



Análise do impacto tarifário da substituição de redes aéreas com condutores nus.

Tema: Gestão Ativos e Manutenção

Autores: Herberth Vinicis da Silva Pinto Junior, Patrik Eduardo Alves Barbosa

Co-Autores: Gabriel Miyasaka

Empresa: Norven

Resumo

A crescente preocupação com a resiliência das redes elétricas frente a eventos climáticos extremos tem motivado discussões no setor elétrico brasileiro. Nesse contexto, este estudo analisa o impacto tarifário da substituição de redes com condutores nus por redes com cabos protegidos no sistema de distribuição em média tensão (SDMT) e cabos isolados no sistema de distribuição em baixa tensão (SDBT).

Para esse propósito, foram calculados os percentuais de rede nua em todos os conjuntos de unidades consumidoras do Brasil, utilizando as informações contidas nas Bases de Dados Geográficas das Distribuidoras (BDGDs). Os resultados obtidos foram então comparados com os indicadores de desempenho efetivamente realizados e com os limites regulatórios estabelecidos para o DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) e para o FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora). A análise revelou que a maior incidência de violações dos limites regulatórios ocorre nos conjuntos com mais de 70% de redes com condutores nus.

Por fim, simulou-se o impacto tarifário da substituição dos condutores nus por cabos protegidos para média tensão e cabos isolados para baixa tensão em duas distribuidoras com perfis distintos: uma composta predominantemente por redes urbanas e outra com grande incidência de redes rurais. Os resultados oferecem *insights* valiosos, contribuindo para o aprimoramento das discussões regulatórias no setor elétrico, com foco na melhoria da qualidade do serviço e aumento da resiliência das redes de distribuição.

1. Introdução

Nos últimos anos, a resiliência das redes elétricas tornou-se um tema central nas discussões do setor elétrico brasileiro. A crescente frequência e intensidade de eventos climáticos extremos têm evidenciado a vulnerabilidade da infraestrutura elétrica e seu impacto nos indicadores de qualidade do fornecimento. Essa realidade tem motivado iniciativas voltadas ao fortalecimento da robustez e adaptabilidade das redes elétricas.

Diante disso, em 2024, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) instaurou a Tomada de Subsídios nº 02/2024 e, posteriormente, a Consulta Pública nº 32/2024. O objetivo desses processos foi coletar contribuições para aprimorar os regulamentos relacionados ao aumento da resiliência dos sistemas de distribuição e transmissão, visando a melhor preparação e resposta a eventos climáticos extremos. Essa

iniciativa destaca a importância de identificar os fatores que contribuem para a vulnerabilidade das redes e priorizar investimentos que aumentem sua capacidade de resposta e recuperação.

Além disso, estudos recentes, como o artigo "Resiliência das redes elétricas frente ao novo paradigma climático" (CASTRO, 2025), reforçam a necessidade de integrar o conceito de resiliência às estratégias regulatórias e empresariais. O estudo aborda como a internalização dos riscos climáticos e a adoção de práticas adaptativas podem contribuir para a sustentabilidade do setor elétrico brasileiro.

Para monitorar o assunto, são utilizados os indicadores DEC e FEC, que medem, respectivamente, a média da duração e frequência das interrupções no fornecimento de energia das distribuidoras de energia no Brasil, conforme estabelecido no Módulo 8 do PRODIST.

O acompanhamento e cálculo desses indicadores é realizado para cada região da área de concessão da distribuidora, denominada conjunto de unidades consumidoras ou conjuntos elétricos.

A ANEEL estabelece limites de desempenho para cada conjunto elétrico com base em uma metodologia de *benchmarking*. Essa metodologia é aplicada periodicamente durante o processo de Revisão Tarifária Periódica de cada distribuidora, e a trajetória de limites é definida para o ciclo tarifário seguinte, que pode variar de 3 a 5 anos, conforme a distribuidora.

Desempenhos aquém dos limites estabelecidos para esses indicadores podem acarretar uma série de penalizações às distribuidoras, como o pagamento de compensações financeiras aos consumidores, aplicação de multas ou a imposição de prejuízos econômicos por meio do Fator Xq. Em casos mais graves, a violação dos indicadores globais pode resultar na caducidade da concessão da distribuidora.

Além disso, limites excessivamente restritivos podem exigir que a distribuidora realize investimentos significativos, o que pode impactar os consumidores com um aumento excessivo das tarifas.

Nesse sentido, diante da exigência regulatória para a melhoria da qualidade do serviço, necessidade de cumprimento dos limites regulatórios e aumento da resiliência das redes de distribuição, uma das medidas que podem ser adotadas pelas distribuidoras para atender a esses desafios é a substituição das redes com condutores nus por redes com cabos protegidos ou isolados. No entanto, é essencial avaliar previamente o impacto tarifário dessa substituição sobre os consumidores de energia, como será analisado a seguir.

