



**UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA
“JÚLIO DE MESQUITA FILHO”**

Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

**INFLUÊNCIA DOS EVENTOS METEOROLÓGICAS EM FALHAS NA
REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

**BAURU
2025**

FACULDADE DE ENGENHARIA DE BAURU
PROGRAMA PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

INFLUÊNCIA DOS EVENTOS METEOROLÓGICAS EM FALHAS NA
REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

WILHAN RANGEL DE FREITAS

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Faculdade de Bauru (FEB) da Universidade Estadual Paulista (UNESP), para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. André Nunes de Souza
Coorientador: Prof. Dr. Fabio de Oliveira
Carvalho

BAURU
2025

F866i	<p>Freitas, Wilhan Rangel de</p> <p>Influencia dos eventos meteorológicas em falhas na rede de distribuição de energia elétrica / Wilhan Rangel de Freitas. -- , 2025 70 p.</p> <p>Dissertação (mestrado profissional) - Universidade Estadual Paulista (UNESP), Faculdade de Engenharia, Bauru, Orientador: André Nunes de Souza Coorientador: Fabio de Oliveira Carvalho</p> <p>1. Falhas na distribuição elétrica. 2. Rede de distribuição de energia elétrica. 3. Impactos das condições meteorológicas. I. Título.</p>
-------	---

ATA DA DEFESA PÚBLICA DA DISSERTAÇÃO DE MESTRADO DE WILHAN RANGEL DE FREITAS, DISCENTE DO PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA, DA FACULDADE DE ENGENHARIA - CÂMPUS DE BAURU.

Aos 06 dias do mês de fevereiro do ano de 2025, às 10h, por meio de Videoconferência, realizou-se a defesa de DISSERTAÇÃO DE MESTRADO de WILHAN RANGEL DE FREITAS, intitulada **INFLUÊNCIAS DOS EVENTOS METEOROLÓGICAS EM FALHAS NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**. A Comissão Examinadora foi constituída pelos seguintes membros: Prof. Dr. ANDRE NUNES DE SOUZA (Orientador(a) - Participação Virtual) do(a) Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Bauru, Prof. Dr. SHIGEAKI LEITE DE LIMA (Participação Virtual) do(a) Departamento de Engenharia Elétrica / Universidade Federal do Maranhão, Prof. Dr. PEDRO DA COSTA JUNIOR (Participação Virtual) do(a) Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Bauru - UNESP. Após a exposição pelo mestrando e arguição pelos membros da Comissão Examinadora que participaram do ato, de forma presencial e/ou virtual, o discente recebeu o conceito final: APROVADO. Nada mais havendo, foi lavrada a presente ata, que após lida e aprovada, foi assinada pelo(a) Presidente(a) da Comissão Examinadora.

Prof. Dr. ANDRE NUNES DE SOUZA



IMPACTO POTENCIAL DESTA PESQUISA

Esta pesquisa contribui para um melhor entendimento de como as mudanças climáticas afetam o desempenho das redes de distribuição de energia elétrica, possibilitando o desenvolvimento de estratégias mais eficazes para aumentar a resiliência da infraestrutura elétrica. Esse aspecto é particularmente relevante no estado de São Paulo, onde eventos climáticos extremos já têm comprometido a confiabilidade do fornecimento de energia. A pesquisa evidencia a correlação entre as falhas na rede elétrica e condições climáticas específicas, o que pode influenciar diretamente as decisões sobre investimentos em melhorias na infraestrutura. Com base nos dados que mostram uma relação significativa entre variáveis climáticas e falhas, é possível direcionar recursos (CAPEX) para as áreas mais vulneráveis, implementando soluções preventivas ou adaptativas. Além disso, o estudo fornece informações valiosas para a alocação eficiente de recursos operacionais (OPEX), otimizando o funcionamento do sistema de distribuição durante eventos climáticos extremos. A pesquisa também oferece subsídios para a projeção de cenários futuros, com base nas mudanças climáticas previstas para o estado de São Paulo, o que facilita o planejamento de longo prazo. Isso permitirá que as autoridades e empresas do setor elétrico se preparem melhor para enfrentar eventos climáticos mais extremos e imprevisíveis. Com a análise restrita à região de Bauru e seus municípios vizinhos, o estudo pode ser utilizado como modelo para outros estados ou regiões do Brasil. As autoridades locais podem adotar políticas públicas baseadas nos resultados dessa pesquisa para melhorar a infraestrutura e a resposta a eventos climáticos nas áreas mais vulneráveis. Este estudo contou com o apoio do IPMET – Bauru, que forneceu os dados climatológicos, e da CPFL Paulista, que contribuiu com as informações sobre as falhas na rede de distribuição de energia elétrica. Esses dados foram integrados em um banco de dados único, permitindo a realização das análises estatísticas apresentadas.

POTENTIAL IMPACT OF THIS RESEARCH

This research contributes to a better understanding of how climate change affects the performance of electricity distribution networks, enabling the development of more effective strategies to increase the resilience of the electrical infrastructure. This aspect is particularly relevant in the state of São Paulo, where extreme weather events have already compromised the reliability of energy supply. The research highlights the correlation between failures in the electricity grid and specific weather conditions, which can directly influence decisions about investments in infrastructure improvements. Based on data that show a significant relationship between climate variables and failures, it is possible to direct resources (CAPEX) to the most vulnerable areas, implementing preventive or adaptive solutions. In addition, the study provides valuable information for the efficient allocation of operational resources (OPEX), optimizing the operation of the distribution system during extreme weather events. The research also provides support for projecting future scenarios based on predicted climate change in the state of São Paulo, which facilitates long-term planning. This will allow authorities and companies in the electricity sector to better prepare for more extreme and unpredictable climate events. With the analysis restricted to the region of Bauru and its neighboring municipalities, the study can be used as a model for other states or regions in Brazil. Local authorities can adopt public policies based on the results of this research to improve infrastructure and response to climate events in the most vulnerable areas. This study was supported by IPMET – Bauru, which provided the climatological data, and CPFL Paulista, which contributed information on failures in the electricity distribution network. These data were integrated into a single database, allowing the statistical analyses presented.

AGRADECIMENTOS

Quero expressar minha gratidão à minha esposa, Fabiana, ao meu filho, Vitor, por seu constante carinho e atenção. Eles são a motivação para enfrentar cada desafio.

Ao meu orientador, Prof. Dr. André Nunes de Souza por ter me aceitado como aluno, pela paciência, pelo carinho e pelos conhecimentos transmitidos.

Ao Prof. Dr. Fabio de Oliveira Carvalho pelo suporte e pelas experiências compartilhadas.

Agradeço também aos colegas do Laboratório de Sistema de Potência e Técnicas Inteligentes (LSISPOTI) pelo suporte, pelo aprendizado adquirido e pelas ricas interações construtivas.

Finalmente, estendo meu agradecimento a todos os Professores do programa de pós-graduação em Engenharia Elétrica da UNESP Bauru. Os conhecimentos transmitidos por eles foram inestimáveis.

RESUMO

No contexto brasileiro, as mudanças climáticas também têm sido observadas, com impactos significativos no estado de São Paulo. Este estado, conhecido por sua alta densidade populacional e forte atividade econômica, enfrenta desafios crescentes em relação à resiliência de sua infraestrutura de distribuição de energia elétrica diante das mudanças climáticas. Justifica-se a escolha do tema partindo da premissa de que hoje eventos climáticos extremos, tempestades intensas e enchentes, têm colocado à prova a capacidade das redes de distribuição de energia elétrica em fornecer energia de forma confiável e segura para a população. A análise das falhas na rede de distribuição de energia elétrica no estado de São Paulo à luz das mudanças climáticas revela-se especialmente relevante, uma vez que a resiliência do sistema elétrico não apenas impacta diretamente a qualidade de vida da população, mas também tem implicações econômicas significativas. Com o objetivo de investigar a relação entre as falhas da rede de distribuição de energia do interior do estado de São Paulo e as variáveis climáticas, o estudo adotou uma abordagem quantitativa exploratória. Esse método permite uma análise sistemática dos dados coletados, favorecendo a compreensão das interações entre fatores meteorológicos e o desempenho da rede elétrica, e traça considerações sobre o sistema elétrico brasileiro, a qualidade do fornecimento da energia elétrica para distribuição, regulação, panorama das despesas operacionais (OPEX) e investimentos realizados em bens de capitais (CAPEX) do sistema elétrico brasileiro, influências das mudanças climáticas sobre o setor de energia elétrica e falhas na rede de distribuição de energia elétrica no Brasil derivadas das condições meteorológicas. A fim de fazer a leitura no local das falhas optou-se por analisar os dados registrados da estação meteorológica mais próxima de cada evento investigado. Dessa forma, para fins de estudo, optou-se por restringir a área de estudo aos municípios ao redor da estação meteorológica autônoma localizada em Bauru – SP. A análise dos dados climatológicos permitiu identificar 1.100 ocorrências de falhas na rede elétrica de distribuição elétrica, abrangendo os municípios de Arealva, Areiópolis, Avaí, Bariri, Barra Bonita, Bauru, Boraceia, Borebi, Cabralia Paulista, Duartina, Igarapu do Tietê, Itapuí, Jaú, Lençóis Paulista, Macatuba, Paulistânia, Pederneiras e Piratininga. Esses registros evidenciam a extensão dos impactos meteorológicos sobre o sistema de distribuição sugerindo uma relação significativa entre as condições climáticas adversas e o aumento da ocorrência de falhas.

Palavras-chave: Falhas na distribuição elétrica. Rede de distribuição de energia elétrica. Impacto das condições meteorológicas.

ABSTRACT

In the Brazilian context, climate change has also been observed, with significant impacts in the state of São Paulo. This state, known for its high population density and strong economic activity, faces increasing challenges regarding the resilience of its electrical infrastructure in the face of climate change. The choice of the topic is justified based on the premise that today extreme weather events, such as prolonged droughts, intense storms and floods, have put to the test the capacity of the Electricity Distribution Networks to supply reliable and safe energy to the population. The analysis of the failures in the Electricity Distribution Networks in the state of São Paulo in light of climate change proves to be especially relevant, since the resilience of the electrical system not only directly impacts the quality of life of the population but also has significant economic implications. In order to investigate the relationship between failures in the power distribution network in the interior of the state of São Paulo and climate variables, the study adopted an exploratory quantitative approach. This method allows a systematic analysis of the collected data, favoring the understanding of the interactions between meteorological factors and the performance of the power grid and outlines considerations about the Brazilian power system, the quality of the supply of electricity for distribution, regulation, the overview of operating expenses (*OPEX*) and investments made in capital goods (*CAPEX*) of the Brazilian power system, influences of climate change on the power sector and failures in the power distribution network in Brazil due to meteorological conditions. In order to read the location of the failures, it was decided to analyze the data recorded by the meteorological station closest to each event investigated. Thus, for study purposes, it was decided to restrict the study area to the municipalities surrounding the autonomous meteorological station located in Bauru - SP. The analysis of climatological data allowed the identification of 1,100 occurrences of failures in the electrical distribution network, covering the municipalities of Arealva, Areiópolis, Avaí, Bariri, Barra Bonita, Bauru, Boraceia, Borebi, Cabrália Paulista, Duartina, Igarapu do Tietê, Itapuí, Jaú, Lençóis Paulista, Macatuba, Paulistânia, Pederneiras and Piratininga. These records demonstrate the extent of meteorological impacts on the distribution system, suggesting a significant relationship between adverse weather conditions and the increase in the occurrence of failures.

Keywords: Power distribution failures. Power distribution network. Impact of weather conditions.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Matriz de geração de energia elétrica.....	19
Figura 2 – Diagrama do Sistema Interligado Nacional	24
Figura 3 – Fases da pesquisa	43
Figura 4 – Software SPSS Statitics	47
Figura 5 – Distribuição amostral da variável temperatura em 2021, 2022 e 2023.....	48
Figura 6 – Distribuição da variável amostral da umidade relativa do ar em 2021, 2022 e 2023	49
Figura 7 – Distribuição amostral da variável velocidade máxima do vento em 2021, 2022 e 2023	49

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 - Impacto das mudanças climáticas no setor elétrico	40
Quadro 2 - Principais condições meteorológicas que influenciam falhas na rede de distribuição de energia elétrica	41
Quadro 3 - Variáveis selecionadas para composição do banco de dados climatológicos	44
Quadro 4 - Técnicas aplicadas no tratamento das lacunas amostrais	45
Quadro 5 - Variáveis selecionadas para composição do banco de dados de falha na rede de distribuição.....	45

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Capacidade instalada por região e unidade da federação no Brasil 2022 (MW) ...	21
Tabela 2 - Capacidade instalada de geração elétrica no Brasil (MW).....	22
Tabela 3 - Geração elétrica por fonte no Brasil (GWh)	23
Tabela 4 - Extensão das linhas de transmissão do SIN (km)	24
Tabela 5 - Escala de Beaufort.....	55
Tabela 6 - Datas que apresentaram valores críticos para variável Rajada Máxima de Vento em outubro de 2023	56
Tabela 7 - Distribuição das falhas na rede elétrica considerando-se os dispositivos afetados e os agentes climatológicos que originou a falta.....	58
Tabela 8 - Duração das falhas na rede elétrica por equipamento	59

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 - Falhas na rede de distribuição ao longo de 2021, 2022 e 2023	50
Gráfico 2 - Precipitação mensal acumulada nos anos de 2021, 2022 e 2023	51
Gráfico 3 - Série temporal para variável Umidade Relativa do Ar horária em 2021	52
Gráfico 4 - Série temporal para variável Umidade Relativa do Ar horária em 2022	52
Gráfico 5 - Série temporal para variável Umidade Relativa do Ar horária em 2023	52
Gráfico 6 - Série temporal para variável Rajada Máxima de Vento em 2021.....	53
Gráfico 7 - Série temporal para variável Rajada Máxima de Vento em 2022.....	54
Gráfico 8 - Série temporal para variável Rajada Máxima de Vento em 2023.....	54
Gráfico 9 - Série temporal para variável Rajada Máxima de Vento para outubro de 2023	55
Gráfico 10 - Causas das falhas da rede em 2021	56
Gráfico 11 - Causas nas falhas da rede em 2022	57
Gráfico 12 - Causas nas falhas da rede em 2023	57

LISTA DE ABREVIACÕES E SIGLAS

ANEEL	-	Agência Nacional de Energia Elétrica
CAPEX	-	Investimentos em Bens e Capitais
CGH	-	Centrais Geradoras Hidroelétricas
DEC	-	Duração Equivalente por Unidade Consumidora
DIC	-	Duração da Interrupção por Unidade Consumidora
DICRI	-	Duração da Interrupção Individual em Dia Crítico por Unidade Consumidora
DIT	-	Demais Instalações da Transmissão
DMIC	-	Duração Máxima da Interrupção por Unidade Consumidora
DNAEE	-	Departamento Nacional Água e Energia Elétrica
Elat/Inpe Espaciais	-	Grupo de Eletricidade Atmosférica do Instituto Nacional de Pesquisa Espaciais
EPE	-	Empresa de Pesquisa Energética
FEC	-	Frequência Equivalente por Consumidor
FIC	-	Frequência da Interrupção por Unidade Consumidora
FT	-	Função Transmissão
GEE	-	Gases de Efeito Estufa
GN	-	Gás Natural
IAB	-	Instituto Acende Brasil
IASC	-	Índice ANEEL de Satisfação do Consumidor
IPMET	-	Instituto de Pesquisa Metrológica
MME		Ministério de Minas e Energia
MMGD	-	Mini Microgeração Distribuída
ONS	-	Operador Nacional do Sistema
OPEX	-	Despesas Operacionais
PCH	-	Pequenas Usinas Hidrelétricas
PRODIST	--	Procedimentos da Distribuição
PV	-	Parcela Variável
RAP	-	Receita Anual Permitida
RDAC	-	Redes de Distribuição Aéreas Convencionais
RDC	-	Redes de Distribuição Compactas
RDEE	-	Rede de Distribuição de Energia Elétrica
RS	-	Redes Subterrâneas

SEB	-	Sistema Elétrico Brasileiro
SI	-	Sistema Isolado
SIN	-	Sistema Interligado Nacional
TE	-	Transição Energética
TIR	-	Taxa Interna de Retorno
UHE	-	Usina Hidrelétrica
UTE	-	Usinas Termelétricas
XLPE	-	Polímero Reticulado

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	16
2 OBJETIVOS	18
2.1 Objetivo principal	18
2.2 Objetivos específicos	18
3 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	19
3.1 O sistema elétrico brasileiro	19
3.1.1 Geração	19
3.1.2 Transmissão	23
3.1.3 Distribuição	25
3.2 Qualidade do fornecimento da energia elétrica para distribuição	29
3.3 Regulação	30
3.4 Panorama das despesas operacionais (OPEX) e investimentos realizados em bens de capitais (CAPEX) do sistema elétrico brasileiro	34
3.5 Influência das mudanças climáticas sobre o setor de energia elétrica	36
3.6 Falhas na rede de distribuição de energia elétrica no Brasil derivadas das condições meteorológicas	37
3.6.1 Estudo de anterioridade	37
3.6.2 Impacto das mudanças climáticas em falhas na rede de distribuição de energia elétrica no Brasil	39
4 MATERIAL E MÉTODOS	42
4.1 Procedimentos técnicos	42
4.2 Aquisição de dados	43
4.3 Tratamento de dados	44
4.4 Limpeza dos dados	46
4.5 Técnicas estatísticas aplicadas	46
5 ANÁLISE DOS RESULTADOS	50
5.1 Estudo do impacto das falhas na rede elétrica provenientes de eventos climatológicos	57
6 CONCLUSÃO	61
REFERÊNCIAS	63

1 INTRODUÇÃO

O aumento das emissões de gases de efeito estufa e as consequentes mudanças climáticas têm gerado impactos significativos em todo o mundo, afetando diretamente a infraestrutura elétrica e a segurança do fornecimento de energia elétrica. Os eventos climáticos extremos, como tempestades, enchentes e ondas de calor, têm se tornado mais frequentes e intensos, resultando em interrupções no fornecimento de energia elétrica e causando prejuízos econômicos e sociais.

No contexto brasileiro, as mudanças climáticas também têm sido observadas, com impactos significativos no estado de São Paulo. Este estado, conhecido por sua alta densidade populacional e forte atividade econômica, enfrenta desafios crescentes em relação à resiliência de sua infraestrutura elétrica diante das mudanças climáticas. Desta forma, o estudo justifica-se na premissa de que hoje eventos climáticos extremos, como secas prolongadas, tempestades intensas e enchentes, têm colocado à prova a capacidade das Redes de Distribuição de Energia Elétrica (RDEE) em fornecer energia de forma confiável e segura para a população (Fonseca et al., 2022; ANEEL, 2023).

A motivação para o desenvolvimento deste trabalho foi determinada pela experiência e vivência do autor no segmento, as quais possibilitaram a percepção da relação entre eventos climáticos e falhas na distribuição de energia que levantou à seguinte pergunta-problema: quais as influências das condições meteorológicas em falhas na rede de distribuição de energia elétrica em uma região no interior do Estado de São Paulo.

