869	1,0424	272,98	1	0	1	1	0	1	0	1	0
10%	3	2	0,9856	1,0041	303,51	1	0	1	0	1	1	0	1	0
20%	3	4	0,9844	1,0028	342	0	1	0	1	1	1	0	1	0
30%	7	0	0,9824	1,0253	390,99	0	1	0	1	1	1	0	1	0

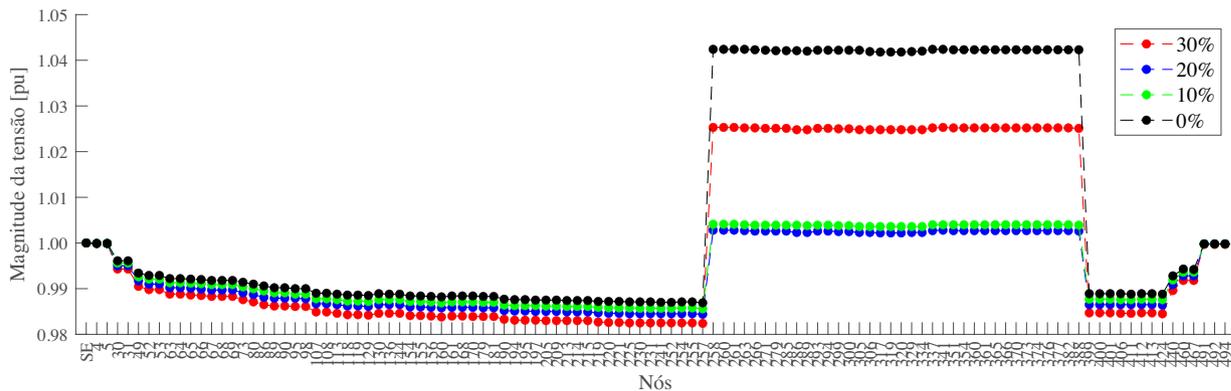


Figura 6– Perfil da magnitude de tensão no Caso III

DISCUSSÃO DOS RESULTADOS E CONSIDERAÇÕES FINAIS

Os cenários apresentados com níveis de PNTs mostram o impacto significativo no carregamento do alimentador de distribuição, resultando em quedas de tensão mais pronunciadas, podendo acelerar a depreciação dos componentes da rede pelo aumento das comutações das chaves. No entanto, estabelecer uma relação direta entre os aumentos nos investimentos ou o desgaste acelerado dos componentes e as PNTs não é simples. As perdas técnicas e não técnicas estão intrinsecamente associadas no fornecimento de energia pelos sistemas de distribuição. Embora sejam de naturezas diferentes, ambas impactam o desempenho da rede. À medida que os níveis de PNTs aumentam, as perdas técnicas também tendem a crescer, criando um ambiente interdependente no qual essas variáveis se influenciam mutuamente. Esse comportamento conjunto dificulta a identificação das causas e dos efeitos isolados de cada tipo de perda, exigindo uma análise mais detalhada do sistema de distribuição como um todo.

Atualmente, as distribuidoras utilizam curvas típicas obtidas em campanhas de medição reguladas pela ANEEL para estimar o comportamento médio de seus consumidores. Com base nessas curvas e em modelos matemáticos, é possível calcular o fluxo de potência do sistema de distribuição e as

perdas técnicas associadas. Em geral, as PNTs são calculadas como a diferença entre a perda total e a perda técnica, o que envolve certas aproximações e incertezas inerentes ao processo. Portanto, isolar e analisar as perdas comerciais sem a influência dos demais fatores continua sendo um desafio considerável.

Por outro lado, os resultados deste trabalho destacam a variação no ajuste de taps e a mudança na topologia da rede causadas pelo aumento do carregamento do sistema de distribuição. Assim, observa-se que o aumento de carregamento devido às perdas comerciais contribui para o acionamento mais frequente de equipamentos de qualidade de energia e de dispositivos de manobra, podendo reduzir sua vida útil e elevando os custos associados à manutenção e substituição de equipamentos.