2. Desenvolvimento

A metodologia adotada neste trabalho consiste em analisar o impacto da violação dos limites dos conjuntos de unidades consumidoras em função do percentual de rede com condutores nus presente em cada conjunto de unidades consumidoras.

Com base nessas informações, foi possível selecionar conjuntos de unidades consumidoras para a análise tarifária da substituição dos condutores nus por cabos isolados em baixa tensão ou protegidos em média tensão, com o objetivo de aprimorar a resiliência da rede elétrica, reduzir falhas e otimizar a qualidade do fornecimento. **Fonte dos dados**

Os dados utilizados foram obtidos da Base de Dados Georreferenciada de Distribuição (BDGD), Interrupções de Energia Elétrica nas Redes de Distribuição e indicadores coletivos de continuidade, acessíveis no portal de dados abertos da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Todos os dados têm como data-base dezembro de 2023. Essas bases incluem informações detalhadas sobre a infraestrutura de distribuição de energia elétrica no Brasil, como extensões de redes, tipos de condutores e localização georreferenciada. Além disso, abrangem a média da duração e frequência das interrupções no fornecimento de energia por unidade consumidora, bem como o quantitativo de interrupções registradas.

Processo de Análise

A análise foi conduzida em cinco etapas, conforme detalhado abaixo:

Cálculo do Percentual de Redes com Condutores Nus

Para cada conjunto elétrico do Brasil foi calculado o percentual de redes com condutores nus. Esse percentual foi obtido dividindo-se a extensão de redes nuas pela extensão total das redes no conjunto. Para determinar a extensão de rede, foi utilizado o campo "COMP", que representa o comprimento em metros de um segmento de rede. A partir disso, somou-se todos os segmentos de rede para todos os conjuntos. Por fim, realizou-se o cálculo do percentual de rede nua em dois cenários:

- Cenário 1: Considerando apenas as redes de média tensão.
- Cenário 2: Considerando as redes de média e baixa tensão.

Para determinar o tipo de isolamento, foi utilizado o campo "A3" dos atributos contábeis da BDGD, que indica o tipo de isolamento do condutor de acordo com o Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico (MCSPE).

Análise dos Indicadores de Qualidade e quantidade de interrupções

Para cada conjunto elétrico, foram coletados os valores de DEC e FEC e comparados com os limites regulatórios estabelecidos pela ANEEL. Adicionalmente, foi analisada a quantidade de interrupções registradas em cada conjunto, fornecendo um panorama detalhado sobre a confiabilidade do fornecimento.

Um dos parâmetros utilizados é o DGC estabelecido no Módulo 8 do PRODIST. Esse parâmetro é utilizado para classificar as distribuidoras em um ranking de desempenho global, conforme equação (1).

$$DGC = \frac{\frac{DEC\ Global_{apurado}}{DEC\ Global_{limite}} + \frac{FEC\ Global_{apurado}}{FEC\ Global_{limite}}}{2}$$

Equação (1)

Apesar do DGC ser utilizado para avaliação do indicador global da distribuidora, para fins das análises deste trabalho, ele foi aplicado a cada conjunto elétrico de modo consolidar os dois indicadores DEC e FEC de cada conjunto em um único índice.

Na análise das interrupções, foram consideradas exclusivamente as interrupções não programadas. Além disso, foram desconsideradas:

- Interrupções oriundas de atuação de esquemas de alívio de carga solicitado pelo ONS.
- Interrupções de origem externa ao sistema de distribuição.

Também foram aplicados filtros para segmentar os dados entre os níveis de tensão de média tensão (SDMT) e baixa tensão (SDBT).

Simulação dos Impactos Tarifários Para demonstrar os custos associados à substituição de condutores nus, foram utilizados os dados disponíveis da última revisão tarifária periódica (RTP) de duas distribuidoras. Nesse sentido, utilizamos o laudo de avaliação incremental obtido através do processo de RTP para calcular um novo valor de reposição para esses condutores. O valor residual dos condutores foi desconsiderado na análise, considerando-os como totalmente depreciados. Essa abordagem foi necessária porque as informações contábeis detalhadas das empresas não estão disponíveis para consulta na base de dados abertos da ANEEL, impossibilitando a inclusão do valor residual no cálculo.

Após o levantamento do custo total necessário para substituir as redes com condutores nus, os valores foram aplicados ao SPARTA publicado no processo de RTP, que calcula todas as parcelas da estrutura tar-

ifária, para simular o impacto do aumento da parcela B na tarifa de duas distribuidoras com características distintas, sendo elas:

- **Distribuidora 1:** Com concessão predominantemente urbana e alta densidade de consumidores.
- **Distribuidora 2:** Com concessão predominantemente rural, baixa densidade de consumidores e redes extensas em áreas rurais.

Na simulação, consideraram-se as variáveis relacionadas à parcela A e aos efeitos de mercado como fixas, ou seja, sem alterações em relação à data da última revisão tarifária. Essa abordagem permite que a análise isole o impacto da alteração na parcela B, que reflete o incremento da base de remuneração regulatória (BRR). Assim, é possível avaliar o efeito tarifário associado à substituição dos condutores nus, sem a interferência de outras variáveis externas.