A análise das falhas na RDEE em São Paulo à luz das mudanças climáticas assume, portanto, uma relevância particular, uma vez que a resiliência do sistema elétrico não apenas impacta diretamente a qualidade de vida da população, mas também tem implicações econômicas significativas. Portanto, o estudo pretende contribuir para o desenvolvimento de estratégias e políticas que minimizem as falhas do sistema elétrico ocasionadas pelas mudanças climáticas (Bertoldi et al., 2020; IEA, 2020).

Interrupções no fornecimento de energia elétrica podem resultar em perdas econômicas substanciais, sobretudo em setores críticos como saúde, comunicações, transporte e indústria. A vulnerabilidade desses setores às falhas no fornecimento acentua a necessidade de uma infraestrutura elétrica resiliente, capaz de minimizar interrupções e assegurar a continuidade dos serviços essenciais (Bertoldi et al., 2020; IEA, 2020).

Os sistemas de distribuição de energia elétrica desempenham um papel fundamental no desenvolvimento econômico e social de um país, uma vez que a disponibilidade de energia

confiável é essencial para a operação de indústrias, serviços e atividades cotidianas da população. A robustez e a eficiência dessas redes são, portanto, pilares para a prosperidade socioeconômica de qualquer nação (Bertoldi et al., 2020).

O Plano Decenal de Energia 2030, prevê crescimento do consumo de energia elétrica de 2,9% ao ano, enquanto a oferta de energia será de 3% ao ano até 2030 no cenário de referência. A versão mais recente análise da Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2024) revela que a utilização nacional de energia elétrica em janeiro de 2024 foi de 46.715 GWh, significando um crescimento de 9,1% em comparação a janeiro de 2023. Esse número representa o segundo maior consumo mensal desde 2004, sendo superado apenas pelo mês de dezembro de 2023. A partir de outubro de 2023, o aumento no consumo de energia elétrica no País tem sido impulsionado pelas temperaturas elevadas.

A regulação do mercado de distribuição de energia elétrica no Brasil é de responsabilidade da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), que define metas e indicadores para os prazos de atendimento das solicitações dos consumidores pelas concessionárias de energia. O descumprimento dessas metas acarreta multas a serem pagas pelas concessionárias responsáveis pela distribuição de energia elétrica. Nessa situação, surge um *trade-off* entre satisfazer todas as demandas dentro dos prazos estipulados, evitando multas e lidando com uma possível subutilização da capacidade, ou reduzir os custos com mão de obra e, por conseguinte, a capacidade de atendimento, aceitando o pagamento de penalidades quando necessário.

O ponto de partida para resolver tal impasse reside em estabelecer uma previsão de demanda de atendimento confiável, que sirva como fundamento para o planejamento da capacidade disponível.

2 OBJETIVOS

2.1 Objetivo principal

O objetivo principal desta pesquisa consiste em realizar um análise estatística buscando correlações entre eventos registrados em dois bancos de dados distintos, o primeiro contendo as falhas ocorridas em um período na rede de distribuição de uma região do interior do estado de São Paulo, e o segundo contendo a magnitude dos eventos climáticos ocorridos no mesmo período, e avaliar a influência desses eventos na resiliência da rede de distribuição.

2.2 Objetivos específicos

Esta pesquisa tem por objetivos específicos as seguintes etapas:

- a) associar os dados do banco de dados de falhas na rede de distribuição com o banco de dados dos eventos climáticos;
- b) analisar a relação entre variáveis climatológicas e falhas na rede elétrica de distribuição nos municípios próximos à estação meteorológica A705 do IPMet (Bauru - SP), entre janeiro de 2021 e dezembro de 2023;
- c) tratar a base de dados, excluindo de registros incompletos, valores não estruturados e anomalias;
- d) analisar estatisticamente os dados meteorológicos e de falhas na rede de distribuição, com foco na aplicação de séries temporais e análises descritivas para examinar a evolução das variáveis meteorológicas e sua influência nas falhas da rede elétrica entre 2021 e 2023;
- e) avaliar o impacto dos eventos climáticos extremos nas falhas, identificando quais dispositivos da rede são mais afetados.

3 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

3.1 O sistema elétrico brasileiro

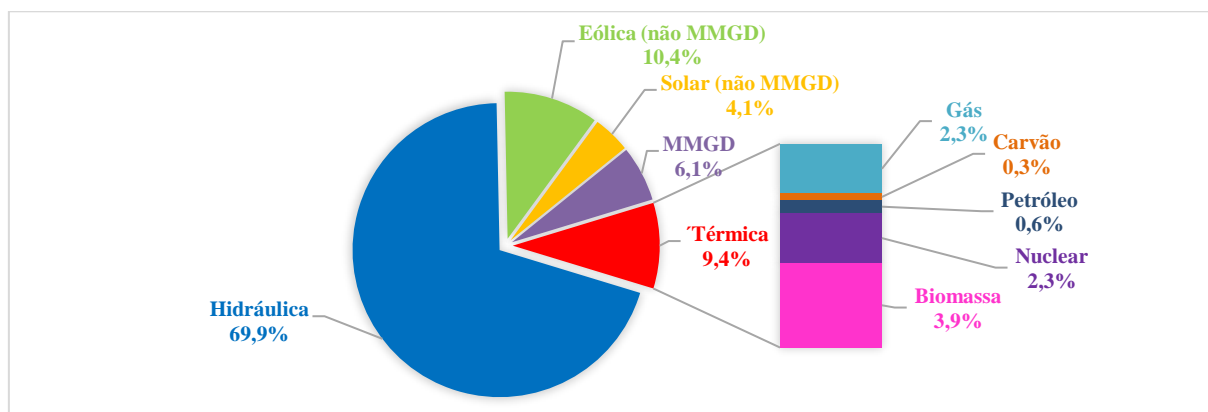
O Sistema Elétrico Brasileiro (SEB) é um dos maiores e mais complexos do mundo, abrangendo um vasto território e uma matriz energética predominantemente renovável que responde por 63,1 % da geração de energia no país em 2022, com destaque para a energia hidrelétrica, solar e eólica. Nos últimos anos, o país tem investido cada vez mais em diversificação, incluindo fontes eólica, biomassa, solar fotovoltaica e biomassa vêm ganhando espaço, sobretudo nas regiões Nordeste e Centro-Oeste, o que reflete a busca por um setor elétrico mais sustentável e menos dependente de combustíveis fósseis (EPE, 2024).

Sistemas de energia elétrica são redes formadas por componentes que geram, transmitem e consomem energia elétrica. Dessa forma, podem ser divididos em sistemas de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica (Possagnolo, 2019).

3.1.1 Geração

Dentre os principais tipos de geração de energia no País destacam-se a hidrelétrica, a termelétrica e fontes alternativas com o crescimento significativo da energia eólica e solar. As fontes renováveis (hidráulica, eólica, solar, biomassa e Mini e Microgeração Distribuída - MMGD) representaram 94,4% da geração de energia elétrica brasileira verificada em abril/2024, conforme se observa na matriz de geração verificada de energia elétrica demonstrada na Figura 1 (EPE, 2024).

Figura 1 – Matriz de geração de energia elétrica



Fonte – Brasil (2024)

As Usinas Hidrelétricas (UHE) são reconhecidas como contribuintes predominantes para a geração de energia elétrica, representando mais de 60% da matriz elétrica nacional. No entanto, o estabelecimento de uma usina hidrelétrica normalmente incorre em despesas financeiras substanciais e, como resultado, gera efeitos adversos significativos no ecossistema (Pereira, Santos, Targa, 2023).

As UHE também são destaque quando o assunto é potência fiscalizada, considerada a partir da operação comercial feita por uma primeira unidade geradora. Isso porque mais de 100 mil MW dos cerca de 170 mil MW de potência fiscalizada no Brasil são originários de hidrelétricas (Brasil, 2023).

Entre as dez maiores usinas hidrelétricas do mundo, três estão situadas no Brasil, que atualmente possui aproximadamente 1.400 sistemas hidrelétricos que, devido às suas ramificações, exigem escrutínio científico (Fapesp, 2023).

Dados da ANEEL apontam que estão em operação no Brasil 219 usinas hidrelétricas de grande porte e 1.164 hidrelétricas de pequeno porte, incluindo 425 Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH, entre 5 e 30 MW) e 739 Centrais Geradoras Hidrelétricas (CGH, até 5 MW). Centenas de novos projetos hidrelétricos desses dois tipos estão em fases de planejamento, licenciamento e construção no Brasil (Fapesp, 2023).

A matriz elétrica brasileira atingiu uma capacidade de 6,5 Gigawatts (GW) durante o primeiro semestre de 2024. Somente no mês de julho, a capacidade foi aumentada para 875,42 Megawatts (MW). Essas informações foram divulgadas pela ANEEL, vinculada ao Ministério de Minas e Energia (MME) (Brasil, 2023).

De acordo com a documentação da ANEEL, os avanços observados em julho são atribuídos ao início das operações em 27 novas instalações de geração de energia em 15 estados brasileiros, que incluem 10 usinas de energia solar fotovoltaica que contribuem com um total de 494,82 MW e 17 instalações de energia eólica gerando 380,60 MW. Cumulativamente, no ano de 2024, 183 novas usinas foram integradas à rede elétrica nacional, abrangendo várias fontes de energia (Brasil, 2023).

Com o número predominante de novas instalações de geração de energia em operação, totalizando 20, a Bahia emergiu como o estado que apresentou a expansão elétrica mais significativa do mês, contribuindo com 594,60 MW. Por outro lado, Minas Gerais garantiu a segunda posição, com três usinas e uma melhoria de 161,61 MW na rede elétrica (Brasil, 2023).

Grande parte da expansão da rede elétrica brasileira também pode ser atribuída ao crescimento da energia eólica no país. No dia inaugural de agosto, a região Nordeste alcançou seu segundo recorde de energia eólica do ano: 19.083 MW de capacidade, conforme informado

pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Antes disso, a maior capacidade registrada na região foi documentada em 27 de julho, totalizando 19.028 MW (Brasil, 2023).

As usinas hidrelétricas também são destaque quando o assunto é potência fiscalizada, considerada a partir da operação comercial feita por uma primeira unidade geradora. Isso porque mais de 100 mil MW dos cerca de 170 mil MW de potência fiscalizada no Brasil são originários de hidrelétricas (Brasil, 2023).

Os maiores destaques em capacidade de geração corresponderam à capacidade instalada das UHEs (incluindo PCH e CGH) e Usinas Termelétricas (UTE). A Tabela 1 demonstra a capacidade instalada por região e unidade da federação no Brasil e estes dados em relação aos dados da geração elétrica inclui autoprodução e no tocante a capacidade instalada inclui autoprodução e Mini e Microgeração Distribuída (MMGD).

Tabela 1 - Capacidade instalada por região e unidade da federação no Brasil 2022 (MW).

	2020	2021	2022	2023	$\Delta\%$ (2023/2022)	Part. % (2023)
Brasil	179.505	190.574	206.451	225.952	9,4	100,0
Norte	35.093	36.221	36.564	37.414	2,3	16,6
Rondônia	8.382	8.467	8.580	8.682	1,2	3,8
Acre	76	92	114	176	54,5	0,1
Amazonas	2.360	2.396	2.100	2.267	7,9	1,0
Roraima	348	351	598	643	7,5	0,3
Pará	20.585	21.418	21.675	21.991	1,5	9,7
Amapá	801	886	787	820	4,2	0,4
Tocantins	2.541	2.611	2.710	2.836	4,7	1,3
Nordeste	41.275	46.696	52.868	61.780	16,9	27,3
Maranhão	3.648	3.780	4.328	4.505	4,1	2,0
Piauí	3.353	3.825	5.073	5.940	17,1	2,6
Ceará	4.755	5.497	5.919	6.480	9,5	2,9
Rio Grande do Norte	5.504	7.116	8.092	10.565	30,6	4,7
Paraíba	997	1.504	1.988	2.417	21,6	1,1
Pernambuco	3.699	4.055	4.595	5.716	24,4	2,5
Alagoas	4.085	4.124	4.221	4.378	3,7	1,9
Sergipe	3.252	3.274	3.406	3.462	1,6	1,5
Bahia	11.982	13.521	15.246	18.318	20,1	8,1

	2020	2021	2022	2023	$\Delta\%$ (2023/2022)	conclusão Part. % (2023)
Sudeste	48.180	51.536	56.592	62.498	10,4	27,7
São Paulo	20.848	22.050	23.601	24.978	5,8	11,1
Minas Gerais	16.605	17.214	19.576	22.741	16,2	10,1
Espírito Santo	1.695	1.781	2.129	2.392	12,4	1,1
Rio de Janeiro	9.031	10.491	11.286	12.386	9,7	5,5
Sul	33.584	34.643	37.584	39.821	6,0	17,6
Paraná	18.470	18.667	20.217	21.014	3,9	9,3
Santa Catarina	5.959	6.305	6.806	7.491	10,1	3,3
Rio Grande do Sul	9.156	9.671	10.562	11.317	7,1	5,0
Centro-Oeste	21.372	21.479	22.843	24.438	7,0	10,8
Mato Grosso do Sul	6.019	6.389	6.749	7.172	6,3	3,2
Mato Grosso	6.702	6.238	6.777	7.361	8,6	3,3
Goiás	8.550	8.723	9.048	9.489	4,9	4,2
Distrito Federal	101	130	269	416	54,6	0,2

Fonte – EPE (2024)

A Tabela 2 demonstra a capacidade instalada por fonte (MW) que inclui a autoprodução e a MMGD que considera a parte nacional de Itaipu (6.300 MW até o ano de 2006, 7.000 MW a partir de 2007).

Tabela 2 - Capacidade instalada de geração elétrica no Brasil (MW)

	2020	2021	2022	2023	$\Delta\%$ (2023/2022)	Part. % (2023)
Total	179.505	190.574	206.451	225.952	9,4	100,0
Usinas Hidrelétricas	103.027	103.003	103.195	103.198	0,0	45,7
PCH	5.429	5.513	5.662	5.802	2,5	2,6
CGH	838	897	949	923	-2,8	0,4
Gás Natural	14.932	16.225	17.440	18.260	4,7	8,1
Derivados de Petróleo	7.696	7.663	7.185	7.271	1,2	3,2
Carvão	3.203	3.203	3.203	3.086	-3,7	1,4
Usinas Nucleares	1.990	1.990	1.990	1.990	0,0	0,9
Biomassa	15.034	15.610	16.282	16.479	1,2	7,3
Usinas Eólicas	17.146	20.786	23.761	28.682	20,7	12,7
Solar	7.922	13.404	24.453	37.843	54,8	16,7
Outras ¹	2.287	2.281	2.330	2.419	3,8	1,1

¹ biogás, capim elefante, casca de arroz, óleos vegetais, gás de refinaria, óleo ultraviscoso, efluentes industriais (efluentes gasosos, enxofre, gás siderúrgico, gás de alto forno e gás de processo), outros (inclui alcatrão) e fontes desconhecidas.

Fonte – EPE (2024)

A Tabela 3 demonstra os dados relativos à geração elétrica por fonte no Brasil (GWh) e inclui PCH, CGH e autoprodução, derivados de petróleo, biomassa.

Tabela 1 - Geração elétrica por fonte no Brasil (GWh)

	2020	2021	2022	2023	$\Delta\%$ (2023/2022)	Part. % (2023)
Total	621.219	656.109	677.162	708.119	4,6	100,0
Hidráulica ¹	396.381	362.818	427.114	425.996	-0,3	60,2
Gás Natural	53.515	86.861	41.911	38.589	-7,9	5,4
Derivados de Petróleo ²	8.556	18.244	7.485	6.041	-19,3	0,9
Carvão	11.946	17.585	7.988	8.770	9,8	1,2
Nuclear	14.053	14.705	14.559	14.504	-0,4	2,0
Biomassa ³	55.613	51.711	51.783	53.854	4,0	7,6
Eólica	57.051	72.286	81.632	95.801	17,4	13,5
Solar	10.717	16.752	30.126	50.633	68,1	7,2
Outras ⁴	13.387	15.147	14.563	13.932	-4,3	2,0

¹PCH, CGH e autoprodução

²Óleo diesel que inclui biodiesel e óleo combustível

³bagaço de cana, lenha e lixívia

⁴Inclui gás de coqueria, outras não-renováveis e outras

Fonte – EPE (2024)

3.1.2 Transmissão

Caracterizado pela sua ampla integração, o SEB é interligado em grande parte por meio do Sistema Interligado Nacional (SIN) e os sistemas isolados (SI), sistemas elétricos de distribuição de energia que, em sua configuração normal, não estão conectados ao SIN. Ainda, tem-se as regiões remotas, caracterizadas como pequenos complexos de unidade consumidoras localizadas em área de sistema isolado, longínqua a centros municipais, e apresentam economia local sem variação entre aumento da produção e o custo médio dos produtos ou baixa densidade demográfica (ONS, 2024).

A rede básica de transmissão do SIN, abrangendo níveis de tensão que variam de 230 kV a 750 kV, cumpre várias funções principais: o transporte da energia elétrica produzida pelas instalações de geração de energia para centros de consumo significativos; a integração de vários componentes da infraestrutura elétrica para garantir a estabilidade e confiabilidade da rede; a interconexão de bacias hidrográficas e regiões caracterizadas por diversos atributos hidrológicos a aumentar a eficiência da hidrelétrica geração de energia; e o estabelecimento da integração energética com nações adjacentes (ONS, 2024). A Tabela 4 apresenta os dados entre

A expansão da rede básica de transmissão, compreendendo instalações com tensões iguais ou superiores a 230 kV (64.265 km), deve ser estabelecida para permitir aos participantes do mercado acesso irrestrito à rede, promovendo assim um ambiente que promova a concorrência na geração e venda de energia elétrica no sistema interconectado. Além de suas funções de mercado, o sistema de transmissão assume um papel fundamental na interconexão de submercados de energia elétrica, facilitando assim a equalização dos preços da energia por meio da redução de gargalos entre os submercados, o que permite um despacho otimizado da frota de geração (ONS, 2024).

As operações desse sistema elétrico são regidas pelo Operador Nacional do Sistema (ONS), que é regulamentado pela ANEEL, enquanto seu planejamento estratégico é conduzido pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Todas essas entidades são associadas ao Ministério de Minas e Energia (MME) (Ciotta et al., 2023; ONS, 2024).

Devido à distribuição de responsabilidades, cada instituição mantém seus próprios conjuntos de dados sobre os SI de forma independente e alinhada com suas funções primárias, resultando em inconsistências entre os bancos de dados, particularmente no que diz respeito ao planejamento de sistemas isolados (Ciotta et al., 2023)

As discussões em torno da transição energética (TE) no SEB frequentemente contemplam a incorporação de usinas termelétricas (UTE) a gás natural (GN) como uma solução viável para a segurança energética. O SEB apresenta uma penetração substancial de fontes de energia renováveis (84%). Sua descarbonização representa uma estratégia que pode promover os objetivos do Brasil de diminuir as emissões de gases de efeito estufa (GEE) e ajudar a aliviar as ramificações da mudança climática ao aumentar a proporção de fontes renováveis (Silva et al., 2023).

