

**FUNDAÇÃO GETULIO VARGAS
ESCOLA BRASILEIRA DE ECONOMIA E FINANÇAS-FGV EPGE
MESTRADO PROFISSIONAL EM ECONOMIA E FINANÇAS**

LUCAS COSTA AMARO

**RESILIÊNCIA DE REDES ELÉTRICAS:
UM ESTUDO APLICADO AO SEGMENTO DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA
ELÉTRICA**

**RIO DE JANEIRO
2023**

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP)
Ficha catalográfica elaborada pelo Sistema de Bibliotecas/FGV

Amaro, Lucas Costa

Resiliência de redes elétricas: um estudo aplicado ao segmento de distribuição de energia elétrica / Lucas Costa Amaro. – 2023.

35 f.

Dissertação (mestrado) - Fundação Getulio Vargas, Escola de Pós-Graduação em Economia.

Orientador: Rafael Martins de Souza

Inclui bibliografia.

1. Redes elétricas – Aspectos ambientais. 2. Energia elétrica – Distribuição. 3. Serviços de eletricidade. 4. Fatores climáticos. I. Souza, Rafael Martins de. II. Fundação Getulio Vargas. Escola de Pós-Graduação em Economia. III. Título.

CDD – 333.7932

Elaborada por Maria do Socorro Almeida – CRB-7/4254

FUNDAÇÃO GETULIO VARGAS
MESTRADO PROFISSIONAL EM ECONOMIA EMPRESARIAL E FINANÇAS
EPGE ESCOLA BRASILEIRA DE ECONOMIA E FINANÇAS - FGV EPGE

LUCAS COSTA AMARO

“RESILIÊNCIA DE REDES ELÉTRICAS: UM ESTUDO APLICADO AO SEGMENTO DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA”.

DISSERTAÇÃO APRESENTADO/A AO CURSO DE MESTRADO PROFISSIONAL EM ECONOMIA EMPRESARIAL E FINANÇAS PARA
OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM ECONOMIA EMPRESARIAL E FINANÇAS.

DATA DA DEFESA: 29/02/2024

ASSINATURA DOS MEMBROS DA BANCA EXAMINADORA

PRESIDENTE DA COMISSÃO EXAMINADORA: PROFº/a RAFAEL MARTINS DE SOUZA

<ASSINADO ELETRONICAMENTE>
PROFº/a RAFAEL MARTINS DE SOUZA
ORIENTADOR

<ASSINADO ELETRONICAMENTE>
PROFº/a GUSTAVO DA SILVA FERREIRA
MEMBRO

<ASSINADO ELETRONICAMENTE>
PROFº/a JOISA CAMPANHER DUTRA SARAIVA
MEMBRO

RIO DE JANEIRO, 29 DE FEVEREIRO DE 2024.

<ASSINADO ELETRONICAMENTE>
PROFº VALDEMAR RODRIGUES DE PINHO NETO
COORDENADOR(A)

<ASSINADO ELETRONICAMENTE>
PROFº ANTONIO DE ARAUJO FREITAS JUNIOR
PRÓ-REITOR DE ENSINO, PESQUISA E PÓS-GRADUAÇÃO

LUCAS COSTA AMARO

RESILIÊNCIA DE REDES ELÉTRICAS:
UM ESTUDO APLICADO AO SEGMENTO DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA
ELÉTRICA

Dissertação para obtenção do grau de mestre apresentada
à Escola Brasileira de Economia e Finanças

Área de concentração: Energia

Orientador: Prof. Rafael Martins de Souza

RIO DE JANEIRO
2023

Dedico esta dissertação à minha esposa Juliane, aos meus pais, Edna e José Hiltom, e aos meus irmãos, Danilo e Izabela, por me incentivarem à constante busca pelo conhecimento.

AGRADECIMENTOS

Agradeço à minha esposa, pelo apoio concedido durante a realização desse mestrado profissional e por sempre me incentivar a aprimorar as minhas competências pessoais e profissionais.

Aos meus pais, por me incentivarem a constantemente buscar o conhecimento.

Ao Grupo CPFL Energia, pelo incentivo em aprofundar as minhas competências em economia e finanças, bem como em mudanças climáticas aplicada ao setor elétrico.

Ao Programa de Pesquisa e Desenvolvimento da ANEEL, pelos recursos para financiamento do projeto PA 3079 – Resiliência de Redes Elétricas, o qual o presente trabalho integra.

À Escola Brasileira de Economia e Finanças – EPGE da Fundação Getulio Vargas, pela qualidade do programa de mestrado profissional.

RESUMO

As distribuidoras de energia elétrica do Brasil estão cada vez mais expostas a eventos climáticos extremos, conhecidos na literatura como fenômenos de alto impacto e baixa frequência de ocorrência, comumente difundidos por meio da sigla HILF (*do inglês High Impact Low Frequency*), tais como tornados, chuvas torrenciais e ciclones extratropicais. Em consequência deste fato, as concessionárias necessitam constantemente operar e planejar os seus sistemas elétricos não apenas para atender a critérios de confiabilidade, os quais estão relacionados a eventos de alta frequência de ocorrência, mas também para tornar o sistema resiliente à ocorrência de eventos inesperados e de magnitude severa.