Finalmente, os resultados apresentados reforçam a necessidade de maior atenção por parte das equipes técnicas e de planejamento das distribuidoras no enfrentamento das PNTs. A integração de ferramentas de monitoramento mais avançadas, bem como a implementação de novas estratégias de reconfiguração de rede com base em medições em tempo real, podem ser soluções eficazes para mitigar os impactos negativos das PNTs. Além disso, compreender a correlação entre as PNTs e os custos operacionais das concessionárias pode fornecer uma base para revisar os modelos de

investimento e priorizar melhor os recursos.

Para engenheiros e operadores de redes, identificar regiões críticas onde as PNTs afetam diretamente a vida útil dos equipamentos e a confiabilidade do sistema é essencial para o planejamento de ações preventivas. Esse enfoque proativo não apenas melhoraria a eficiência operacional, mas também poderia reduzir significativamente os custos com manutenção, aquisição de equipamentos, entre outros, além de prolongar a vida útil dos ativos do sistema elétrico, contribuindo para uma operação mais sustentável e econômica.

REFERÊNCIAS

[1] Kumar V., S., Prasad, J. and Samikannu, R. (2017) 'Overview, issues and prevention of energy theft in smart grids and virtual power plants in Indian context', *Energy Policy*, 110, pp. 365–374. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2017.08.032>.

[2] Yadav, R. and Kumar, Y. (2021) 'Detection of Non-Technical Losses in Electric Distribution Network by Applying Machine Learning and Feature Engineering', *Journal Européen des Systèmes Automatisés*, 54(3), pp. 487–493. Disponível em: <https://doi.org/10.18280/jesa.540312>.

[3] Corton, M.L., Zimmermann, A. and Phillips, M.A. (2016) 'The low cost of quality improvements in the electricity distribution sector of Brazil', *Energy Policy*, 97, pp. 485–493. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2016.07.052>.

[4] Disponível em: https://git.aneel.gov.br/publico/centralconteudo/raw/main/relatorioeindicadores/tarifaeconomico/Relatorio_Perdas_Energia.pdf

[5] Savian, F. de S. et al. (2022) 'Non-technical Losses in Brazil: Overview, Challenges, and Directions for Identification and Mitigation', *International Journal of Energy Economics and Policy*, 12(3), pp. 93–107. Disponível em: <https://doi.org/10.32479/ijeep.12614>.

[6] Disponível em: https://gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/38_castro211.pdf

[7] Civanlar, S. et al. (1988) 'Distribution feeder reconfiguration for loss reduction', *IEEE Transactions on Power Delivery*, 3(3), pp. 1217–1223. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/61.193906>.

[8] Sambaiah, K.S. and Jayabarathi, T. (2020) 'Loss minimization techniques for optimal operation and planning of distribution systems: A review of different methodologies', *International Transactions on Electrical Energy Systems*, 30(2), p. e12230. Disponível em: <https://doi.org/10.1002/2050-7038.12230>.

[9] Carretto, J.P., Salas, R.W. and Melo, J.D. (2024) 'Impacto das Perdas Não-Técnicas na Reconfiguração e Regulação de Tensão em Sistemas de Distribuição Elétrica'. (submetido à publicação).

[10] Ventura, L. et al. (2023) 'Estimation of non-technical loss

rates by regions', *Electric Power Systems Research*, 223, p. 109685. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2023.109685>.

*Richard Wilcamango Salas é engenheiro mecânico com doutorado em Engenharia Elétrica pela UNESP. Atualmente desenvolve estágio de pós-doutorado na Universidade Federal do ABC, no Programa de Pós-Graduação em Energia.

*João Paulo Carretto é engenheiro de energia pela Universidade Federal do ABC. Atua no setor de suprimentos da EDP Brasil, como analista de planejamento. Possui experiência no processo de S&OE (Sales & Operations Execution) e suas áreas de interesse incluem métodos de otimização e redução de perdas de energia elétrica.

*Jader Kayque Marques de Campos é engenheiro eletricista, mestrando em Engenharia Eletrônica e Computação pelo ITA e pós graduado em Sistemas Elétricos de Potência pela UMC. Atualmente, atua no Planejamento da Expansão como engenheiro de Planejamento na EDP Brasil.