3.1.3 Distribuição

A distribuição de energia elétrica no Brasil é caracterizada por uma rede composta por diversos componentes com diferentes características, funções e tecnológicas de componentes projetados para facilitar a transferência de energia de seu local de produção para o local de consumo. Esse sistema complexo integra instalações de geração, vias de transmissão e usuários finais de energia elétrica (Deponti, Freitas, Favareto, 2021).

A rede de distribuição de energia elétrica desempenha um papel crucial dentro do sistema elétrico, não apenas pelo valor dos investimentos envolvidos, mas também pela alta responsabilidade na qualidade do serviço oferecido aos consumidores. O planejamento, que é

uma atividade essencial em qualquer sistema, é ainda mais indispensável na distribuição, visando acompanhar o crescimento da demanda de forma que a qualidade do serviço se mantenha compatível com as necessidades, maximizando a utilização dos recursos financeiros disponíveis (Gomes et al., 2023).

A principal função de um sistema de distribuição de energia elétrica é facilitar o fornecimento de energia de subestações de subtransmissão ou instalações geradoras menores para consumidores individuais, ao mesmo tempo em que transforma a tensão em níveis adequados para consumo. As redes de distribuição são compostas por linhas de alta, média e baixa tensão, e a energia associada à energia distribuída e fornecida pode ser categorizada em redes elétricas primárias (que consistem em sistemas de distribuição de média tensão que, além de servirem à função de distribuição, atendem a médias e grandes empresas e setores industriais) e redes elétricas secundárias (que são caracterizadas por sistemas de distribuição de baixa tensão que atendem principalmente consumidores residenciais, pequenas estabelecimentos comerciais e iluminação pública) (Unesp, 2024).

Os sistemas de distribuição de energia elétrica se diferenciam dos sistemas de transmissão por ter topologia radial, múltiplas conexões, alta relação R/X, cargas desbalanceadas, e a maioria de vezes linhas sem transposição. Um sistema de distribuição geralmente inicia-se em uma subestação que é alimentada por linhas de subtransmissão ou em alguns casos por linhas de transmissão (Unesp, 2024).

Sistema de distribuição de energia elétrica tem a função de transportar energia das subestações de subtransmissão ou de pequenas usinas geradoras até consumidores finais, adequando as tensões a níveis apropriados para o consumo (Gomes et al, 2023).

A distribuição de energia elétrica é realizada por empresas concessionárias, que atuam em mercados regionais. O modelo de concessão é regulado pela ANEEL, com tarifas estabelecidas de forma a garantir o equilíbrio entre oferta, demanda e rentabilidade para os operadores (Brasil, 2020).

Por não ser possível armazenar a energia gerada, todo o sistema deve manter um equilíbrio constante entre a produção e a demanda. Dentro de cada segmento de rede, existem níveis de tensão que permitem o estabelecimento de interligação entre as concessionárias de energia que possuem suas concessões, como as subtransmissões, que são tensões entregues pelas concessionárias de transmissão e às concessionárias de distribuição (Freixo Filho, Cesca, 2023).

Existem no Brasil 131 concessionárias, permissionárias e cooperativas de distribuição de energia elétrica (Confederação Nacional da Indústria, 2021). As linhas de transmissão que

operam com uma tensão de 230 kV ou superior são classificadas como a rede básica. Embora certos transmissores também possam gerenciar linhas com voltagens inferiores a 230 kV, conhecidas como Demais Instalações da Transmissão (DIT), a maioria das linhas de transmissão com tensões que variam de 69 kV a 138 kV está sob a responsabilidade das empresas de distribuição. Essas linhas são comumente categorizadas na indústria como linhas de subtransmissão (Unesp, 2024).

Além das redes de subtransmissão, as distribuidoras são responsáveis pela operação das linhas de média e baixa tensão, denominadas redes primárias e secundárias, respectivamente. Linhas de média tensão são definidas como aquelas que possuem uma tensão elétrica entre 2,3kV e 44kV e são frequentemente observadas em ambientes urbanos, normalmente compreendendo três fios condutores aéreos suportados por cruzetas de madeira em postes de concreto (Unesp, 2024).

As redes de baixa tensão, caracterizadas por uma tensão elétrica que oscila entre 110 e 440 V, são posicionadas em uma elevação mais baixa nos mesmos postes de concreto que suportam redes de média tensão. Essas redes de baixa tensão facilitam o fornecimento de energia elétrica para residências e pequenas empresas comerciais por meio de filiais de conexão designadas. Supermercados, estabelecimentos comerciais e indústrias de médio porte adquirem energia elétrica diretamente das redes de média tensão e são responsáveis por transformá-la internamente em níveis mais baixos de tensão (Albani, Costa, 2017).

Aparelhos auxiliares, incluindo capacitores e reguladores de tensão, são comumente integrados em redes de distribuição de média tensão. Esses dispositivos são frequentemente empregados para corrigir anomalias na rede, o que pode afetar adversamente a própria rede elétrica ou até mesmo os equipamentos dos consumidores (Albani, Costa, 2017).

Existem quatro tipos distintos de redes de distribuição de energia elétrica: Rede de Distribuição Aérea Convencional (RDAC), Rede de Distribuição Compacta (RDC), Protegida ou *Spacer Cable*, Rede de Distribuição Isolada ou Multiplexada, Redes Subterrânea (RS) (Celesc, 2020).

A RDAC, coloquialmente chamada de rede nua, se distingue pela utilização de condutores de alumínio puro ou cobre. A prevalência de RDAC em quantidades significativas pode ser atribuída à sua relação menor custo; no entanto, esse tipo de condutor é inerentemente mais vulnerável a distúrbios externos, particularmente em regiões arborizadas onde o contato com filiais pode ocorrer, resultando em uma maior frequência de interrupções do serviço (Celesc, 2020).

A RDC representa um sistema de distribuição aérea protegido constituído por cabos envoltos em uma camada protetora de XLPE (polietileno reticulado) que, em conjunto com o componente condutor de alumínio, também incorpora uma capa de polímero que protege o condutor de possíveis contatos. Embora esse aprimoramento aumente suas despesas em relação aos condutores desprotegidos, ele aumenta substancialmente sua durabilidade e confiabilidade, contribuindo assim para uma diminuição no índice de descontinuidade. Em contraste com as redes aéreas convencionais, os sistemas de distribuição compactos surgem como uma inovação tecnológica que permite às concessionárias de energia elevar os níveis de qualidade de energia elétrica, segurança e confiabilidade em sua prestação de serviços (Gomes et al., 2023).

A Rede de Distribuição Isolada ou Multiplexada compreende estruturas aéreas isoladas que consistem em cabos multiplexados autoportantes fixados em postes por meio de estruturas metálicas. Esses cabos são compostos por três condutores isolados e blindados, montados helicoidalmente em torno de um cabo mensageiro de liga de alumínio que funciona como um mecanismo de suporte. Dado que o gasto financeiro para essa categoria de condutor é comparativamente elevado em relação aos condutores protegidos, as despesas associadas à instalação da rede multiplexada são conseqüentemente maiores quando justapostas às da instalação de redes protegidas (Celesc, 2020).

As RS são caracterizadas por cabos isolados e blindados, implantados em condutas corrugadas enterradas ou organizados em leitos de cabos situados dentro de canais ou galerias subterrâneas (Celesc, 2020).

As redes subterrâneas de distribuição de energia são projetadas para fornecer energia de maneira segura, confiável e eficiente. Esses sistemas são construídos predominantemente com materiais que apresentam resistência à corrosão, como aço inoxidável ou cobre. Além disso, as redes subterrâneas de distribuição de energia são projetadas intencionalmente para mitigar as repercussões ambientais, diminuindo assim a necessidade de postes de energia e linhas aéreas; no entanto, esses sistemas continuam enfrentando vários desafios, incluindo gastos crescentes de construção e manutenção, juntamente com o potencial de interrupções no fornecimento de energia (Gomes et al., 2023).

As concessionárias realizam uma verificação constante da qualidade do fornecimento de energia, comparando os resultados com metas previamente estabelecidas, chamadas de metas de qualidade. Essas metas são fundamentais no processo de planejamento da empresa, servindo como referência para definir critérios como a localização e o arranjo de subestações, a escolha de equipamentos, e a configuração da rede, entre outros aspectos (Gomes et al., 2023).

As metas de qualidade são estabelecidas pela concessionária com base nas características do mercado consumidor e na disponibilidade de recursos financeiros. Além da manutenção, é necessário realizar investimentos que garantam um retorno adequado (Gomes et al., 2023).

3.2 Qualidade do fornecimento da energia elétrica para distribuição

Existem vários aspectos que são utilizados na avaliação do fornecimento de energia elétrica que remetem à qualidade do serviço, a qualidade operacional do serviço e a qualidade do produto em si (Freitas et al., 2023).

A qualidade do serviço está fundamentalmente ligada a interrupções no fornecimento de energia elétrica, que podem resultar de uma variedade de fatores. Esses podem estar relacionados tanto à instalação do consumidor, através da partida de cargas pesadas, da falta de coordenação ou seletividade de equipamentos de proteção inadequados, da falha desses equipamentos ou de falhas operacionais, quanto ao próprio sistema elétrico da concessionária. Dentro dessa estrutura, pode-se delinear as causas das interrupções na distribuição de energia elétrica, que abrangem fenômenos elétricos atmosféricos que afetam a rede, avarias nos componentes da rede elétrica, juntamente com atividades de manutenção programada, preventiva ou preditiva (Nunes, 2017).

A qualidade da energia elétrica caracteriza-se com um espectro abrangente de fenômenos eletromagnéticos que caracterizam os seguintes parâmetros elétricos: tensão, corrente e frequência. Esses parâmetros são analisados em momentos específicos e em locais determinados, sendo comparados a um conjunto estabelecido de padrões técnicos de referência (Freitas et al., 2023).

A qualidade da energia elétrica exerce uma influência significativa sobre os interesses econômicos de todas as partes interessadas no ecossistema energético. Esse fenômeno surge porque os desafios relacionados à qualidade da energia elétrica podem gerar perdas substanciais de receita para o setor (Nunes, 2017).

A influência da geração distribuída em sistemas elétrico incluem: influência na proteção do sistema, influência na qualidade da energia elétrica, elevação das correntes elétricas em situações de faltas, variações do perfil de tensão em regime permanente (Nunes, 2017).

Para a distribuição de energia elétrica, segundo ANEEL (2023) o Módulo 8, denominado qualidade do fornecimento, do Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST), estabelece os indicadores de continuidade, alguns são:

- a) Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC) é o indicador coletivo que mede o tempo médio de interrupção de energia elétrica ao longo do ano;
- b) Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FEC) é o indicador coletivo que mede a quantidade média de interrupções de energia elétrica ao longo do ano;
- c) Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão (DIC) é o indicador individual que mede o tempo das interrupções na unidade consumidora no período, referência para o processo de compensação financeira do consumidor; e
- d) Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão (FIC) é o indicador individual que mede a quantidade de interrupções na unidade consumidora no período, referência para o processo de compensação financeira do consumidor (Vendrameto, 2023).

3.3 Regulação

As dimensões regulatórias e técnicas relativas à qualidade do fornecimento de energia elétrica têm um cenário histórico caracterizado pela edição da Portaria nº 046, de 17 de abril de 1978, pelo Departamento Nacional de Água e Energia Elétrica (DNAEE). A portaria considerou imperativo delinear um serviço elétrico adequado, juntamente com o estabelecimento de indicadores para a continuidade do fornecimento que seriam cumpridos pelos prestadores de serviços públicos. Consequentemente, os indicadores de continuidade, DEC e FEC, foram introduzidos conforme a Portaria nº 046/78 revogada em 2000 (Brasil, 1978; Freitas et al., 2023).

Posteriormente, a Resolução Normativa nº 024/2000 da ANEEL introduziu indicadores adicionais de continuidade individual, incluindo Duração da Interrupção por Unidade Consumidora ou Ponto de Conexão (DIC) e Frequência de Interrupções por Unidade Consumidora ou Ponto de Conexão (FIC) (Brasil, 2000; Freitas et al., 2023).

Atualmente, a ANEEL utiliza a metodologia delineada na seção 8.2 da revisão 12 do módulo 8 dos PRODIST para supervisionar e avaliar a qualidade do serviço de distribuição de energia elétrica. Essa metodologia articula indicadores de continuidade individuais, como DIC, FIC, duração máxima da interrupção contínua por unidade consumidora ou ponto de conexão (DMIC) e duração da interrupção individual que ocorre em um dia crítico por unidade

consumidora ou ponto de conexão (DICRI), sendo os dois últimos incorporados após a Resolução Normativa nº 024/2000 (Brasil, 2000; Freitas et al., 2023).

É fundamental ressaltar que, caso as concessionárias ultrapassem os limites dos indicadores coletivos e individuais estabelecidos pela ANEEL, elas enfrentarão penalidades na forma de compensação financeira aos consumidores. Essa compensação é refletida na fatura de energia elétrica do consumidor no mês seguinte à medição. Além disso, o indicador DICRI, instituído na revisão 4 do módulo 8 do PRODIST, permite avaliar a qualidade do serviço de distribuição de energia elétrica em dias extremos e pouco frequentes, garantindo assim que nem a concessionária nem o consumidor sejam afetados adversamente em dias críticos (Brasil, 2022).

O PRODIST foi publicado pela primeira vez no ano de 2008. Dos 11 módulos descritos no PRODIST, dois deles se destacam pela importância no setor elétrico brasileiro: o módulo 5, que diz respeito aos requisitos mínimos dos sistemas de medição e faturamento e o módulo 8, que trata dos aspectos referentes à qualidade da energia na distribuição de energia elétrica (Brasil, 2022).

Em uma descrição mais detalhada, o módulo 8 do PRODIST apresenta a regulamentação da qualidade de energia elétrica, separando-a em 3 tópicos: qualidade de produto, qualidade comercial e qualidade do serviço. A continuidade de serviço pode ser mensurada a partir de indicadores técnicos coletivos que dimensionam a Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC) e a Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FEC) (Brasil, 2022).

Na prática, o índice DEC avalia o tempo médio em que consumidores de um determinado conjunto de carga mantiveram-se sem o fornecimento de energia elétrica em um certo período. Já o índice FEC representa a média da quantidade de interrupções de fornecimento de energia elétrica (Brasil, 2022).

A ANEEL, visando manter a qualidade na prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica, exige que as distribuidoras mantenham um padrão de continuidade e exige a apuração desses indicadores para que sejam repassados periodicamente à agência reguladora. Nesse sentido, a ANEEL utiliza esses indicadores para avaliar a qualidade do serviço prestado pela distribuidora e para estabelecer condições mínimas de serviço por meio de metas de continuidade (Gomes et al., 2023).

Nesse cenário, cada distribuidora tem seus limites de DEC e FEC definidos pela ANEEL periodicamente nas Revisões Tarifárias Ordinárias (Castro, 2020).

Os indicadores coletivos são apurados por conjuntos de unidades consumidores, sendo definidos pelas subestações de distribuição e a área de abrangência das redes de média tensão à jusante. Contabilizam-se então, todas as interrupções de energia elétrica com duração superior ou igual a 3 minutos nas unidades consumidores de cada distribuidora, para o período considerado (mês, trimestre ou ano), o que permite que a agência avalie a continuidade da energia oferecida à população (Castro, 2020).

Para avaliação do desempenho de uma distribuidora, admite-se somente algumas exceções, são elas: interrupção oriunda de falha na instalação elétrica de um consumidor que não provoque interrupção em outras instalações, interrupção decorrente de obra de interesse exclusivo de um consumidor e que afete somente ele próprio, suspensão por falta de pagamento da fatura de energia elétrica ou por deficiência técnica e/ou de segurança das instalações de um consumidor que não provoque interrupção em outras instalações, interrupção vinculada a programas de racionamento instituídos pela união, interrupção em situação de emergência oriunda de evento que impossibilite a atuação imediata da distribuidora, ocorrida em dia crítico: dia em que a quantidade de ocorrências emergenciais em um determinado conjunto de unidades consumidoras, superar a média acrescida de três desvios padrões dos valores diários conforme Nota Técnica nº 049/2011 de 20 de setembro de 2011 – SRD/ANEEL.

De maneira equivalente ao descrito sobre os indicadores coletivos de continuidade, a ANEEL exige também um acompanhamento mais detalhado dos indicadores individuais. Nesse sentido, faz-se uso de quatro indicadores individuais que apuram a qualidade por unidade consumidora, sendo eles: DIC – Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora; FIC – Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora; DMIC – Duração Máxima de Interrupção Individual por Unidade Consumidora; DICRI – Duração de Interrupção Individual em Dia Crítico por Unidade Consumidora (Gomes et al., 2023).

Como forma de estimular a melhoria contínua de serviços, a regulação de qualidade prevê um sistema de penalidade financeira às distribuidoras que apresentarem desempenho dos indicadores insatisfatórios. A não conformidade aos indicadores regulados gera a aplicação de multas, sendo que a sua utilização é autorizada para a compensação financeira ao consumidor pelo não cumprimento de metas de qualidade do serviço (Vendrameto, 2023).

Essa metodologia imposta e regulamentada pela ANEEL de aplicações de multas de compensação financeira visa garantir a redução dos indicadores e aumentar a competitividade entre as distribuidoras de forma a garantir um serviço de qualidade no fornecimento de energia elétrica aos consumidores (Gomes et al., 2023).

Para as transmissoras de energia elétrica o Submódulo 15.12 define a Parcela Variável (PV) descontada da receita, por Funções Transmissão (FT) que compõem as concessões de transmissão, subsidiando o processo mensal de encargos de transmissão (ONS, 2009, Vendrameto, 2023).

Os tipos de PV, são: por indisponibilidade, restrições operativas temporárias, atraso da entrada em operação, cancelamento de intervenções aprovadas e utilização de equipamento reserva.

A interrupção no fornecimento, além dos prejuízos associados aos indicadores regulatórios, acarreta outros impactos econômicos, diretos ou indiretos, para as transmissoras e distribuidoras, tais como: perda de faturamento decorrente do consumo de energia interrompido; pagamento de compensações aos clientes interrompidos e custos para restabelecimento do sistema em emergência; custos para manutenção, reparo ou substituição de materiais e equipamentos afetados; perda financeira atrelada a materiais e equipamentos não recuperáveis; potencial de multas por transgressão de indicador de continuidade coletivos; potencial de multas por sobrecontratação de energia; ressarcimento de prejuízos aos consumidores, decorrentes da interrupção ou qualidade do fornecimento de energia elétrica; investimento em estratégias para reparo da imagem e reputação da empresa; eventuais pagamentos de franquias de ativos assegurados; eventuais pagamentos de multa por indisponibilidade do sistema, quando há conexão de gerador; e eventuais pagamentos de multas contratuais (Vendrameto, 2023).