Cálculo da Quantidade de Condutores

O cálculo da quantidade de condutores foi executado a partir do comprimento dos segmentos de rede registrado no campo “COMP” das entidades SSD na BDGD. Para cabos singelos (identificados pelo campo “FORM_CAB” na entidade SEGCON), o comprimento foi multiplicado por:

- A quantidade de condutores por fase (campo “CND_FAS” da entidade SEGCON); e
- A quantidade de fases de conexão do segmento (campo “FAS_CON” das entidades SSD).

Para cabos não singelos, a multiplicação pela quantidade de fases foi desconsiderada, pois o comprimento total corresponde à quantidade total de condutores por segmento, em metros. Como cabos nus são registrados em quilogramas (kg) no Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico (MCPSE), foi aplicada a conversão para quilogramas utilizando o fator do campo “FTRCNV” da entidade SEGCON.

Essas quantidades foram utilizadas para determinar a quantidade de cabos a serem substituídos.-

Metodologia de Substituição (DE-PARA)

Antes de realizar a valoração dos ativos a serem implantados, foi necessário estabelecer uma correspondência (De/Para) entre os condutores nus desativados e os condutores protegidos/isolados que seriam instalados. Essa etapa teve como objetivo garantir que os custos de instalação fossem baseados em condutores tecnicamente compatíveis e amplamente utilizados no sistema.

A metodologia para o De/Para considerou os condutores isolados mais relevantes identificados no último laudo de avaliação da RTP, que serviu como insumo para a valoração. Priorizou-se a substituição por redes protegidas em média tensão e redes isoladas ou multiplexadas em baixa tensão, em conformidade com a predominância atual dessas tecnologias nas bases analisadas.

Após identificar os condutores nus nos conjuntos críticos, foi realizada a substituição por condutores isolados, protegidos ou multiplexados, considerando características como tipo de isolamento, faseamento e tensão. Para as redes de média tensão, optou-se pela substituição dos condutores nus por redes protegidas. Já para as redes de baixa tensão, foi priorizada a substituição por condutores multiplexados, atribuindo às fases dos condutores as fases correspondentes aos segmentos.

Os quantitativos seguiram as seguintes regras:

- Para condutores isolados e multiplexados, foi considerado o comprimento do segmento, já que essas tecnologias agrupam todas as fases em um único condutor.
- Para a instalação de redes protegidas, foi utilizada a quantidade calculada, uma vez que esse tipo de rede é indicado como singelo no campo “FORM_CAB”.

Esses ajustes foram alinhados com práticas operacionais existentes, as novas combinações de codificação, conforme o MCPSE, corresponderam aos condutores não nus já utilizados pela empresa.

Custo de substituição

O custo de substituição dos condutores foi determinado com base no valor unitário médio de fábrica do último laudo de avaliação, utilizado para calcular o valor de fábrica. Para os custos de Componentes Menores (COM) e Custos Adicionais (CA), utilizou-se o Banco de Preços Referenciais (BPR) registrado no Submódulo 2.3 do PRORET. Custos relacionados a Juros de Obras em Andamento (JOA) não foram considerados.

Foram calculados os custos totais de substituição dos condutores em quatro cenários para cada distribuidora:

- **Cenário 1:** Substituição dos condutores nus em 40% dos conjuntos com pior desempenho de DGC, considerando apenas redes de média tensão.
- **Cenário 2:** Substituição dos condutores nus em 40% dos conjuntos com pior desempenho de DGC, considerando redes de média e baixa tensão.
- **Cenário 3:** Substituição de 100% dos condutores nus em todos os conjuntos elétricos, considerando apenas redes de média tensão.
- **Cenário 4:** Substituição de 100% dos condutores nus em todos os conjuntos elétricos, considerando redes de média e baixa tensão.

Resultados

A partir dos dados levantados, foi possível avaliar a relação entre o percentual de redes com condutores nus, os indicadores de qualidade de serviço (DEC, FEC e DGC), assim como quantidade de interrupções. Nesse sentido, as Figs. (1) e (2) apresentam a quantidade de interrupções por faixa de percentual de rede com condutores nus verificada em todos os conjuntos do Brasil. Tanto para a média e baixa tensão, quanto exclusivamente para a média tensão.

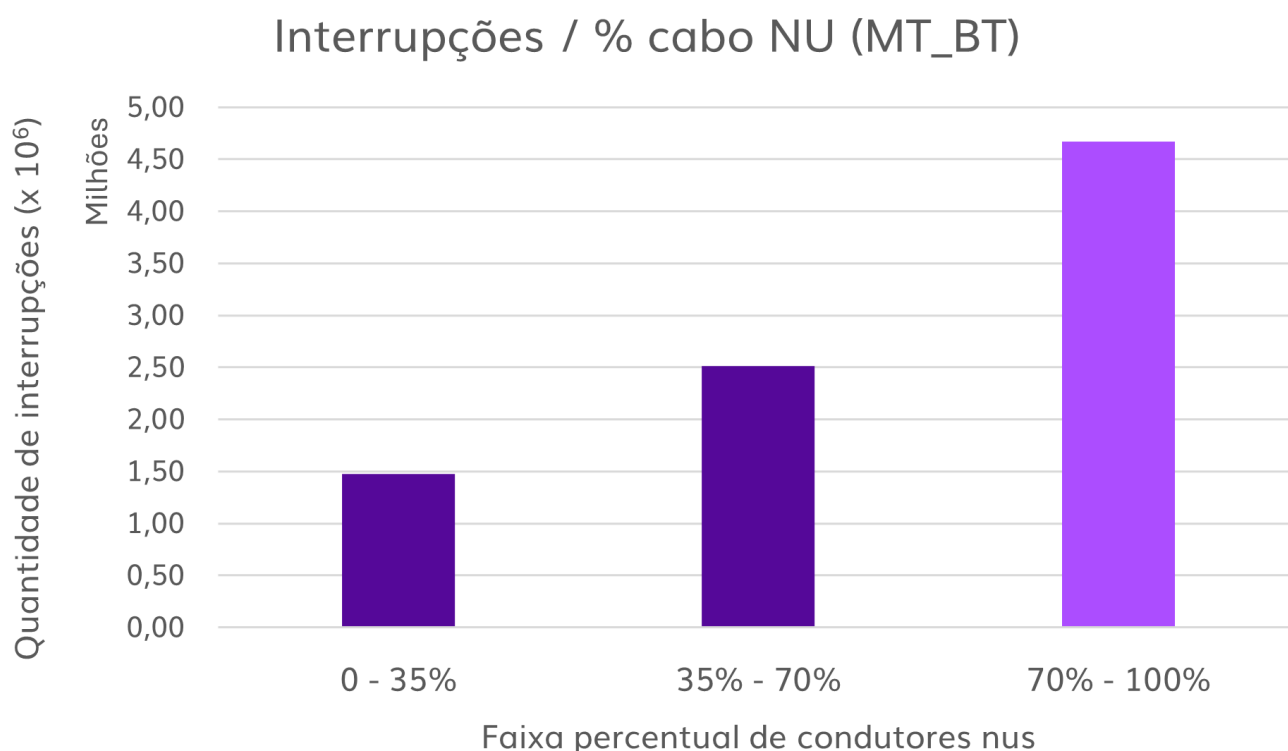


Figura 1 - Quantidade de interrupções por faixa de percentual de rede com condutores nus (SDMT e SDBT)

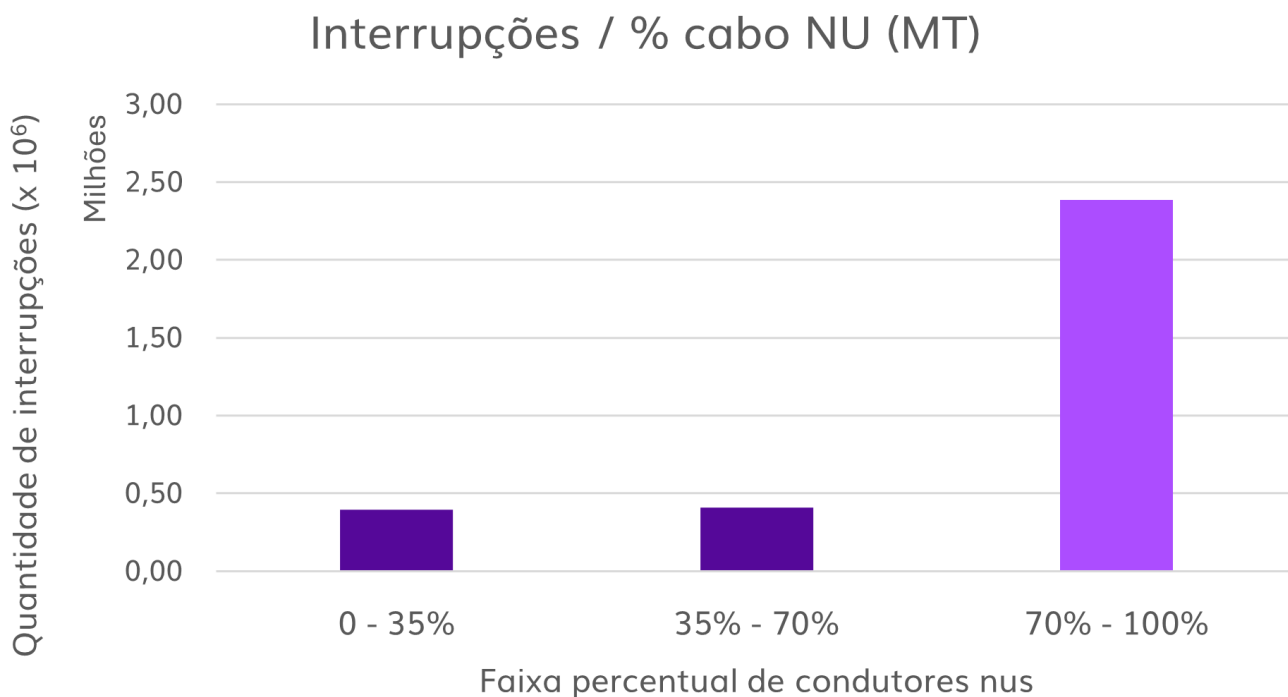


Figura 2 - Quantidade de interrupções por faixa de percentual de rede com condutores nus (apenas SDMT)
Os resultados sugerem que as redes que possuem maior percentual de condutores nus estão mais suscetíveis a falhas.