A efetiva identificação de potenciais impactos econômicos decorrentes de interrupções no fornecimento de energia elétrica é importante para definição da criticidade dos ativos e auxilia nas tomadas de decisão estratégicas, tanto de manutenção quanto de investimentos (Vendrameto, 2023).

De modo geral, a regulamentação promove incentivos para a aumento da continuidade do fornecimento, bem como controle da tarifa para incentivar a modicidade tarifária. Com isso, acaba criando um paradoxo, pois o investimento na infraestrutura que resulta em maior confiabilidade do sistema, também compõe a base tarifária (Vendrameto, 2023).

Cabe ressaltar que esse fato se aplica somente para os contratos de concessão renovados, na prorrogação regulamentada pela Lei nº 12.783. Todavia, outro paradoxo semelhante ocorre no processo licitatório, no qual o objetivo é a construção de novas instalações e contratação de serviço de transmissão pela menor Receita Anual Permitida (RAP), pelo prazo de 30 anos, ao passo que mantém critérios de qualidade do serviço (continuidade) vinculada à receita auferida

e, ainda, sem incentivo econômico para reforços e melhorias ao longo do período de concessão (Brasil, 2013).

Nesse sentido, a sustentabilidade e rentabilidade do negócio depende da identificação do ponto ótimo entre esses fatores conflitantes, considerando o contexto organizacional de cada empresa, bem como da assertividade na alocação dos investimentos na infraestrutura atual e no planejamento de expansão do negócio.

Referente aos contratos renovados, a lei nº 9.074 de 8 de julho de 1995 possibilitou a prorrogação de concessões de transmissão por mais 20 anos. Mas, no período entre 1995 e 2002, estabeleceu-se legalmente a competitividade por meio de licitação de novos empreendimentos da expansão do Sistema Interligado Nacional (SIN). Em 2013, a lei 12.783 de janeiro de 2013 regulamentou nova prorrogação das concessões de transmissão e distribuição vigentes, pelo prazo de 30 anos (Brasil, 1995, Brasil, 2013).

Para os contratos renovados, ou não licitados, existe uma revisão tarifária periódica que considera a base atual de ativos, reconhecendo investimentos de reforços e melhorias na infraestrutura realizados no último ciclo. Nos contratos licitados, o preço do serviço é definido por competição e o ganhador pode explorar a concessão por 30 anos, com a RAP pré-definida no leilão (Vendrameto, 2023).

3.4 Panorama das despesas operacionais (OPEX) e investimentos realizados em bens de capitais (CAPEX) do sistema elétrico brasileiro

As distribuidoras de energia elétrica não podem estabelecer seus próprios preços, e devem passar pelo escrutínio periódico da ANEEL, denominado de revisão tarifária. Isto se deve principalmente ao fato de serem concessionárias do serviço público de distribuição de energia, signatárias de contratos de concessão que preveem métodos regulatórios, que avaliam o nível de investimento das empresas, o custo de geração, custos relativos às perdas elétricas e a manutenção do sistema elétrico, de forma geral, para todos os tipos de consumidores, 24 horas por dia, 7 dias por semana, como informa a Abradee (2019).

Fortes et al. (2018) destaca o grau de complexidade para garantir os melhores investimentos para uma concessionária de energia, e obter a melhor taxa interna de retorno do investimento de cada projeto realizado, baseado em indicadores, regulatórios, de desempenho do setor, conhecidos como DEC e FEC, indicadores que medem por quanto tempo houve interrupção no fornecimento de energia, e com que frequência. Além de perda comercial, pela

não realização da venda de energia elétrica enquanto o fornecimento está suspenso, há punições como multas previstas pelo órgão regulador.

Entretanto, estes não são os únicos indicadores que afetam a revisão tarifária. Ainda são analisados aspectos de ganhos de produtividade, a qualidade técnica e comercial, além da trajetória de custos operacionais nos processos tarifários. Com estes dados, por meio de um modelo de cálculos divulgados em seu sítio, a ANEEL determina um valor para tarifa que seja capaz de garantir o pleno funcionamento do sistema elétrico nacional, e o conforto proporcionado por uma energia elétrica de qualidade para a população brasileira (ANEEL, 2023).

São grandes os desafios encontrados neste ambiente regulado para os gestores formularem estratégias arrojadas de negócios que produzam efeitos econômicos significativos, e concluiu em seu trabalho, após a aplicação de ferramentas de controladoria, diante dos resultados publicitados pela concessionária, bem como os prêmios recebidos por entidades do setor, que é possível sim ir além do resultados realizados por outras distribuidoras, ainda que o órgão regulador tenha a tendência de assegurar condições equitativas entre os demais participantes do mercado de distribuição de energia elétrica (Valverde et al., 2018).

A ANEEL chama de Capex Elegível, um *benchmarking* regulatório, todo investimento que se tornará um ativo imobilizado em serviço da empresa, mas que está intrinsecamente relacionado na expansão e qualidade do fornecimento de energia (ANEEL, 2023).

A gerência que atua na área de planejamento e estratégia da distribuidora de energia, trabalha com uma meta que mede o grau de aderência da taxa interna de retorno de um projeto de investimento do Capex Elegível, antes mesmo de executá-lo, para em seguida o comparar com a taxa interna de retorno obtida após a sua conclusão. Quanto mais próxima, ou maior for esta taxa, melhor será o resultado. Através de ponderação, baseado no tamanho financeiro de cada projeto, é apurado o resultado global de aderência da TIR por distribuidora (Freixo Filho, Cesca, 2023).

Freixo Filho, Cesca (2023) ressalta que em um trabalho muito semelhante, relacionado ao OPEX, também de caráter regulatório, aplicando modelos de regressão, e com um nível de significância de 10%, percebeu que houve bastante aderência dos resultados obtidos às hipóteses iniciais, que era de que empresas com indicadores que representam níveis maiores de endividamento ou de distribuição de dividendos apresentam pior desempenho operacional nos anos posteriores.

No trabalho de Maestri e Andrade (2018), foi identificado que um aumento nos investimentos (CAPEX) proporciona a melhoria da qualidade do fornecimento de energia em

termos de redução da frequência das interrupções do fornecimento de energia (Δ_{FEC}) e de redução da frequência de reclamações dos consumidores (Δ_{FER}), o que resultaria numa garantia de maior receita com vendas de energia elétrica, e melhor percepção da qualidade de fornecimento pelos consumidores, o que fica ainda mais claro ao ver uma melhora no Índice ANEEL de Satisfação do Consumidor (IASC), o que provavelmente acaba se refletindo também nos resultados econômicos e financeiros na maioria das concessionárias de energia.

3.5 Influência das mudanças climáticas sobre o setor de energia elétrica

As influências climáticas que influenciam o setor elétrico brasileiro constituem um elemento fundamental, principalmente devido à forte dependência do país de fontes de energia renováveis, predominantemente a energia hidrelétrica, que constitui um segmento significativo da matriz energética. As variações no clima possuem a capacidade de influenciar diretamente a geração de energia, a integridade da infraestrutura e o gerenciamento da demanda (Brasil, 2020).

Nos últimos meses de 2024, houve um aumento notável no discurso relacionado às mudanças climáticas, à medida que eventos climáticos extremos se manifestaram em várias regiões, tanto nacional quanto globalmente. Além das extensas ramificações econômicas e sociais associadas a essas ocorrências, é imperativo ressaltar uma consideração vital: as possíveis ramificações das mudanças climáticas no fornecimento de um dos principais recursos da sociedade contemporânea, a energia elétrica (Brasil, 2020).

Uma investigação conduzida pelo Grupo de Eletricidade Atmosférica do Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (Elat/Inpe) postula que pode haver uma escalada de 10% a 30% na frequência das tempestades a cada grau incremental de aumento da temperatura global. Já está estabelecido que, sem intervenção, as projeções indicam um aumento de 1 °C na década que começa em 2020 e um aumento adicional de 2 °C até 2050 em comparação com a época pré-industrial. Essas alterações são suficientes para precipitar repercussões para populações em todo o mundo, particularmente entre comunidades empobrecidas e vulneráveis, impactando não apenas a segurança energética, mas também a segurança alimentar e hídrica (Climatempo, 2021).

Ao contemplar o fornecimento de energia elétrica, é essencial ressaltar que as condições meteorológicas podem exercer influência sobre 50% a 70% das falhas nas linhas de transmissão. Essa estatística diz respeito às ocorrências de fenômenos comumente chamados de extremos, que, até os últimos anos, constituíam aproximadamente 1% das tempestades

registradas no Brasil. Embora isso possa parecer mínimo, é pertinente observar que o Brasil experimenta a maior frequência de tempestades em todo o mundo — ultrapassando 500.000 anualmente, das quais 5.000 são categorizadas como severas ou significativas (Brasil, 2020).

Se as flutuações climáticas gerarem complicações na transmissão de energia, o cenário não é menos desconcertante no setor de distribuição. Quase todas (99%) das redes de distribuição de energia elétrica existentes no Brasil também são aéreas e estão localizadas predominantemente nos principais centros urbanos, onde reside a maioria dos consumidores (Brasil, 2020).

Nesses locais urbanos, a presença de estruturas, a substituição da cobertura vegetal por asfalto e a poluição decorrente de veículos e atividades industriais contribuem para alterações atmosféricas, como temperaturas elevadas, aumento da concentração de partículas no ar e diminuição da atividade eólica, que promovem coletivamente a ocorrência de tempestades severas. Em São Paulo, a maior metrópole do país, a incidência de tempestades aumentou aproximadamente 60% nos últimos 60 anos, com uma acentuada escalada observada durante a década de 1970, coincidindo com o período de crescimento populacional mais significativo nesse centro urbano (Brasil, 2020).

Dentre os principais fenômenos climáticos, os que são mais comuns de influenciar o setor elétrico são: períodos de chuvas intensas e ventos fortes, alta temperatura, crise hídrica (Exsergia, 2024).

Nos períodos de chuvas intensas e ventos fortes as quedas de energia são comuns e frequentes. Regiões como o sul e sudeste do Brasil possuem uma frequência muito maior desse fenômeno que as demais regiões do país (Exsergia, 2024).

Períodos de calor intenso, principalmente no verão, podem resultar em falhas nos equipamentos elétricos de uma edificação assim como nos sistemas locais. Temporadas de calor são períodos de atenção para o setor elétrico, onde falhas ou superaquecimento de equipamentos podem resultar em incêndios (Exsergia, 2024).

O Brasil tem o setor elétrico abastecido principalmente através das hidrelétricas, em períodos ou ambientes de muita escassez hídrica, a distribuição elétrica se torna prejudicada e de alto custo para os consumidores (Exsergia, 2024).

3.6 Falhas na rede de distribuição de energia elétrica no Brasil derivadas das condições meteorológicas

3.6.1 Estudo de anterioridade

O estudo de anterioridade revela que as falhas na rede de distribuição de energia elétrica no Brasil, derivadas das condições meteorológicas, são um problema recorrente e cada vez mais relevante diante das mudanças climáticas.

Para mitigar os impactos desses fenômenos, é fundamental que o setor elétrico invista em medidas de proteção, modernização e planejamento estratégico, visando garantir a continuidade do fornecimento de energia e reduzir as interrupções causadas por eventos meteorológicos extremos (Barros et al., 2023).

O Brasil, devido à sua vasta extensão territorial, enfrenta uma diversidade de condições meteorológicas. O País é impactado por eventos climáticos severos, como chuvas intensas na região Sudeste, ventos fortes no Sul e descargas elétricas frequentes na região Norte. Tais fenômenos naturais podem provocar a queda de árvores sobre as linhas de transmissão, rompimento de cabos, danos a subestações e transformadores, além de interrupções no fornecimento de energia (Serrano, 2021).

Em particular, a região Sudeste, que concentra grande parte da demanda por energia elétrica, é frequentemente afetada por chuvas intensas e tempestades que causam alagamentos e deslizamentos de terra, resultando na interrupção dos serviços. Na região Norte, a elevada incidência de raios compromete a integridade da rede, enquanto na região Sul, a ocorrência de ciclones extratropicais e ventos fortes representa um desafio adicional para a infraestrutura de distribuição de energia (Barros et al., 2023).

Em se tratando da anterioridade das falhas no Sistema de Distribuição estudos e levantamentos anteriores destacam a relevância das condições meteorológicas como um dos principais fatores que contribuem para falhas na rede de distribuição elétrica no Brasil. Relatórios da ANEEL e de concessionárias do setor de energia indicam que eventos meteorológicos extremos estão diretamente ligados a interrupções recorrentes, especialmente nos períodos de verão, quando as tempestades são mais intensas (Serrano, 2021).

Segundo dados históricos, as interrupções no fornecimento de energia derivadas de falhas causadas por condições meteorológicas adversas têm aumentado em frequência e gravidade, especialmente com o aumento da variabilidade climática. A fragilidade da infraestrutura elétrica, associada à falta de investimentos robustos na modernização e proteção de equipamentos críticos, agrava esse cenário. Além disso, a dispersão geográfica da rede, com grandes extensões em áreas rurais e de difícil acesso, torna o restabelecimento do serviço um desafio significativo em muitas situações (Mello, Neves, 2020).

Sendo assim, o estudo de anterioridade revela que as falhas na rede de distribuição de energia elétrica no Brasil, derivadas das condições meteorológicas, são um problema recorrente

e cada vez mais relevante diante das mudanças climáticas. Para mitigar os impactos desses fenômenos, é fundamental que o setor elétrico invista em medidas de proteção, modernização e planejamento estratégico, visando garantir a continuidade do fornecimento de energia e reduzir as interrupções causadas por eventos meteorológicos extremos (Mello, Neves, 2020).

3.6.2 Impacto das mudanças climáticas em falhas na rede de distribuição de energia elétrica no Brasil

Usinas termelétricas, hidrelétricas, eólicas e solares são as principais fontes de energia elétrica em diversas regiões do mundo. No entanto, o fenômeno da mudança climática está modificando os padrões meteorológicos e amplificando a frequência e a gravidade de ocorrências climáticas extremas (incluindo tempestades, secas, furacões e incêndios florestais), que podem interromper a produção, transmissão e distribuição de energia elétrica por meio de vários mecanismos. Esses mecanismos incluem: diminuição da capacidade de geração, comprometimento da infraestrutura essencial, diminuição da segurança energética e potencial aumento dos custos (IAB, 2021).

Alterações nos padrões de precipitação e temperatura influenciam a disponibilidade de recursos hídricos para a geração de energia hidrelétrica e a eficiência operacional das instalações termelétricas. Períodos prolongados de seca podem diminuir o fluxo de água do rio, restringindo assim a capacidade de geração hidrelétrica, enquanto as ondas de calor podem afetar adversamente o desempenho das usinas termelétricas (Tavares et al., 2018).

Embora as fontes de energia renováveis, incluindo eólica e solar, apresentem níveis mais baixos de poluição, sua geração ainda pode ser suscetível aos efeitos de fenômenos climáticos extremos. Tempestades severas e flutuações nos padrões de radiação solar e eólica podem impedir transitoriamente a capacidade de geração dessas fontes de energia, que são inerentemente intermitentes na natureza (Naruto, 2017, Tavares et al., 2018).

Tempestades severas, inundações e incêndios florestais têm o potencial de causar danos às linhas de transmissão, postes, subestações e outras infraestruturas elétricas críticas, levando a interrupções no fornecimento de energia. A infraestrutura elétrica existente em vários locais não foi projetada adequadamente para suportar as condições climáticas extremas previstas para o futuro, tornando-a suscetível a danos e interrupções (Yallem et al., 2020).

Conforme articulado em um estudo de Brito et al. (2023), no Brasil, a ocorrência de eventos como secas prolongadas, ondas de calor e tempestades representam ameaças significativas ao setor elétrico. Além de suas repercussões na capacidade de geração hidrelétrica

(que constitui 65% da energia produzida no Brasil), também há impactos substanciais nas redes de transmissão. O Quadro 1 delinea as ramificações dos eventos climáticos extremos.

Quadro 1 - Impacto das mudanças climáticas no setor elétrico

	EVENTO CLIMÁTICO	IMPACTOS NO SETOR ELÉTRICO
Capacidade de geração hidrelétrica	Alteração do regime de chuvas	Chuvas mais intensas: vertimento das usinas e menor aproveitamento da água efluente
Redes de transmissão e distribuição	Temperaturas elevadas	Redução da capacidade de transmissão, aumento das perdas elétricas
	Ventos muito fortes, descargas elétricas	Rompimento de cabos, e conseqüentemente interrupção do fornecimento de energia
	Estiagem prolongada	Aumenta a deposição de partículas nas cadeiras de isoladores das linhas de transmissão, ocasionando o desgaste de materiais e, conseqüentemente, aumentando o risco de curto-circuito

Fonte: Brito et al. (2023)

Além disso, a carga financeira associada à retificação da destruição infligida por fenômenos meteorológicos severos pode ser extremamente alta, aumentando assim as despesas operacionais e de manutenção das concessionárias de energia elétrica e, conseqüentemente, dos consumidores por um longo período.

Um relatório abrangente do Instituto Acende Brasil (IAB) sobre o Plano Nacional de Energia 2050 ressalta que as modificações nas capacidades de geração de energia hidrelétrica e as deficiências sofridas pelas infraestruturas de transmissão e distribuição representam, de fato, os perigos mais substanciais que as mudanças climáticas representam para o setor elétrico brasileiro (IAB, 2021). Por sua vez sobre a resiliência de toda a infraestrutura de energia, cuja extensão depende da gravidade do tempo, destacando-se os seguintes aspectos:

- a) altas temperaturas e as ondas de calor limitam a capacidade de transferência de linhas de transmissão, e aumentam as perdas de energia.
- b) chuva e inundações não representam um perigo para as linhas de transmissão, mas para equipamentos da subestação.
- c) a eficiência decrescente da conversão térmica devido ao aumento da temperatura ambiente afeta as usinas termelétricas.
- d) mudanças nos padrões de precipitação podem afetar a geração de energia hidrelétrica.

- e) maior frequência e intensidade dos períodos de seca pode gerar uma menor disponibilidade de água para fins de resfriamento em usinas térmicas e nucleares (Brito et al. (2023)).

O Quadro 2 demonstra as principais condições meteorológicas que influenciam falhas na rede de distribuição.

Quadro 1 - Principais condições meteorológicas que influenciam falhas na rede de distribuição de energia elétrica

Tempestades com Raios e Ventos Fortes	Raios
	Ventos Fortes
Chuvas Intensas e Enchentes	Inundação de Subestações
	Deslizamentos de Terra
Calor Extremo	Sobrecarga de Transformadores
	Expansão Térmica de Cabos
Umidade e Corrosão	Degradação de Componentes
Geadas e Granizo	Formação de Gelo em Linhas
	Danos por Granizo

Fonte: Adaptado de Mello (2024)

Falhas prolongadas resultam em impactos severos tanto na experiência dos consumidores quanto na operação das distribuidoras (Mello, 2024).

4 MATERIAL E MÉTODOS

A pesquisa pode ser classificada como quantitativa e descritiva, pois tem o intuito representar a influência as condições climáticas adversas na operação do sistema de redes de distribuição áreas a partir número de registros de ocorrências falhas no fornecimento.

A pesquisa se concentrou em três etapas principais:

- a) revisão bibliográfica - foi realizada uma revisão abrangente da literatura sobre os principais fatores das mudanças climáticas e seus efeitos na infraestrutura elétrica, com foco especial nos impactos observados no interior do Estado de São Paulo. Serão considerados estudos nacionais e internacionais que abordem a relação entre eventos climáticos extremos e falhas na RDEE;
- b) avaliação dos indicadores de qualidade - foram avaliados os impactos das fenômenos climáticos nos indicadores de qualidade da RDEE no interior do Estado de São Paulo, como tempo médio de interrupção e tempo médio de restauração. Pretende-se verificar como esses indicadores são afetados por eventos climáticos extremos e propor medidas para mitigar esses impactos;
- c) elaboração de recomendações - com base nos resultados da análise, foram elaboradas recomendações específicas para melhorar a resiliência da RDEE no interior do Estado de São Paulo frente às mudanças climáticas. Isso incluirá o desenvolvimento de estratégias de adaptação, investimentos em infraestrutura mais robusta e a integração de fontes renováveis de energia para reduzir a dependência de combustíveis fósseis.

Espera-se que os resultados desta pesquisa contribuam para o avanço do conhecimento científico sobre as interações entre as mudanças climáticas e as RDEE, fornecendo subsídios para o planejamento e a gestão eficaz da infraestrutura elétrica no interior do Estado de São Paulo. Além disso, pretende-se que as recomendações resultantes desta pesquisa possam orientar ações e investimentos futuros para garantir um fornecimento de energia elétrica confiável, seguro e sustentável no estado.

4.1 Procedimentos técnicos

A metodologia usada neste trabalho foi baseada nas macro-etapas proposta por Cardoso (2019). Para alcançar o objetivo desse trabalho e empregado as seguintes etapas apresentadas na Figura 3.

Figura 3 – Fases da pesquisa



Fonte: Adaptado de Cardoso (2019)

4.2 Aquisição de dados

Na primeira fase, os dados são coletados. Nesse trabalho os dados são provenientes de duas bases distintas: a base de dados da Concessionária referente à distribuição de energia e a base de dados do Instituto de Pesquisas Meteorológicas (IPMET, Bauru - SP).

Os dados utilizados no estudo foram divididos em duas categorias: climatológicos e de falhas na rede de distribuição de energia. Os dados climatológicos foram usados para avaliar as condições atmosféricas nos momentos em que ocorreram falhas na rede, enquanto os registros de falhas foram obtidos da concessionária de distribuição que atua na porção centro-oeste do estado de São Paulo. Os dados das interrupções são compostos por 1100 registros de ocorrências, normatizados pelo Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) que registra as informações necessárias relacionadas às interrupções emergenciais do circuito, incluindo data, hora, número do evento, tipo, dispositivo operado, alimentador, município, conjunto elétrico, duração do evento em horas, causa da interrupção, duração e número de clientes afetados, concedidos pela Concessionária no período de 1 de janeiro de 2021 a 23 de dezembro de 2023.

Os dados climatológicos são compostos por 1150 registros que incluem data, hora, pressão atmosférica, radiação, temperatura, umidade, rajada de vento, velocidade do vento, precipitação. A fim de fazer a leitura no local das falhas optou-se por analisar os dados registrados da estação meteorológica mais próxima de cada evento investigado. Dessa forma, optou-se por restringir a área de estudo aos municípios ao redor da estação meteorológica autônoma localizada em Bauru – SP. Assim, todos os dados climatológicos viriam de uma única estação, evitando o mascaramento de informações nas análises estatísticas.

O apoio do IPMET (Bauru – SP) na interpretação e tratamento dos dados climatológicos incluíram fornecimento de suas próprias leituras locais que contribuiu para a melhoria na

qualidade das informações. Dadas tais considerações, a etapa inicial do trabalho envolveu a composição e correlação de duas bases de dados distintas. A primeira base contém informações climatológicas da estação autônoma A705 do INMET, enquanto a segunda base contém registros de falhas na rede de distribuição.

4.3 Tratamento de dados

Nessa fase foram realizados os seguintes tratamentos na base dados:

- a) agrupamento do número de registro das ordens de acordo com nomenclatura alimentador e da subestação;
- b) agrupamento das ocorrências em cada subestação por hora;
- c) agrupamento das ocorrências em cada subestação por data;
- d) cálculo da média da temperatura instantânea, da umidade instantânea, da velocidade do vento, da rajada de vento, radiação todos foram calculados através x referencias hora disponibilizadas pela base INMET.

A partir dos dados da estação A705 para o período de janeiro de 2021 a dezembro de 2023, correspondente ao intervalo de dados de falhas na rede de distribuição foram selecionadas as variáveis climatológicas apresentadas no Quadro 3 para serem investigadas em conjunto com as falhas na rede elétrica

Quadro 3 - Variáveis selecionadas para composição do banco de dados climatológicos

VARIÁVEL	DESCRIÇÃO
Datas	Datas de medição (DD/MM/AAAA)
Hora	Horários de medição no Tempo Universal Coordenado (UTC)
Precipitação	Precipitação acumulada para o período de uma hora (mm)
Rajada máxima de vento	Rajada máxima de vento para o período de uma hora (m/s)
Temperatura	Temperatura atmosférica obtida no sensor de bulbo seco em determinado horário de medição (°C)
Umidade relativa do ar	Umidade relativa atmosférica no horário de medição (%)

Fonte: Elaborado pelo autor

Quadro 4 apresenta as técnicas aplicadas para tratar as lacunas amostrais. O tratamento dos dados climatológicos foi baseado nos valores acumulados da precipitação horária para os períodos de referência diários e mensais.

Quadro 4 - Técnicas aplicadas no tratamento das lacunas amostrais

VARIÁVEL	TÉCNICA	DESCRIÇÃO
Precipitação	Média entre o ponto anterior e o ponto posterior ao dado ausente.	As lacunas nas informações eram raros pontos isolados, sem uma sequência temporal, permitindo o uso dos pontos anterior e posterior ao dado ausente.
Temperatura	Interpolação linear da sequência temporal.	As lacunas nas informações variavam de pontos isolados a pequenas sequências temporais. Considerando que a variável Temperatura apresenta variações menos bruscas ao longo do dia, a técnica de interpolação foi utilizada para atender às necessidades sem causar grandes distorções nos dados.
Umidade	Relativa do Ar Interpolação linear da sequência temporal.	As lacunas nas informações variavam de pontos isolados a pequenas sequências temporais. Considerando que a variável Umidade Relativa do Ar apresenta variações menos bruscas ao longo do dia, a técnica de interpolação foi utilizada para atender às necessidades sem causar grandes distorções nos dados.
Rajada Máxima de Vento	Média entre o ponto anterior e o ponto posterior ao dado ausente.	As lacunas nas informações eram raros pontos isolados, sem uma sequência temporal, permitindo o uso dos pontos anterior e posterior ao dado ausente.

Fonte: Elaborado pelo autor

Durante a pesquisa foram observados 1.100 registros de falhas na rede elétrica de distribuição dos municípios de Arealva, Areiópolis, Avaí, Bariri, Barra Bonita, Bauru, Boraceia, Borebi, Cabralia Paulista, Duarteina, Igarapu do Tietê, Itapuú, Jaú, Lençóis Paulista, Macatuba, Paulistânia, Pederneiras e Piratininga. As principais variáveis selecionadas para a caracterização de cada evento estão relacionadas no Quadro 5.

Quadro 5 - Variáveis selecionadas para composição do banco de dados de falha na rede de distribuição

VARIÁVEL	DESCRIÇÃO
Data do Evento	Datas de medição (DD/MM/AAAA)
Hora do Evento	Horários de ocorrência
Município	Município em que foi registrado o evento
Causa	Motivo que originou a falha
Defeito	Equipamento danificado durante a falha
Duração do evento	Intervalo de duração da falha (horas)
Consumidores afetados	Número de clientes da distribuidora que foram afetados durante a falha

Fonte: Elaborado pelo autor

O tratamento inicial do banco de dados formado envolveu a aplicação de uma série de filtros para garantir que as informações analisadas permitissem o cumprimento dos objetivos de pesquisa. Basicamente, os filtros de dados selecionados ocorreram em duas instâncias. Na primeira instância, como mencionado, selecionaram-se apenas os municípios ao redor da estação meteorológica autônoma A705 do INMET (Bauru – SP), sendo eles: Arealva, Areiópolis, Avaí, Bariri, Barra Bonita, Bauru, Boraceia, Borebi, Cabrália Paulista, Duartina, Igarapu do Tietê, Itapuí, Jaú, Lençóis Paulista, Macatuba, Paulistânia, Pederneiras e Piratininga. Esse processo resultou em 964 registros de falha.

Após averiguar as variáveis climatológicas disponíveis, concluiu-se que seria possível realizar o estudo dando ênfase às seguintes causas climáticas: descarga atmosférica, inundação, queimada, vegetação e vento. Embora descargas atmosféricas e ventos sejam causas diretamente relacionadas ao clima, acontecimentos como inundações, queimadas e vegetação não estão diretamente relacionados. No entanto, alterações climáticas que afetam questões como o regime pluvial, umidade atmosférica e intensidade dos ventos favorecem o aumento dessas ocorrências. Devido ao baixo nível de incidências no período de três anos (menos de cinco incidências), os eventos ocasionados por inundações e queimadas foram descartados, realizando-se a análise apenas dos eventos causados por descargas atmosféricas, vegetação e vento.

4.4 Limpeza dos dados

Nesta terceira fase e realizado pré-processamento dos dados que inclui a higienização destes, pois alguns registros estavam incompletos e outras colunas possuem valores não estruturados ou ainda as anomalias onde o cliente teve uma interrupção de energia por um defeito interno na instalação não sendo atribuído a responsabilidade a concessionária. A limpeza realizada na base foi:

- a) exclusão dos registros de registros anulados;
- b) exclusão de registros incompletos;
- c) exclusão dos registros que são anomalias;

4.5 Técnicas estatísticas aplicadas

Utilizou-se o software SPSS *Statitics* que é reconhecido como uma das principais ferramentas para análise estatística, sendo utilizado em diversas áreas do conhecimento, oferece

uma grande variedade de técnicas estatísticas, desde análises descritivas e regressões até modelagem preditiva avançada e análise multivariada, suporta diversos formatos de entrada e saída de dados, incluindo Excel que é a nossa base de dados.

Figura 4 – Software SPSS Statistics

Visível: 13 de 13 variáveis

	OCORR	TIPOCORR	INÍCIO	FIM	DEC	FEC	DISPOSITIVO	TIPO	LOC	
1	137775273	EMERGENCI...	1070366.19...	1070372.07...	.029283821163036	.055019911838192	1037981	REL	URBANA	FALHA MATER
2	137841848	EMERGENCI...	1071542.02...	1071544.16...	.003922161073372	.013455525405935		DJT	URBANA	ROUBO
3	141704826	EMERGENCI...	1074231.00...	1074236.27...	.003882231865623	.012846907206907	CAL04	DJT	URBANA	SOBRECARGA
4	137864775	EMERGENCI...	1071992.33...	1071994.58...	.006309665019919	.011208701276962	SJN23	DJT	URBANA	DEF CLIENTE
5	141501923	EMERGENCI...	1070583.37...	1070590.48...	.002235293632965	.007665489384831	456575	REL	URBANA	DESLIGAMEN
6	1411050793	EMERGENCI...	1078505.21...	1078511.39...	.009677184314528	.006734065879562		DJT	URBANA	FALHA MATER
7	137722305	EMERGENCI...	1069910.29...	1069915.41...	.001354033824637	.006637141623078	PAR11	DJT	URBANA	DESCARGA AT
8	137714536	EMERGENCI...	1069856.13...	1069861.06...	.001548057277620	.006595602656014	BOA23	DJT	URBANA	NAO IDENTIFK
9	141851091	EMERGENCI...	1076512.38...	1076516.39...	.002192938556772	.005912999630076	SJN12	DJT	URBANA	DESCARGA AT
10	141717074	EMERGENCI...	1074540.03...	1074542.19...	.004361821032495	.005335173998673	MMM02	DJT	URBANA	PIPA
11	1411484478	EMERGENCI...	1084891.55...	1084896.06...	.002677125867892	.005164264915279	RPS27	DJT	URBANA	FALHA MATER
12	137973538	EMERGENCI...	1074271.27...	1074272.20...	.001484260905701	.005152278546673	119343	REL	URBANA	NAO IDENTIFK
13	141802330	EMERGENCI...	1075767.50...	1075768.54...	.001439384651868	.005119419363772	SJN12	DJT	URBANA	FALHA MATER
14	141495978	EMERGENCI...	1070535.11...	1070536.07...	.000373068652959	.005004722215908		DJT	URBANA	NAO IDENTIFK

30 dias restantes na avaliação da versão integral/Faça upgrade aqui

O processador do IBM SPSS Statistics está pronto

Unicóde: ON

Fonte: Elaborado pelo autor

Após a estruturação e o tratamento inicial dos bancos de dados, iniciou-se a análise estatística dos resultados. O foco principal foi a aplicação de séries temporais para examinar a evolução meteorológica entre 2021 e 2023, além de análises descritivas específicas relacionadas às falhas na rede de distribuição.

As séries temporais, compostas por dados observados ou registrados em intervalos regulares e organizados cronologicamente, são amplamente utilizadas para analisar variações ao longo do tempo e prever tendências futuras. Na meteorologia, são ferramentas essenciais para a previsão do tempo e a análise de padrões climáticos. Esse tipo de análise envolve a coleta, organização, descrição, visualização e modelagem de dados para identificar padrões, tendências e relações temporais.

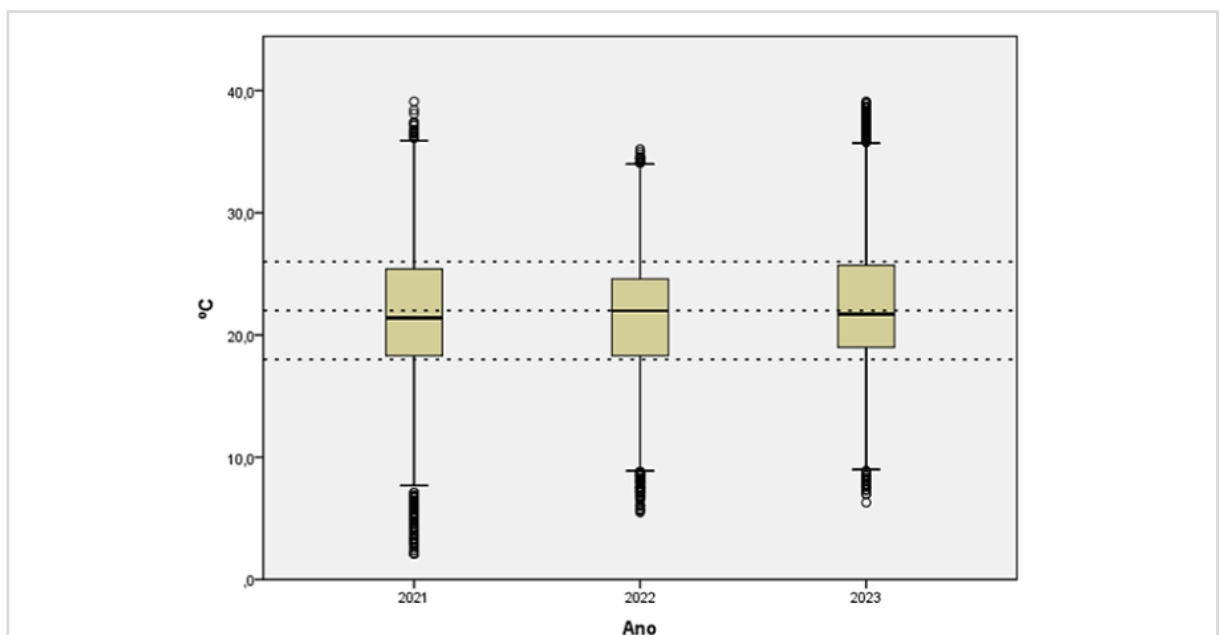
A análise estatística descritiva, por sua vez, resume, organiza e interpreta os dados de forma clara, oferecendo uma visão geral das principais características do conjunto, sem realizar inferências ou previsões.

Inicialmente, foi estudada a evolução das falhas na rede de distribuição entre 2021 e 2023 para avaliar se as mudanças climáticas contribuíram para o aumento desses eventos. Em seguida, analisou-se a série temporal da precipitação acumulada mensalmente ao longo do período, buscando compreender a influência dessa variável na probabilidade de falhas. Isso foi feito considerando que o aumento da pluviosidade pode provocar problemas urbanos, como curtos-circuitos, inundações de equipamentos e quedas de árvores.

Com base nos resultados, investigou-se a evolução das variáveis meteorológicas Temperatura, Umidade Relativa do Ar e Rajada Máxima de Vento, com ênfase em outubro de 2023, mês que apresentou o maior aumento de falhas na rede elétrica durante o período analisado. A distribuição dos dados para os três anos foi comparada por meio de *boxplots*.

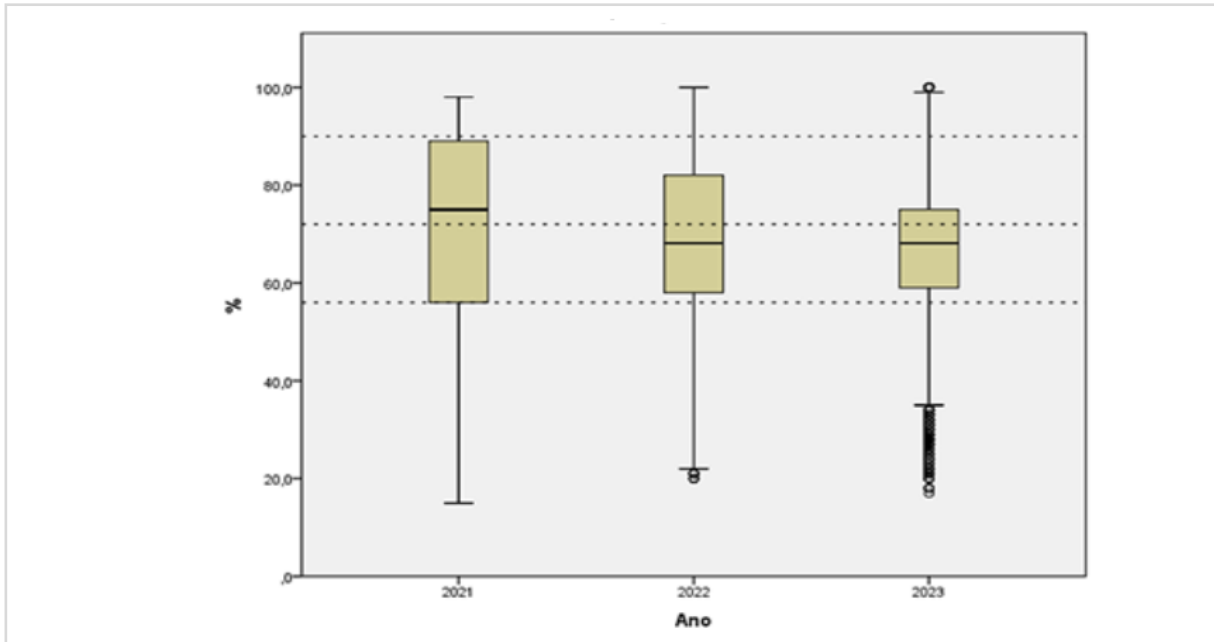
No *boxplot*, a caixa central representa a concentração da maioria dos dados, enquanto a linha no interior da caixa indica a mediana. Os bigodes ilustram a extensão dos valores, excluindo os valores discrepantes. Ao comparar os *boxplots* dos três anos lado a lado, é possível identificar diferenças nas medianas, variações na dispersão dos dados e a presença de valores discrepantes. Distribuições semelhantes são indicadas por caixas e bigodes de alturas próximas, com medianas alinhadas e intervalos interquartis comparáveis. Por outro lado, diferenças significativas na altura das caixas, nas medianas ou na extensão dos bigodes sugerem distribuições distintas. A Figura 6 demonstra a distribuição amostral da variável temperatura em 2021, 2022 e 2023.