Adicionalmente e de forma semelhante, as Figs. (3) e (4) mostram a quantidade de conjuntos que violam os limites regulatórios de acordo com o percentual e rede nua. Para essa análise, foram utilizadas as relações DEC/DECLimite, FEC/FEClimite e DGC, filtrando apenas os conjuntos com valores superiores a 1 (um) nesses parâmetros, ou seja, que violam os limites regulatórios.

QTD conjuntos que violam os limites regulatórios / % condutor NU (MT_BT)

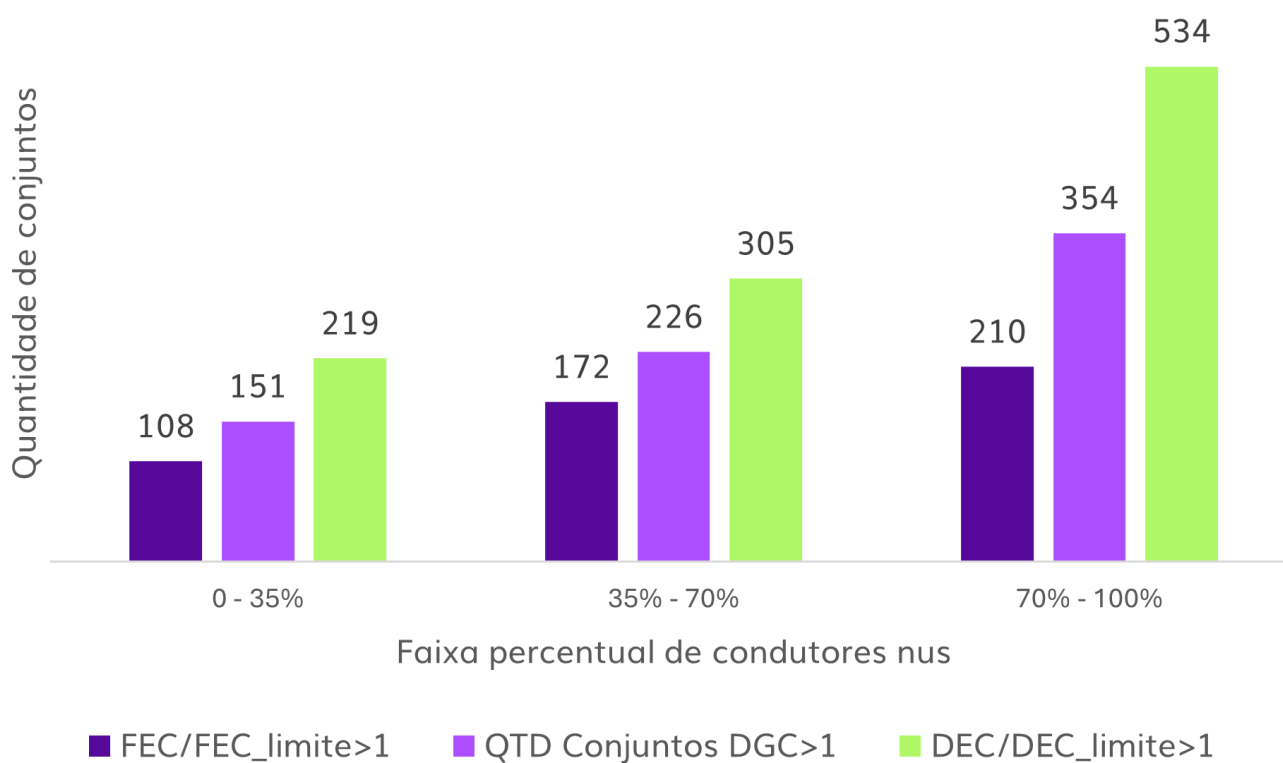


Figura 3 - Quantidade de conjuntos que violam os limites regulatórios de acordo com o percentual de rede com condutores nus (SDBT e SDMT)

QTD conjuntos conjuntos que violam os limites regulatórios / % condutor NU (MT)

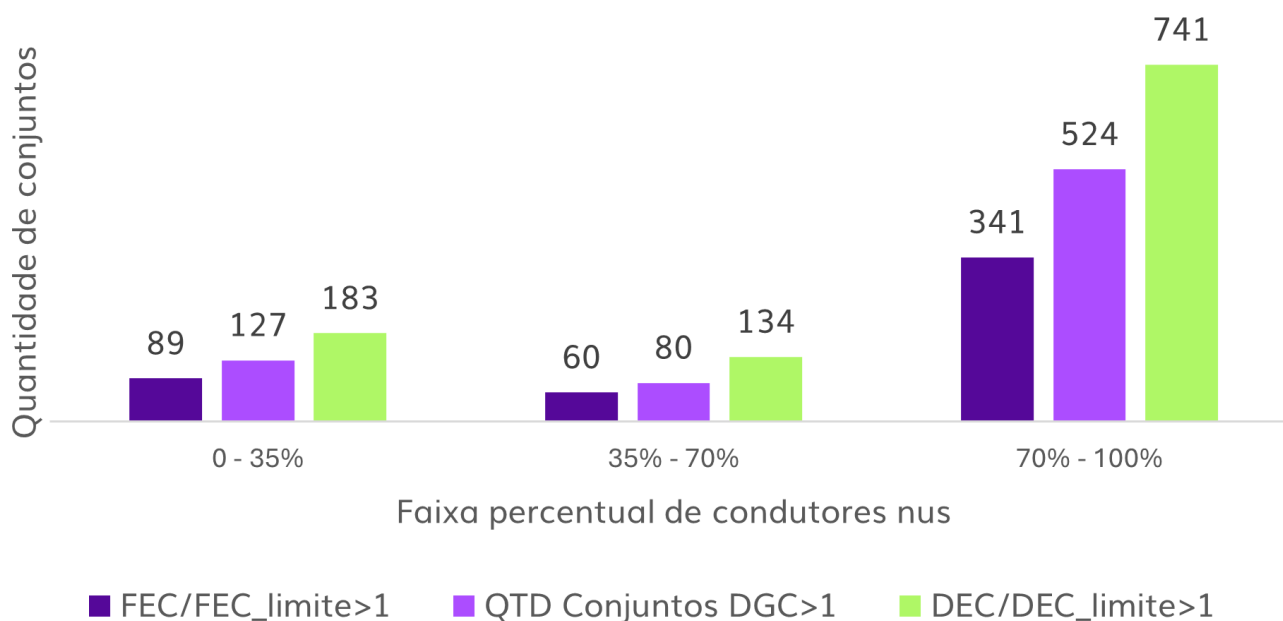


Figura 4 - Quantidade de conjuntos que violam os limites regulatórios de acordo com o percentual e rede com condutores nus (apenas SDMT).

Os resultados sugerem que há uma maior concentração de conjuntos que violam os limites regulatórios nas faixas com percentuais mais altos de condutores nus (70% a 100%), evidenciando a possibilidade de que a modernização dessas redes possa contribuir para a melhoria dos índices de qualidade, como DEC e FEC. No entanto, é importante ressaltar que essa não é necessariamente a única causa das violações observadas, uma vez que outros fatores podem influenciar o desempenho dos conjuntos elétricos.

Nesse contexto, o estudo buscou avaliar o custo e o impacto tarifário que a substituição de condutores nus por condutores isolados ou protegidos poderia gerar para os consumidores, caso uma medida expressiva como essa fosse adotada. As Figs. (5) e (6) ilustram o impacto tarifário simulado a partir do incremento da Base de Remuneração Regulatória (BRR) necessária para a substituição dos condutores nus de duas distribuidoras com características distintas: a “Distribuidora 1”, com perfil predominantemente urbano, e a “Distribuidora 2”, com perfil predominantemente rural. É importante destacar que o objetivo do estudo não é afirmar a eficácia da substituição para os indicadores de qualidade, mas sim fornecer subsídios para a análise do custo-benefício dessa ação sob a perspectiva regulatória e econômica.