Figura 5 – Distribuição amostral da variável temperatura em 2021, 2022 e 2023



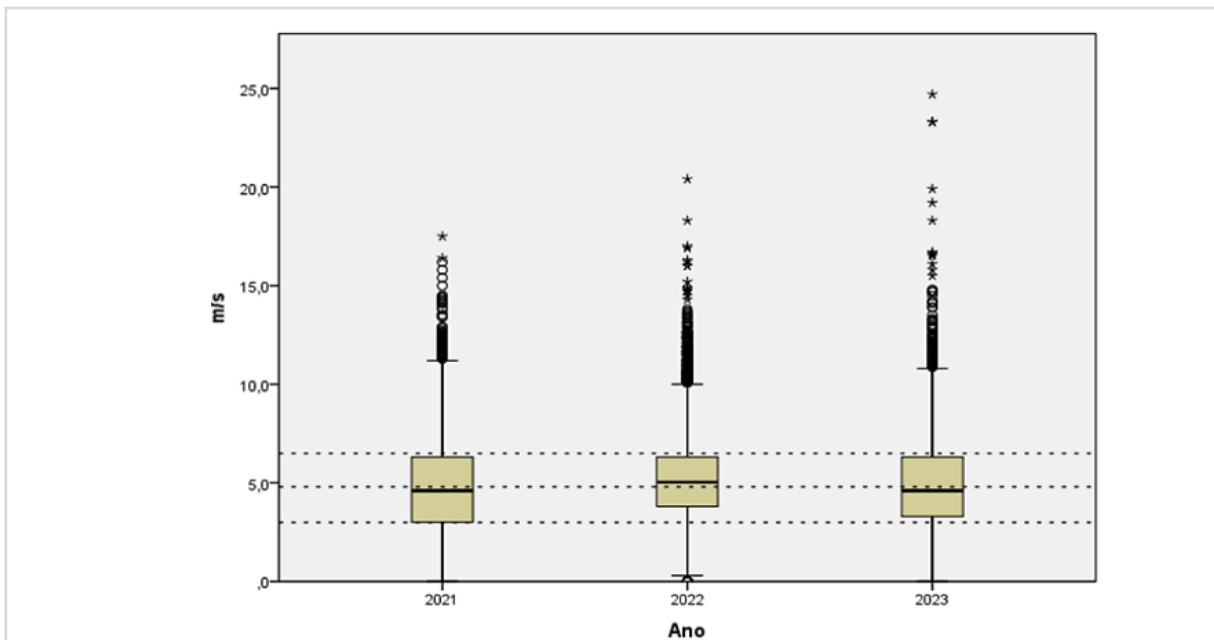
Fonte: Elaborada pelo autor

Figura 6 – Distribuição da variável amostral da umidade relativa do ar em 2021, 2022 e 2023



Fonte: Elaborada pelo autor

Figura 7 – Distribuição amostral da variável velocidade máxima do vento em 2021, 2022 e 2023



Fonte: Elaborada pelo autor

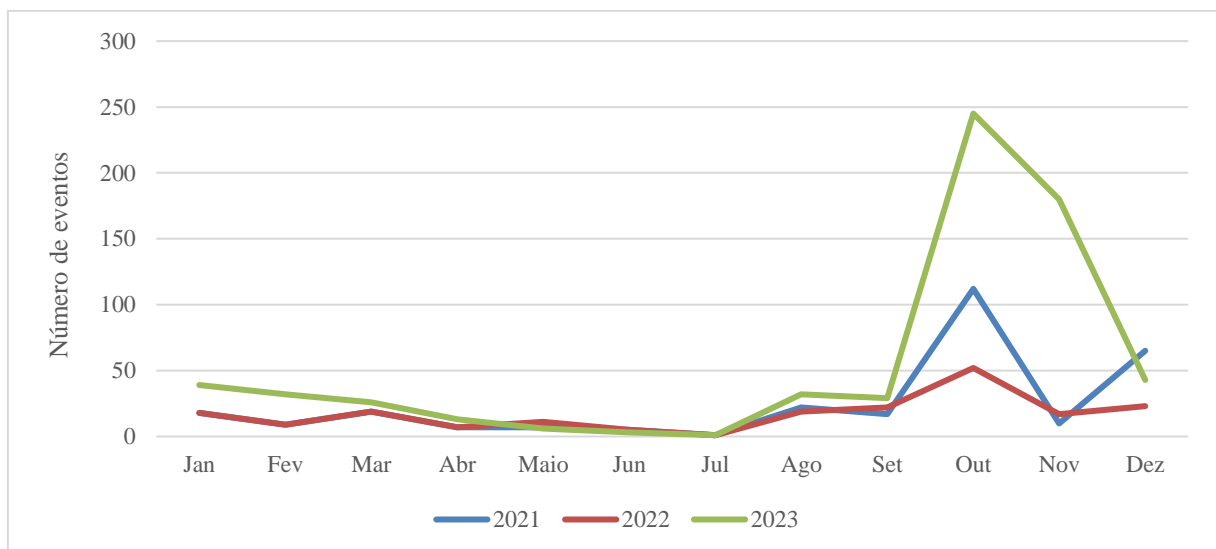
A análise revelou um comportamento anômalo na variável Rajada Máxima de Vento, que apresentou valores máximos intensificados em 2023, especialmente no mês de outubro. Com base nisso, correlacionaram-se os dias com os valores mais críticos dessa variável aos registros de falhas na rede elétrica. O objetivo foi determinar se a Rajada Máxima de Vento

desempenhou um papel relevante como um dos fatores climatológicos responsáveis pelos problemas na rede.

5 ANÁLISE DOS RESULTADOS

O Gráfico 1 demonstra a evolução das falhas na rede de distribuição de energia elétrica nos anos de 2021, 2022 e 2023.

Gráfico 1 - Falhas na rede de distribuição ao longo de 2021, 2022 e 2023



Fonte: Elaborada pelo autor

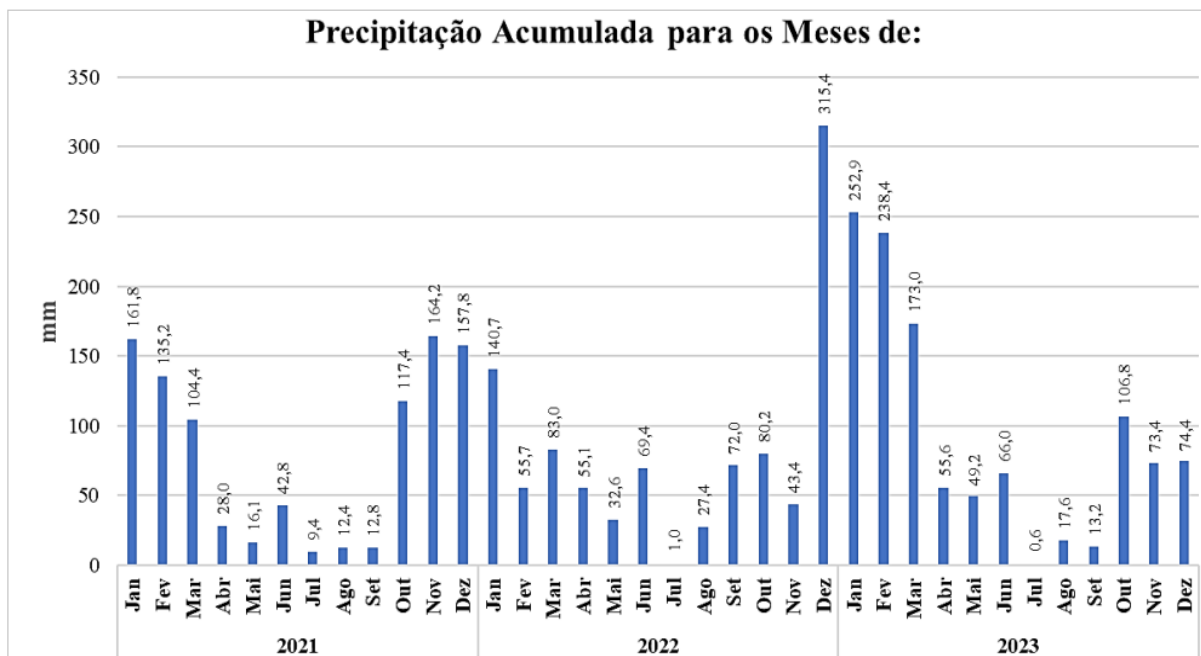
Ao examinar o Gráfico 1, observa-se um comportamento sazonal das falhas na rede de distribuição, que tendem a ter seu pico em outubro. Esse fenômeno se correlaciona predominantemente com variações nas condições meteorológicas, passando de uma estação seca caracterizada por precipitação mínima para uma fase mais úmida caracterizada pelo aumento das chuvas.

O Gráfico 1 ilustra uma acentuada escalada nas ocorrências em 2023, particularmente durante o intervalo de setembro a novembro, em contraste com os anos de 2021 e 2022. No entanto, essa escalada não exhibe uma trajetória uniforme ao longo do tempo, já que a frequência de ocorrências em 2021 superou a de 2022. Essa observação implica que a mudança climática pode não ser um fator significativo que contribui para o aumento das falhas na rede elétrica, uma vez que a tendência das falhas não apresentou uma trajetória ascendente consistente ao longo dos anos analisados.

O aumento de casos em 2023 pode ser atribuído a um evento anômalo, considerando que durante os outros meses, a distribuição das ocorrências ao longo dos anos permanece relativamente homogênea. Além disso, o mês de novembro apresentou um aumento incomum no número de ocorrências, o que pode significar novamente um incidente isolado em 2023 que precipitou falhas na rede elétrica.

A partir da observação de que a curva de falha dentro da rede de distribuição experimenta seu pico em outubro, devido à transição de uma fase climática seca para um período caracterizado pelo aumento da precipitação, uma análise abrangente da precipitação mensal acumulada nos anos de 2021, 2022 e 2023 foi realizada.

Gráfico 2 - Precipitação mensal acumulada nos anos de 2021, 2022 e 2023

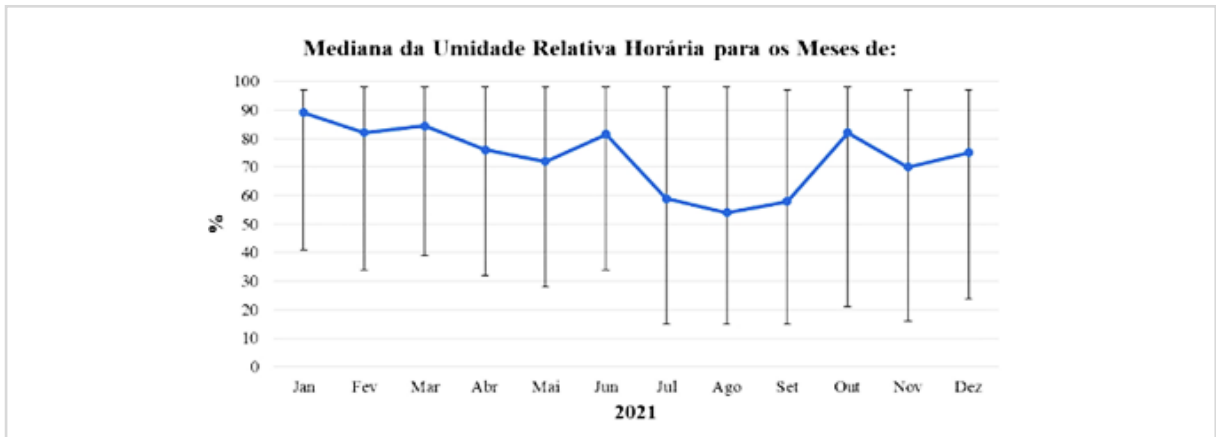


Fonte: Elaborada pelo autor

Os Gráficos 3, 4 e 5 correspondem às séries temporais da mediana da Umidade Relativa do Ar para os meses de 2021, 2022 e 2023. Optou-se por utilizar o valor da mediana em vez da média, pois essa estatística é menos sensível a valores extremos, apresentando assim menos desvios quando aplicada a amostras com muitos valores discrepantes.

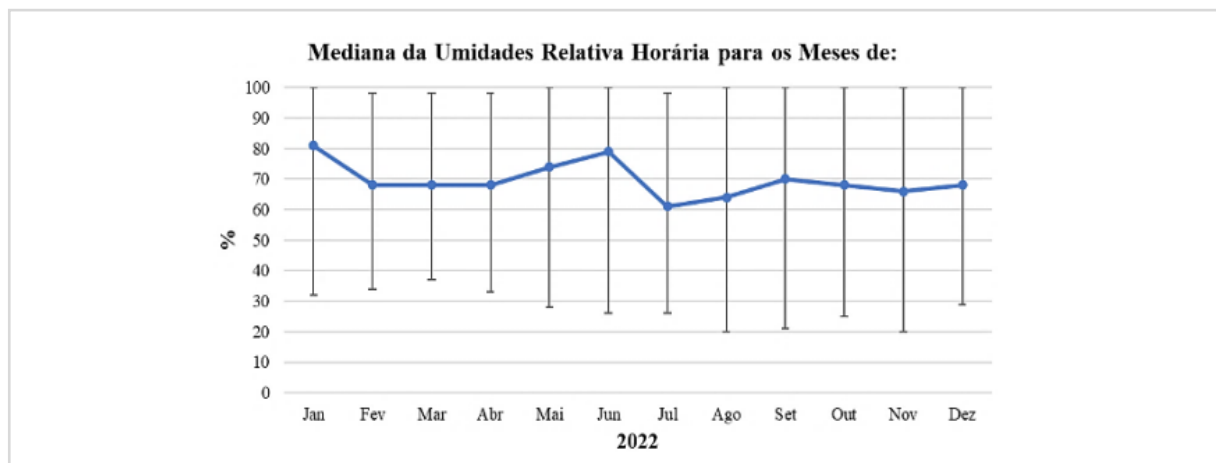
O acréscimo de indicadores dos valores máximos e mínimos registrados no mês também é de grande importância, pois, para anos distintos, os comportamentos das medianas podem ser similares, mas os valores extremos podem diferir, fornecendo informações valiosas para compreender o efeito de determinadas condições climáticas nas falhas da rede elétrica em um período específico.

Gráfico 3 - Série temporal para variável Umidade Relativa do Ar horária em 2021



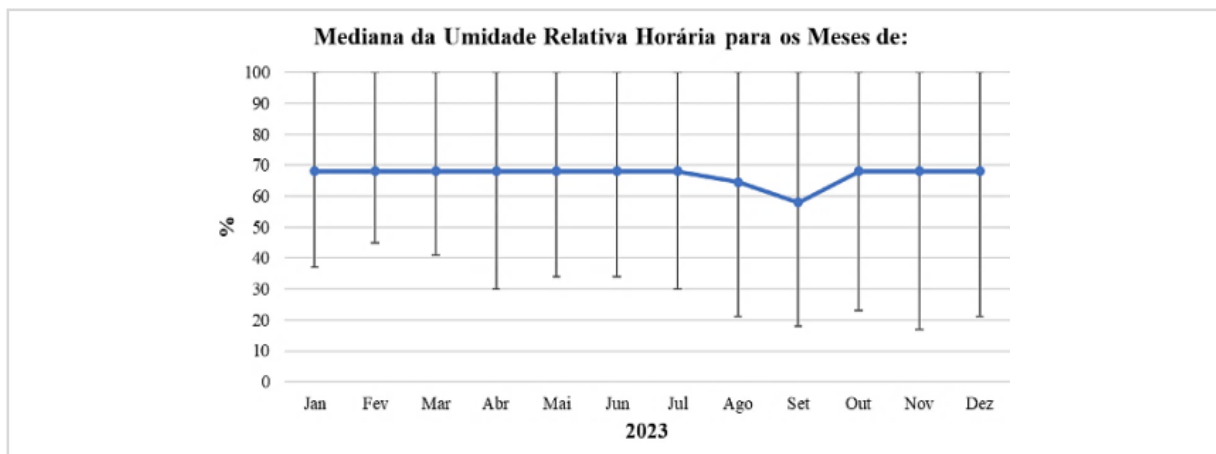
Fonte: Elaborada pelo autor

Gráfico 4 - Série temporal para variável Umidade Relativa do Ar horária em 2022



Fonte: Elaborada pelo autor

Gráfico 5 - Série temporal para variável Umidade Relativa do Ar horária em 2023



Fonte: Elaborada pelo autor

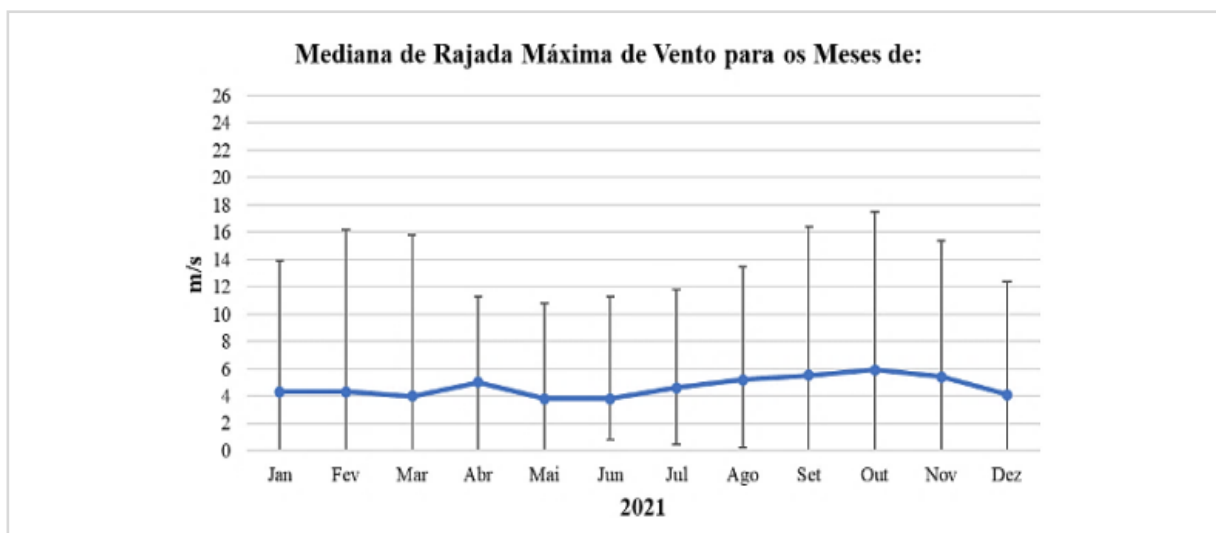
Ao comparar os gráficos, nota-se uma curva distinta da variável Umidade Relativa do Ar ao longo do período investigado.