Impacto Tarifário Distribuidora 1

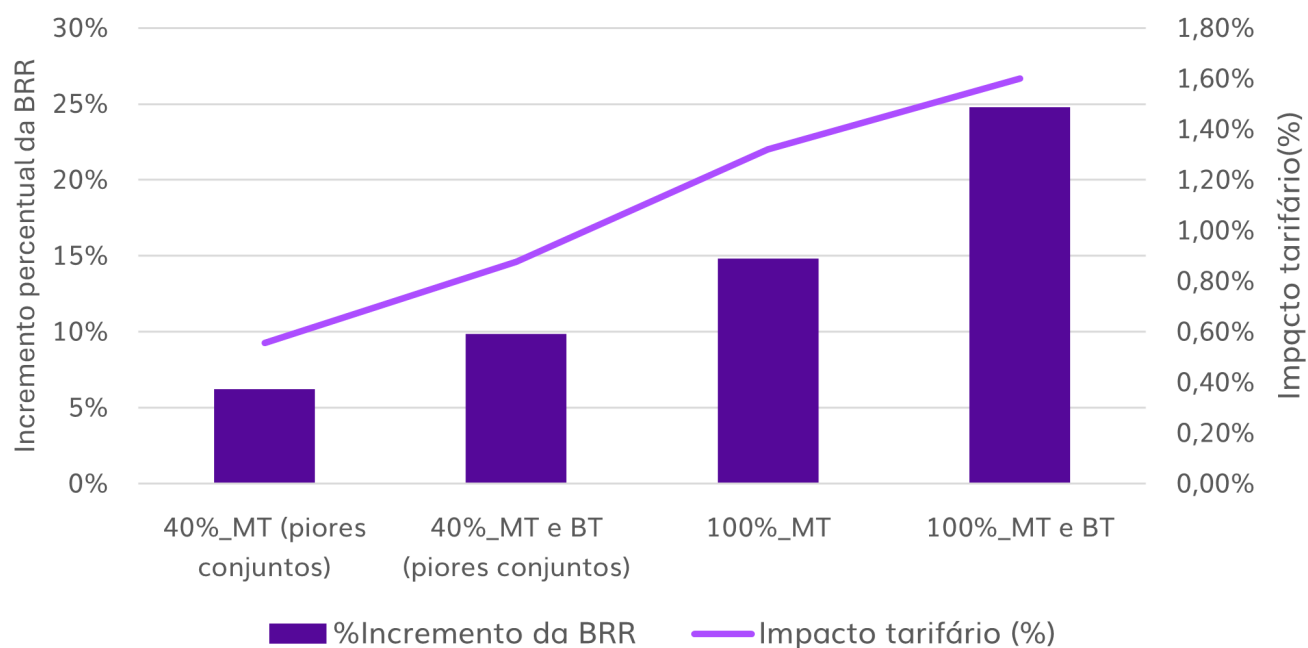


Figura 5 - Impacto tarifário Distribuidora 1 (predominância de redes urbanas).

Impacto Tarifário Distribuidora 2

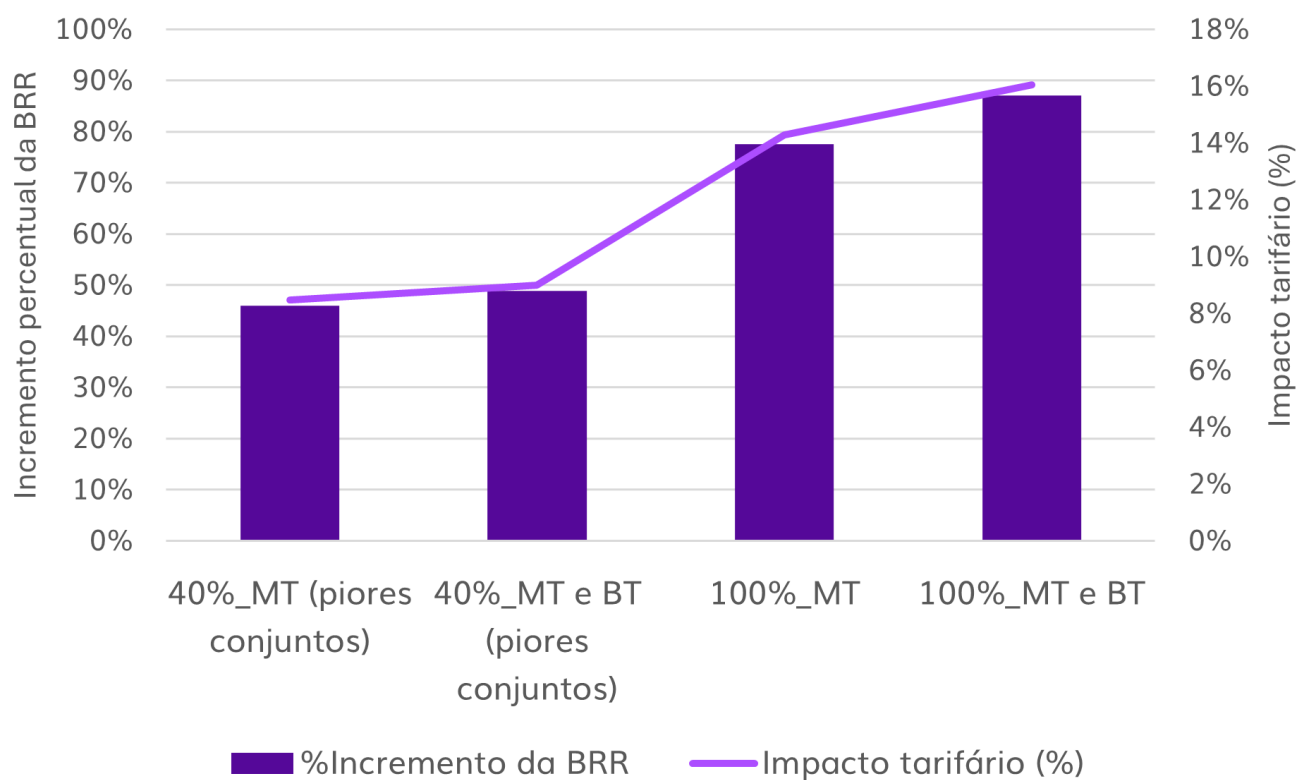


Figura 6 - Impacto tarifário Distribuidora 2 (predominância de redes rurais).