Destaca-se que, de 2021 a 2023, a Umidade Relativa do Ar apresentou um comportamento decrescente, sendo que, em 2023, observou-se uma série quase linear em torno de 70% na maior parte dos meses. Esse comportamento é alarmante, pois corresponde ao valor mediano mais baixo observado ao longo dos anos amostrais. Além disso, é curioso, dado que o regime pluviométrico analisado no Gráfico 2 apresentou uma distribuição muito similar para 2021, 2022 e 2023.

Dessa forma, a Umidade Relativa do Ar se apresenta como uma variável independente das precipitações, já que, para distribuições pluviométricas similares, ela apresentou séries distintas. No entanto, é pouco provável que a Umidade Relativa do Ar seja um fator crítico para a compreensão das falhas na rede, pois seus efeitos são mais prejudiciais a equipamentos eletrônicos do que aos dispositivos elétricos mais robustos instalados na rede.

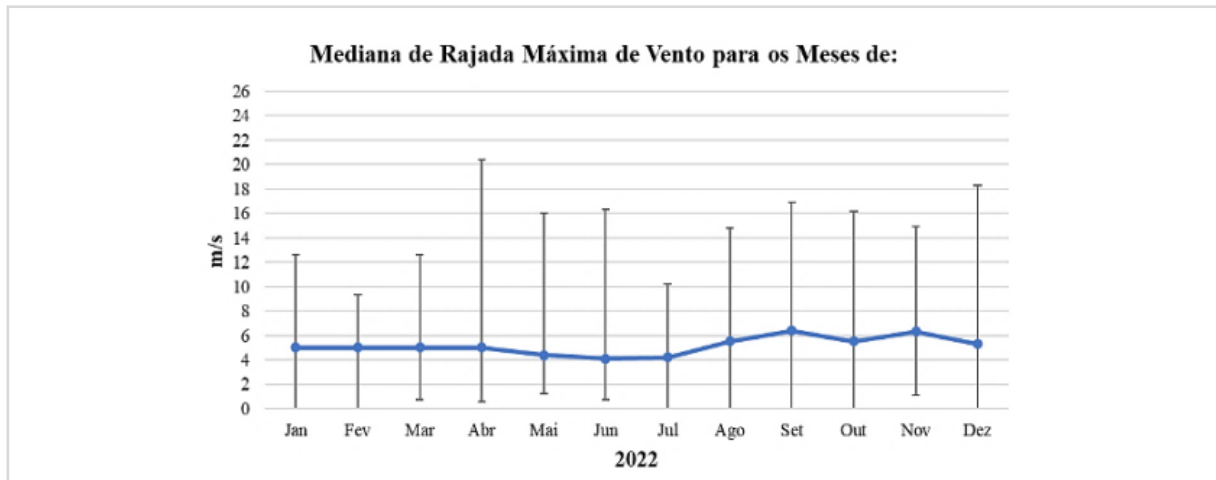
Os Gráficos 6, 7 e 8 mostram as séries temporais da mediana da rajada máxima de vento para os meses dos anos 2021, 2022 e 2023. Como foi constatado no Gráfico 2, a série temporal da mediana dos valores amostrais é muito similar entre os anos analisados. No entanto, observa-se que os valores máximos registrados em outubro de 2023 superam não apenas os valores registrados nos demais meses do ano, mas também aqueles dos anos 2021 e 2022. Além disso, verifica-se que esse período coincide com o mês de maior número de falhas na rede de distribuição.

Gráfico 6 - Série temporal para variável Rajada Máxima de Vento em 2021



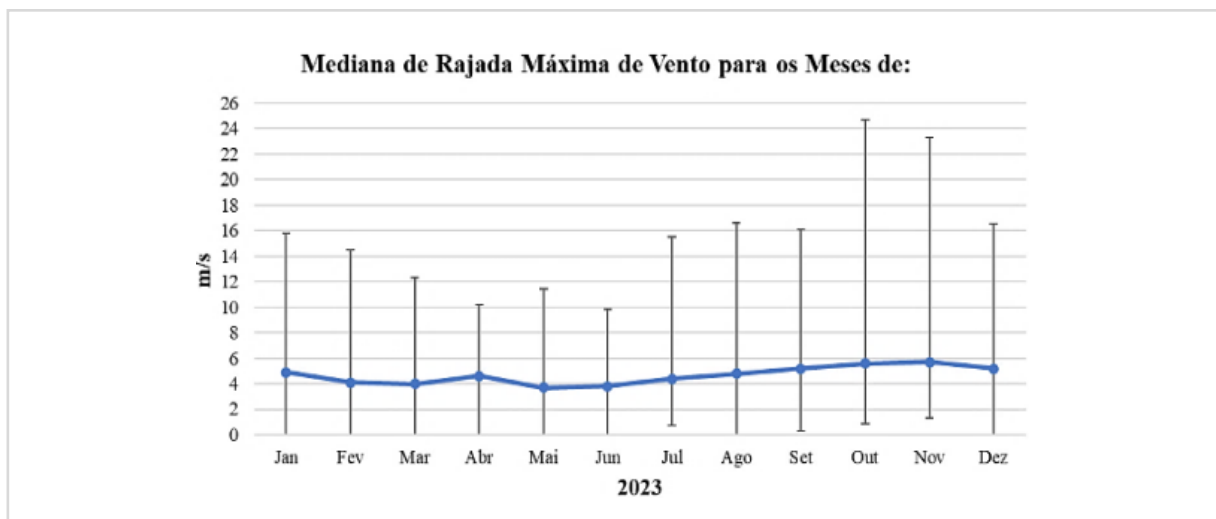
Fonte: Elaborada pelo autor

Gráfico 7 - Série temporal para variável Rajada Máxima de Vento em 2022



Fonte: Elaborada pelo autor

Gráfico 8 - Série temporal para variável Rajada Máxima de Vento em 2023

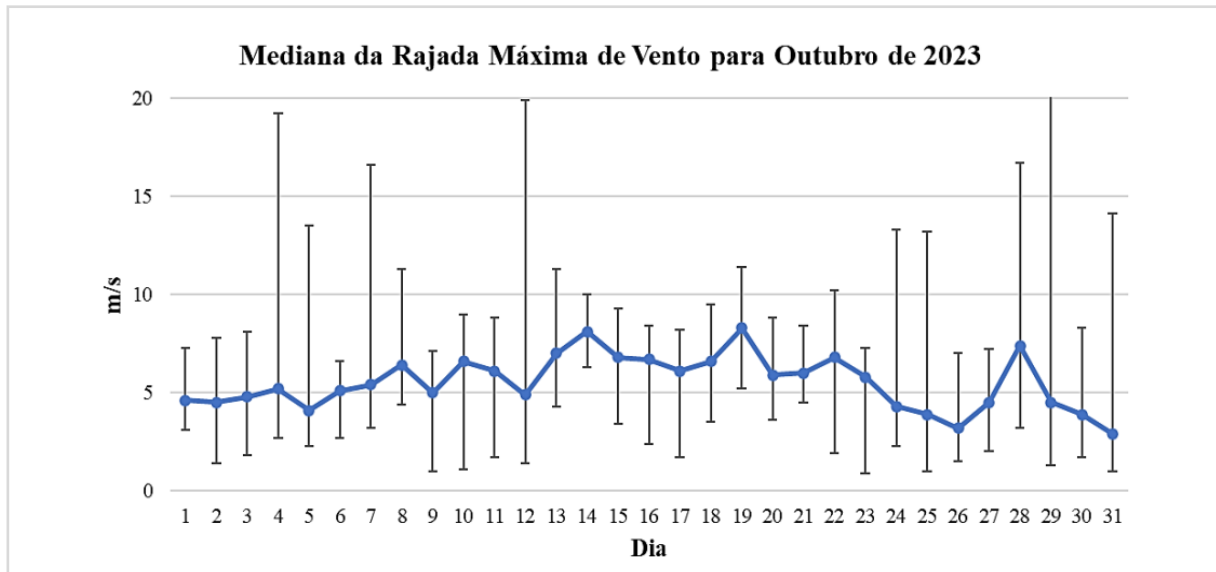


Fonte: Elaborada pelo autor

Ao analisar o Gráfico 8, observa-se o comportamento diário das rajadas máximas de vento para o mês de outubro de 2023. Nota-se que, em cinco dias, a velocidade do vento superou a margem de 15 m/s (54 km/h), atingindo valores que se estenderam até 20 m/s (72 km/h). A magnitude de tais eventos podem ser avaliada utilizando-se a escala de Beaufort apresentada na Tabela 5.

A escala de Beaufort é uma medida empírica que classifica a velocidade do vento em uma escala de 0 a 12, baseada principalmente em suas manifestações visíveis. Sua importância na meteorologia reside na padronização da comunicação sobre a força dos ventos, permitindo previsões mais precisas e a tomada de decisões informadas para a segurança.

Gráfico 9 - Série temporal para variável Rajada Máxima de Vento para outubro de 2023



Fonte: Elaborada pelo autor

Tabela 5 - Escala de Beaufort

Força	Velocidade (m/s)	Velocidade (Km/h)	Descrição	Impactos observados
0	0 a 0.2	0 a 1	Calmaria	fumaça sobe verticalmente
1	0.3 a 1.5	1 a 5	Brisa leve	movimentos das folhas
2	1.6 a 3.3	6 a 11	Brisa muito leve	folhas se movem, sensação de vento no rosto
3	3.4 a 5.4	12 a 19	Brisa fraca	folhas e galhos pequenos se movem constantemente
4	5.5 a 7.9	20 a 28	Brisa moderada	poeira e papel se levantam, galhos se movem
5	8.0 a 10.7	29 a 38	Brisa fresca	pequenas árvores balançam
6	10.8 a 13.8	39 a 49	Vento forte	galhos grandes balançam, uso de guarda-chuva difícil
7	13.9 a 17.1	50 a 61	Vento muito forte	árvores inteiras se movem andar contra o vento difícil
8	17.2 a 20.7	62 a 74	Ventania	quebra de galhos de árvores, progresso a pé difícil
9	20.8 a 24.4	75 a 88	Ventania forte	danos leves em estruturas, telhas podem ser arrancadas
10	24.5 a 28.4	89 a 102	Tempestade	árvores arrancadas, danos estruturais significativos
11	28.5 a 32.6	103 a 117	Tempestade violenta	danos extensivos, tempestade severa
12	Maior que 32.7	Maior que 118	Furacão	danos extremos destruição generalizada

Fonte: Adaptado do Centro de Monitoramento do Tempo e do Clima

Ao usar a escala de Beaufort sobre o intervalo dos valores observados (15 m/s a 20 m/s), é possível notar que, para as datas de valores críticos, a Rajada Máxima de Vento atingiu magnitude entre 7 e 8 na escala. Isso representou uma força suficiente para ser prejudicial à integridade de vegetações arbóreas de grande porte e a estruturas localizadas a céu aberto.

Tabela 6 - Datas que apresentaram valores críticos para variável Rajada Máxima de Vento em outubro de 2023

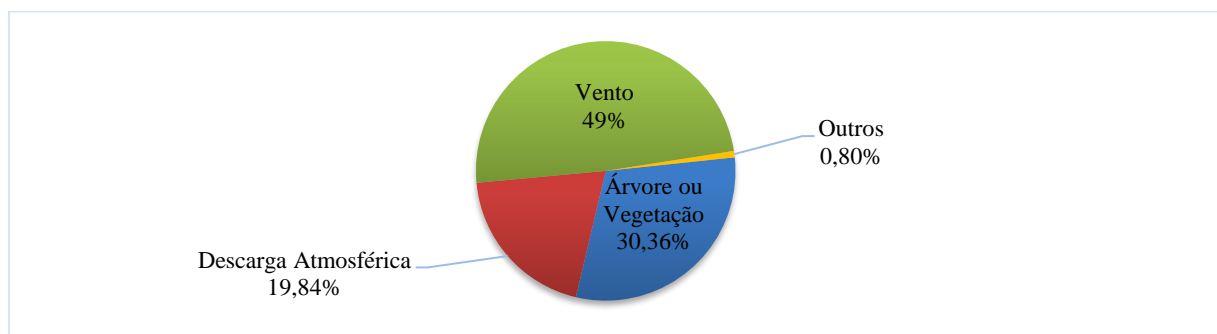
Dia	Número de falhas na redes	Percentual em relação ao total mensal
4	44	18,0%
7	39	15,9%
12	23	9,4%
28	29	11,8%
29	75	30,6%

Fonte: Elaborada pelo autor

Na Tabela 6, é possível observar que os dias que apresentaram valores críticos correspondem a um período que acumulou cerca de 85% das falhas registradas na rede. Conclui-se, portanto, que, apesar de a rajada máxima de vento possuir uma correlação com as falhas, essa variável deve atuar em conjunto com outros fatores, não necessariamente climáticos, para ocasionar as falhas na rede de distribuição.

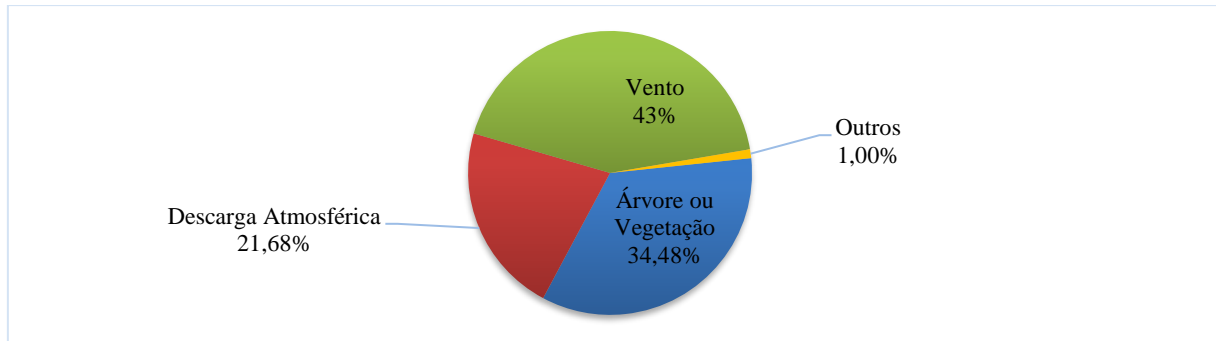
Nos Gráficos 10, 11 e 12, fica evidente que, embora os fortes ventos sejam os principais responsáveis pelas falhas na rede, eventos como descargas atmosféricas e colisões com a vegetação (queda de árvores) também têm uma participação significativa. Além disso, apesar do aumento crítico no número de falhas de 2021 para 2023, a distribuição percentual das causas permanece relativamente homogênea. Os Gráficos 10, 11 e 12 apresentam as causas percentuais apontadas para que ocorresse a falha na rede de distribuição.

Gráfico 2 - Causas das falhas da rede em 2021



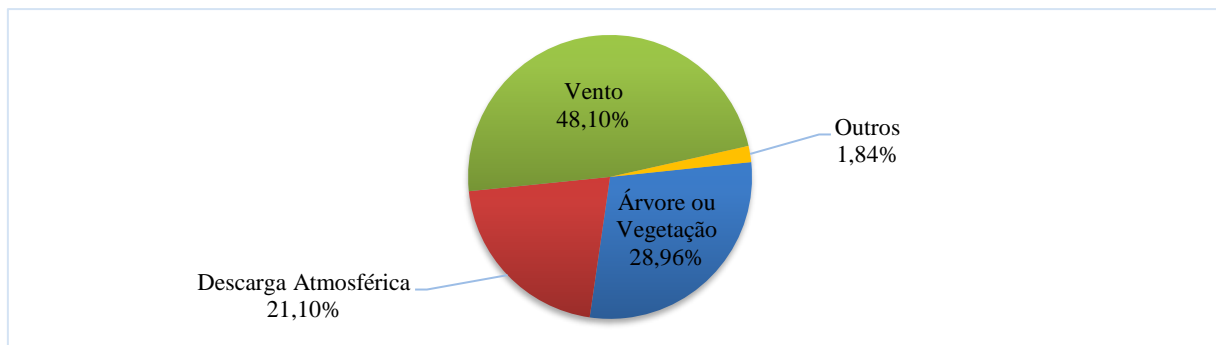
Fonte: Elaborada pelo autor

Gráfico 11 - Causas nas falhas da rede em 2022



Fonte: Elaborada pelo autor

Gráfico 12 - Causas nas falhas da rede em 2023



Fonte: Elaborada pelo autor.

5.1 Estudo do impacto das falhas na rede elétrica provenientes de eventos climatológicos

Com o intuito de verificar o impacto das falhas na rede elétrica provenientes de eventos climatológicos relaciona-se na Tabela 7 os equipamentos da rede elétrica de distribuição danificados durante eventos climatológicos.

Dentre os equipamentos listados na Tabela 7, 76,5% dos danos ocorreram em condutores, chaves fusíveis e religadores. Analisando mais detalhadamente, observa-se que os cabos condutores, devido à sua quantidade e exposição, são os componentes mais afetados por eventos climáticos extremos. Em contraste, chaves fusíveis e religadores têm funções específicas: as chaves fusíveis possuem um elemento fusível que derrete quando a corrente excede um valor seguro, prevenindo danos e riscos de incêndio, enquanto os religadores são dispositivos automáticos que tentam restabelecer a energia após falhas temporárias, como curtos-circuitos ou quedas de galhos.

Os danos causados por eventos climáticos não necessariamente afetam as chaves fusíveis e religadores, mas sim outros dispositivos, como os condutores, que são mais expostos

e suscetíveis a falhas. Isso é evidente nos valores percentuais das causas climáticas atribuídas aos equipamentos na Tabela 7. Fortes ventos e quedas de árvores geralmente não atuam diretamente em chaves fusíveis e religadores, mas afetam condutores e isoladores, levando à atuação desses dispositivos de proteção.