Os resultados evidenciam que os impactos da substituição dos condutores nus variaram significativamente entre as duas distribuidoras analisadas, devido às características distintas de suas concessões.

No caso da Distribuidora 1, com características predominantemente urbanas, o impacto tarifário foi menor devido a alguns fatores. A extensão de rede nua na Distribuidora 2 é sete vezes maior do que na Distribuidora 1. Isso resultou em um incremento necessário na Base de Remuneração Regulatória (BRR) de 25% para a Distribuidora 1 substituir todos os condutores nus da concessão, enquanto para a Distribuidora 2 foi necessário um aumento de aproximadamente 90% da BRR para o mesmo cenário.

Esse investimento proporcionalmente maior, combinado com a menor densidade de consumidores da Distribuidora 2, resultou em um impacto tarifário mais expressivo.

Esses resultados destacam a necessidade de considerar as particularidades de cada distribuidora ao planejar intervenções, dado os diferentes impactos tarifários verificados em cada caso.

3. Conclusão

Os resultados deste estudo indicam que os conjuntos com maiores percentuais de redes nuas apresentam um número maior de violações dos limites regulatórios, bem como uma quantidade mais elevada de interrupções associadas.

Diante da exigência regulatória de cumprimento dos limites dos indicadores de continuidade e da necessidade de aumentar a resiliência das redes, uma medida que contribui para esses objetivos é a substituição de condutores nus por alternativas mais modernas, como condutores protegidos ou multiplexados, pode trazer benefícios potenciais tanto para as concessionárias quanto para os consumidores. Entre os possíveis benefícios destacam-se:

- Redução de interrupções em áreas vulneráveis, o que pode impactar positivamente os indicadores de qualidade.
- Aumento da resiliência das redes frente a eventos climáticos adversos.
- Redução de custos operacionais de manutenção e recuperação em redes protegidas ou isoladas.

Para isso, foi verificado o impacto tarifário de 1,60% para a Distribuidora 1 e de 16% para a Distribuidora 2 no cenário de substituição de 100% dos condutores nus das redes de média e baixa tensão. A diferença nos resultados obtidos para cada uma demonstra que os efeitos da substituição das redes podem variar de acordo com as características regionais e demográficas, além das condições da rede existente, o que destaca a importância de considerar esses fatores no planejamento de cada distribuidora.

Para viabilizar e estimular essa transição, políticas de incentivo, como financiamentos específicos ou subsídios regulatórios, poderiam ser criadas. Tais políticas devem considerar o custo-benefício em diferentes regiões, priorizando áreas com maior percentual de redes nuas e desempenho crítico nos indicadores regulatórios.

Além disso, seria interessante analisar formas de expurgar os indicadores de DEC/FEC programados, utilizados para a melhoria da qualidade do serviço, desde que haja a devida justificativa registrada por cada distribuidora.

Por fim, embora os resultados forneçam uma sensibilidade inicial dos impactos tarifários associados ao tema, estudos futuros poderiam explorar:

- O impacto de outros materiais e tecnologias na eficiência e resiliência das redes elétricas.
-

Simulações que incorporem variáveis climáticas, como a velocidade do vento e precipitação pluviométrica.

- Estudos de caso que avaliem a substituição real de condutores nus e seus efeitos nos indicadores de qualidade ao longo do tempo.

Esses aprofundamentos são essenciais para ampliar a compreensão dos benefícios e desafios associados à modernização das redes elétricas e para auxiliar na formulação de políticas públicas e estratégias de investimento mais eficazes.

4. Referências bibliográficas

CASTRO, Nivalde de; SANTOS, Vitor. Resiliência das redes elétricas frente ao novo paradigma climático. Disponível em: <https://gesel.ie.ufrj.br/publicacao/resiliencia-das-redes-eletricas-frente-ao-novo-paradigma-climatico/>. Acesso em: 16 jan. 2025.

ANEEL. Tomada de Subsídios nº 002/2024. Disponível em: <https://antigo.aneel.gov.br/tomadas-de-subsidios>. Acesso em: 16 jan. 2025.

ANEEL. Base de Dados Georreferenciada. Disponível em: <https://dadosabertos-aneel.opendata.arcgis.com/search?tags=distribuicao>. Acesso em: 7 dez. 2024.

ANEEL. Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico (MCPSE). Brasília: ANEEL, 2015.

ANEEL. Página de Dados Abertos. Disponível em: <https://dados.aneel.gov.br/>. Acesso em: 16 jan. 2025.

ANEEL. Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET). Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/procedimentos-regulatorios/proret>. Acesso em: 16 jan. 2025.

Norven. *Ferramenta de cálculo de DEC e FEC*. Disponível em: <https://norven.com.br/dec-fec/>. Acesso em: 7 dez. 2024.