Tabela 7 - Distribuição das falhas na rede elétrica considerando-se os dispositivos afetados e os agentes climatológicos que originou a falta

Equipamentos	Quantidade de falhas por equipamentos de rede							
	Falhas		Valores absolutos em relação aos casos totais de equipamentos			Valores percentuais em relação aos casos totais de equipamentos		
	Valores absolutos	Valores percentuais	Árvore ou vegetação	Descarga atmosférica	Vento	Árvore ou vegetação	Descarga atmosférica	Vento
Chave fusível	390	32,10%	63	91	155	20,40%	29,40%	50,20%
Condutor	311	32,30%	127	43	141	40,80%	13,80%	45,30%
Religador	117	12,10%	46	27	44	39,30%	23,10%	37,60%
Flying tap	49	5,10%	4	2	43	8,20%	4,10%	87,80%
Rede em curto	29	3,00	15	7	7	51,70%	24,10%	24,10%
Cruzeta	22	2,30	9	5	8	40,90%	22,70%	36,40%
Poste	20	2,10	6	0	14	30,00%	0,00%	70,00%
Chave faca	19	2,00	5	5	9	26,30%	26,30%	47,40%
Disjuntos alimentador	18	1,90	5	5	8	27,80%	27,80%	44,40%
Jumper	16	1,70	1	1	14	6,30%	6,30%	87,50%
Conexão de rede	15	1,60	1	1	13	6,70%	6,70%	86,70%
Isolador	9	0,90	2	5	2	22,20%	55,60%	22,20%
Transformador	7	0,70	2	4	1	28,60%	57,10%	14,30%
Chave operação em carga	6	0,60	2	1	3	33,30%	16,70%	50,00%
Para-raios	6	0,60	1	4	1	16,70%	66,70%	16,70%
Ramal de serviço	4	0,40	2	0	2	50,00%	0,00%	50,00%
Banco capacitor	2	0,20	0	1	1	0,00%	50,00%	50,00%
Condutor nu rompido	2	0,20	1	0	1	50,00%	0,00%	50,00%
Condutor isolado rompido	1	0,10	1	0	0	100,00%	0,00%	0,00%
Regulador de tensão	1	10,00	0	0	1	0,00%	0,00%	100,00%

Fonte: Elaborada pelo autor

Eventos climatológicos extremos, como fortes ventos, podem causar danos significativos à rede de distribuição elétrica, resultando em um aumento no número de falhas. Esses eventos podem derrubar árvores, que frequentemente atingem e danificam cabos condutores e outros equipamentos. As falhas na rede de distribuição elétrica podem gerar problemas que variam significativamente em termos de duração e impacto. Quando um evento climático provoca a atuação de determinado componente, o tempo necessário para corrigir o problema pode variar de alguns minutos a várias horas, dependendo do equipamento afetado.

Em casos de falhas menores, como pequenos curtos-circuitos em cabos ou danos a equipamentos de proteção, a interrupção pode ser resolvida rapidamente. Dispositivos como religadores e chaves fusíveis são projetados para lidar com falhas temporárias, restaurando o fornecimento de energia em poucos minutos após a resolução do problema.

No entanto, danos mais severos, como a destruição extensiva de cabos, exigem reparos mais complexos e demorados. A substituição de tais equipamentos pode levar várias horas ou até mesmo dias, dependendo da extensão do dano e da disponibilidade de recursos para a manutenção.

A Tabela 8 demonstra que, para os dados analisados, as falhas ocorridas apresentaram tempos medianos distintos entre os equipamentos para o restabelecimento das condições normais de operação. Além disso, a tabela mostra que, no período de 2021 a 2023, as falhas que afetaram condutores, chaves fusíveis e religadores (76,5% das ocorrências no período) totalizaram 5.853 horas de falta, distribuídas entre distintas localidades dos municípios da região investigada.

Tabela 8 - Duração das falhas na rede elétrica por equipamento

Duração dos eventos (horas)				
	Mediana	Mínimo	Máximo	Soma
Chave fusível	7,9	0,2	98,5	4.280,3
Condutor	0,9	0	59,8	1.314,5
Condutor de rede	19,3	0,1	43,6	262,6
Religador	0,7	0,1	41,7	258,1
Flying tap	1	0	22	181,9
Cruzeta	2,2	0,1	29,3	95,3
Jumper	3	0,4	33	93,5
Transformador	12,7	0,3	26,4	90,2
Poste	1,4	0,1	15,7	63,1
Rede em curto	0,5	0,1	24,3	61,9
Ramal de serviço	8	0,1	20,3	36,4
Para-raios	2	0	15,3	30,1
Chave faca	1	0,1	5,2	24,3
Chave operação em carga	0,2	0,1	17,7	19,2
Isolador	0,7	0,3	5	11,9
Regulador de tensão	7,5	7,5	7,5	7,5
Disjuntos alimentador	0,3	0,1	1,1	6,1
Condutor isolado rompido	1,4	1,4	1,4	1,4
Condutor nu rompido	0,5	0,3	0,6	1
Banco capacitor	0,2	0,1	0,3	0,5

Fonte: Elaborada pelo autor

Em uma análise mais ampla, quando se consideram os danos acumulados a diversos equipamentos similares em uma rede de distribuição, os prejuízos se tornam imensos, afetando não apenas os consumidores, que ficam sem energia, mas também as concessionárias, que podem enfrentar penalidades significativas. Falhas prolongadas resultam em impactos severos tanto na experiência dos consumidores quanto na operação das distribuidoras.

6 CONCLUSÃO

A conclusão deste estudo destaca a complexidade e a relevância das interações entre as condições climáticas e a rede de distribuição de energia elétrica no Brasil. A análise das falhas na rede revelou um padrão sazonal claro, com picos de ocorrências em outubro de 2023, correlacionados às mudanças nas condições meteorológicas, especialmente durante a transição para períodos de maior precipitação.

Embora 2023 tenha registrado um aumento significativo nas falhas, essa tendência não foi uniforme nos anos anteriores. Isso sugere que fatores isolados, como eventos climáticos anômalos, podem ter contribuído para essa escalada, em vez de uma tendência consistente de piora ao longo do tempo.

Os dados analisados evidenciam que, apesar de padrões sazonais claros nas falhas, eventos climáticos extremos, como ventos fortes e chuvas intensas, exercem um impacto significativo. A vulnerabilidade dos condutores e a estabilidade da infraestrutura elétrica emergem como questões centrais que requerem atenção e investimento.

A umidade relativa do ar, embora decrescente, mostrou-se independente das chuvas e teve pouca relevância nas falhas. Por outro lado, a análise das rajadas de vento destacou sua relevância, especialmente quando combinadas com quedas de árvores e descargas atmosféricas. Esses fatores desempenham papéis significativos nas falhas, ainda que a distribuição percentual das causas tenha se mantido relativamente estável ao longo dos anos.

A análise das influências climáticas sobre o setor elétrico brasileiro evidencia a fragilidade da matriz energética, predominantemente hídrica, diante de fenômenos climáticos extremos que têm se tornado cada vez mais frequentes e intensos. A interdependência entre as condições meteorológicas e a integridade da infraestrutura elétrica é evidente, com eventos como chuvas intensas, ventos fortes e secas prolongadas gerando impactos diretos e significativos nas falhas da rede de distribuição.

As áreas urbanas, com grande concentração de edifícios, asfalto e outras superfícies que absorvem calor, tendem a apresentar temperaturas mais elevadas do que as áreas rurais circundante. Esse fenômeno, conhecido como ilha de calor, intensifica a formação de correntes de ar ascendentes, que podem alimentar o desenvolvimento de tempestades. Para garantir a segurança do fornecimento elétrico e mitigar as interrupções causadas por condições climáticas adversas, torna-se imperativo que o setor elétrico brasileiro invista em modernização, proteção e planejamento estratégico de suas infraestruturas.

Portanto, a adaptação às mudanças climáticas deve ser uma prioridade. É fundamental implementar medidas proativas que considerem não apenas a resiliência da rede, mas também a necessidade de diversificação das fontes de energia, assegurando um sistema energético sustentável e confiável para o futuro.

REFERÊNCIAS

- ABRADEE. Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (ABRADEE), 2019. Disponível em: <https://www.abradee.org.br/setor-de-distribuicao/a-distribuicao-de-energia>. Acesso em: 12 jun. 2024
- ALBANI, K.; COSTA, L. **Rede de distribuição aérea: comparativo técnico e econômico entre a rede convencional e a compacta na região de abrangência de uma Concessionária de energia**. 2017. Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica) - Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR), Curitiba.
- ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. resolução normativa ANEEL nº 1.000, de 7 de dezembro de 2021. Estabelece as Regras de Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica; revoga as Resoluções Normativas ANEEL nº 414, de 9 de setembro de 2010; nº 470, de 13 de dezembro de 2011; nº 901, de 8 de dezembro de 2020 e dá outras providências. **Diário Oficial da União**. Brasília (DF), 21.01.2022, retificado em 04.07.2023.
- BARROS, V. et al. Principais causas de interrupções de fornecimento energia elétrica na Bahia. **Brazilian Journal of Development**, Curitiba, v.9, n.12, p. 31532-31552, dez., 2023
- BERTOLDI, P. et al. Do energy efficiency policies save energy? A new approach based on energy policy indicators (in the EU Member States). **Energy Policy**. v. 139, abr. 2020.
- BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Boletim de monitoramento do sistema elétrico brasileiro mensal - maio de 2024. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/secretaria-nacional-energia-eletrica/publicacoes/boletim-de-monitoramento-do-sistema-eletrico>. Acesso em: 12 jun. 2024
- BRITO, K. et al. Impactos das mudanças climáticas no setor elétrico: o papel da geração distribuída e do armazenamento de energia. 2023. Disponível em: https://gesel.ie.ufrj.br/wp-content/uploads/2022/07/Brito_2022_07_07.pdf. Acesso em: 12 jun. 2024.
- CARDOSO, L. E. G. **Análise das causas de atendimentos emergenciais em redes de distribuição de uma companhia de energia elétrica do norte e noroeste fluminense**. [s.l.;s.n.], 2019.
- CASTRO, C. M. F.; FIALHO, E. S. OLIVEIRA, T. A. **Experimentos em climatologia geográfica**. Juiz de Fora: UFJF, 2021.
- CASTRO, N. et al. Análise das propostas de alteração metodológica, para determinação das metas regulatórias das perdas não técnicas, na distribuição de energia elétrica - NT46/2020. Grupo de Estudos do Setor Elétrico, Rio de Janeiro, PUC - Rio, 1 out. 2020. Disponível em: https://www.maxwell.vrac.puc-rio.br/8945/8945_2.PDF. Acesso em: 12 nov. 2022
- CELESC. **Manual de procedimentos: Sistema de Desenvolvimento de Sistemas de Distribuição**. [s.l.;s.n]. 2020.
- CIOTTA, M. et al. II Seminário Interdisciplinar de Energia. Anais. SINERG. São Paulo: IEE-USP, 2023.

CLIMATEMPO. Climatedempo raios devem aumentar no Brasil por conta das mudanças climáticas. 05/11/2021. Disponível em: <<https://www.climatedempo.com.br/noticia/2021/11/05/raios-devem-aumentar-no-brasil-devido-a-mudancas-climaticas-2709>>. Acesso em: 12 jun. 2024.

CONFEDERAÇÃO NACIONAL DA INDÚSTRIA. **Cartilha da energia elétrica: entendendo melhor os termos técnicos e conceitos do setor.** Brasília: CNI, 2021

DEPONTI, C. M.; FREITAS, T. D.; FAVARETO, A. **Três décadas de planejamento em áreas rurais: balanços e perspectivas.** São Carlos: Pedro & João Editores, 2021. 405p.

EPE. EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. 2024. Anuário estatístico de energia elétrica 2024. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/anuario-estatistico-de-energia-eletrica>>. Acesso em: 12 jun. 2024.

EXSERGIA. Influência das mudanças climáticas no setor elétrico. Disponível em: <<https://exsergia.eng.br/energia-eletrica/setor-eletrico/#:~:text=Per%C3%ADodos%20de%20calor%20intenso%2C%20principalmente,equipamentos%20podem%20resultar%20em%20inc%C3%AAndios.>>>. Acesso em: 12 jun. 2024.

FAPESP. Os efeitos das pequenas usinas hidrelétricas. 2023. Disponível em: <<https://namidia.fapesp.br/os-efeitos-das-pequenas-usinas-hidreletricas/453503.>>>. Acesso em: 12 jun. 2024.

FONSECA, A. C. et al. Qualidade de Energia em uma nanorrede de distribuição em corrente contínua. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR, 9., 2022, Florianópolis. Anais... Florianópolis (SC), 2022.

FORTES, M. Z. et al. Conceito de elasticidade aplicado a avaliação de indicadores na distribuição de energia elétrica. In: 34º CONGRESSO BRASILEIRO DE MANUTENÇÃO E GESTÃO DE ATIVOS. 2019, Vitória. Anais... Vitória (ES), 2019.

FREITAS, W. et al. Análise da relação de condições meteorológicas e a confiabilidade de fornecimento de energia na distribuição. In: ANAIS DA XV CONFERÊNCIA BRASILEIRA SOBRE QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA, 2023, São Luís. Anais eletrônicos... Campinas, Galoá, 2023.

FREIXO FILHO, M. A. L., CESCO, I. G. Impacto da TIR no CAPEX de investimentos em distribuidoras de energia elétrica. Revista Gestão e Secretariado (GeSec), São Paulo, SP, v. 14, n. 8, 2023, p. 14692-14713.

GOMES, A. C. et al. Análise dos indicadores de continuidade do serviço de fornecimento de energia elétrica após ações de desbaste da vegetação ao longo de um alimentador. In: XXI CONFERÊNCIA DE ESTUDOS EM ENGENHARIA ELÉTRICA – XXI CEEL. 6 a 10. nov. 2023. Uberlândia. Anais... Uberlândia (MG), 2023.

IAB, INSTITUTO ACENDE BRASIL. O observatório do setor elétrico brasileiro. 2021. Disponível em: <https://acendebrasil.com.br/wpcontent/uploads/2021/03/WP25_FINAL-WEB.pdf>. Acesso em: 20 de out. 2021.

IEA. INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. Power Systems in Transition: Challenges and Opportunities Ahead for Electricity Securit. [s.l.]: IEA Publications, 2020. 67 p.

_____. Lei nº 9.074 de 8 de julho de 1995. Estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos e dá outras providências. **Diário Oficial da União**. Brasília (DF), 8.7.1995 - Edição extra e republicado em 28.9.1998.

_____. Lei 12.783 de 11 de janeiro de 2013. dispõe sobre as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, sobre a redução dos encargos setoriais e sobre a modicidade tarifária; altera as leis nºs 10.438, de 26 de abril de 2002, 12.111, de 9 de dezembro de 2009, 9.648, de 27 de maio de 1998, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e 10.848, de 15 de março de 2004; revoga dispositivo da lei nº 8.631, de 4 de março de 1993; e dá outras providências. **Diário Oficial da União**. Brasília (DF), 14.1.2013.

MAESTRI, C. O. N. M.; ANDRADE, M. E. M. C. Indicadores de Qualidade do Fornecimento de Energia no Brasil. **Encontro de Gestão e Negócios**, Uberlândia, MG, Brasil. 2018.

MELLO, R. P. Influência das condições meteorológicas nas falhas das redes de distribuição. Relatório de pesquisa do Programa Institucional de Bolsas de Iniciação Científica (PIBIC). Bauru, 2024.

MELLO, J. C. O.; NEVES, E. Avaliação do modelo de expansão da transmissão de energia elétrica adotada no Brasil, desafios e oportunidades de aprimoramento. **Revista Brasileira de Desenvolvimento**, v. 5, p. 41184–41198, 2022.

_____. Ministério de Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética. **Plano Nacional de Energia 2050**. Brasília: MME/EPE, 2020.

NARUTO, D. T. **Vantagens Técnicas**. Rio de Janeiro: UFRJ/Escola Politécnica, 2017.

NUNES, E. A. F. **Análise de impactos na rede de distribuição de energia elétrica decorrentes da inserção de sistemas de geração fotovoltaicos**. 2017. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica e de Computação) – UFRN, Natal.

ONS. Evolução da Capacidade instalada no SIN - outubro 2024/ dezembro 2028. 2024. Disponível em: <<https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-sistema-em-numeros>>. Acesso em: 20 de out. 2021.

_____. Portaria nº 46, de 17 de abril de 1978. **Diário Oficial da União**. Brasília (DF), 26.04.1978

PEREIRA, E. S.; SANTOS, M. M. S.; TARGA, M. S. Impactos ambientais da usina hidrelétrica de Estreito, MA – Amazonia -Brasil: uma revisão integrativa. **Rev. Tec. Ciências Ambientais**. v.1, n.7, 2023.

POSSAGNOLO, L. H. F. M. **Planejamento da expansão de sistemas de distribuição de energia elétrica considerando restauração do fornecimento**. 2019. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Universidade Estadual Paulista – UNESP, Ilha Solteira.

_____. Resolução Normativa nº 024/2000. Estabelece as disposições relativas à Continuidade da Distribuição de energia elétrica às unidades consumidoras. **Diário Oficial da União**. Brasília (DF), 28.5.2000.

_____. Resolução Normativa ANEEL nº 1.000/2021. Regras e Procedimentos de Distribuição (Prodist). **Diário Oficial da União**. Brasília (DF), 08/02/2022.

SERRANO, A. L. M. Capacidade instalada de energia elétrica no Brasil: um estudo a partir do controle estatístico de processo utilizando Carta X e R. **Brazilian Journal of Development**, v.7, n.10, p.101194–101218, 2021.

SILVA, V. O. et al. The brazilian electricity system: an evaluation of the thermoelectric plants under the eletrobras privatization law. **Revista tempo do mundo**. n. 32, 2023.

TAVARES, A. et al. Impactos econômicos da geração distribuída e proposições regulatórias. Texto de Discussão do Setor Elétrico nº 86, Grupo de Estudo do Setor Elétrico (GESEL), Rio de Janeiro, 2018.

UNESP. Apostila Sistema de Distribuição. 2024. Disponível em: <https://www.feis.unesp.br/Home/departamentos/engenhariaeletrica/apostila_sdee_01.pdf>. Acesso em: 20 de out. 2021.

VALVERDE, K. F. S. et al. Ferramentas da controladoria aplicadas na gestão e tomada de decisão em uma empresa distribuidora de energia elétrica. In: XXV CONGRESSO BRASILEIRO DE CUSTOS – ABC. 12 a 14. nov. 2018. Vitória, Anais... Vitória, ES, 2018.

VENDRAMETO, H. V. **Avaliação do ciclo de vida de transformadores de potência considerando aspectos técnicos, regulatórios e econômicos**. 2023. Dissertação (Engenharia Elétrica) – Faculdade de Engenharia de Bauru (FEB) da Universidade Estadual Paulista (UNESP), Bauru.

YALEW, S. et al. Impacts of climate change on energy systems in global and regional scenarios. **Nature Energy**, v. 5, pp. 794-802, 2020.