A resiliência de um sistema elétrico consiste em sua capacidade de suportar os impactos de um evento disruptivo de elevada magnitude, absorvê-lo, restaurar rapidamente o serviço ao estado normal de operação, bem como adaptar-se a eventos semelhantes. Neste contexto, a presente dissertação apresenta um estudo da resiliência do sistema de distribuição, levando-se em consideração as características físicas, ambientais e operacionais das distribuidoras de energia elétrica do Brasil.

Palavras-chave: Resiliência de redes elétricas, sistema de distribuição, qualidade do serviço, eventos climáticos extremos.

ABSTRACT

The Brazilian electricity distribution companies are increasingly exposed to extreme weather events, known in the literature as High Impact Low Frequency (HILF) phenomena, such as tornadoes, torrential rains, and extratropical cyclones. As a consequence of this fact, the utilities need to constantly operate and plan their electrical systems not only to meet reliability criteria, which are related to high-frequency events, but also to make the system resilient to the occurrence of unexpected events of severe magnitude.

The resilience of an electrical system consists of its ability to withstand the impact of a disruptive event of high magnitude, absorb it, quickly restore service to the normal operating state, and adapt to similar events. In this context, this work presents a study of the distribution system resilience, which considered the physical, environmental and operational characteristics of electricity distribution companies in Brazil.

Keywords: Power grid resilience, distribution system, service quality, extreme weather events.

SUMÁRIO

Agradecimentos	4
Resumo	5
Abstract	6
Sumário	7
1. Introdução.....	8
2. Revisão da Literatura.....	10
3. Resiliência de Redes Elétricas.....	12
4. Estrutura de Dados para Análise da Resiliência.....	17
5. Análise dos Dados para Estudo da Resiliência	22
6. Modelo de Regressão Linear Múltipla	28
7. Discussão sobre Resiliência Operacional.....	31
8. Conclusões	33
9. Referências.....	34

1. INTRODUÇÃO

As distribuidoras de energia elétrica do Brasil estão cada vez mais expostas a eventos de alto impacto e baixa probabilidade de ocorrência, comumente conhecidos na literatura como *High Impact Low Frequency Events (HILF)*, como tornados, chuvas torrenciais e ciclones extratropicais. Cita-se como exemplo os fenômenos meteorológicos severos que vêm ocorrendo na região sul do Brasil com mais intensidade nos últimos anos: ciclone-bomba em julho de 2020 e ciclones extratropicais em janeiro de 2021, junho, julho e setembro de 2023 no Rio Grande do Sul. Mais recentemente, em novembro de 2023, a cidade de São Paulo também foi castigada pelos impactos de um ciclone, cujos ventos de mais de 100 km/h causaram estragos à infraestrutura de distribuição e deixou, por consequência, mais de 2 milhões de unidades consumidoras sem energia elétrica.

Em razão da ocorrência cada vez mais constante de eventos climáticos extremos, as concessionárias necessitam operar e planejar os seus sistemas elétricos com vistas a torná-lo não somente confiável à ocorrência de eventos tradicionais (*blue sky events*), como também com o objetivo de torná-los resilientes à ocorrência de eventos extremos (*black swan events*). A resiliência de um sistema elétrico consiste em sua capacidade de suportar o impacto de um evento disruptivo de alta magnitude, absorvê-lo, restaurar rapidamente o serviço ao estado normal de operação, bem como adaptar-se a eventos semelhantes, conforme definido por Panteli (2017).

Desse modo, frisa-se que o conceito de resiliência de redes elétricas não deve ser confundido com o conceito de confiabilidade. A confiabilidade se relaciona com a ocorrência de eventos corriqueiros de operação e é mensurada por meio de indicadores de continuidade do serviço. No Brasil, tais indicadores constituem-se na Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC) e Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FEC), conceitos que equivalem aos indicadores *System Average Interruption Duration Index (SAIDI)* e *System Average Interruption Frequency Index (SAIFI)*, respectivamente, utilizados em países norte-americanos e em outros países que possuem o inglês como idioma oficial. A resiliência, por sua vez, relaciona-se com a ocorrência de eventos raros e que causam impactos de alta magnitude no fornecimento de energia elétrica.

A resiliência de redes elétricas vem sendo investigada com mais ênfase desde o início da década de 2010, em virtude do aumento de eventos climáticos extremos ocorridos nos Estados Unidos e países da Europa. Cita-se como exemplo a tempestade Tapani, ocorrida na Finlândia em 2010, a qual deixou mais de 500 mil pessoas sem eletricidade. Além disso, merece destaque o furacão Harvey, que, em 2017, causou chuvas torrenciais em partes do Texas, deixando milhares de pessoas sem energia. Desse modo, considerando-se que se trata de um conceito que vem sendo empregado há pouco tempo, ainda não há consenso a respeito das métricas de resiliência mais indicadas para mensurar os impactos de eventos climáticos extremos classificados como *HILF* no sistema de distribuição.

Diferentes técnicas já foram sugeridas para esse fim, tais como modelagem de Markov, simulação sequencial de Monte Carlo (SMCS), modelos econométricos e de machine learning. Todas essas técnicas tiveram por objetivo a identificação das áreas mais vulneráveis dos sistemas de distribuição de energia elétrica à ocorrência de eventos climáticos extremos. Entretanto, nenhuma dessas técnicas é atualmente considerada um modelo-padrão mundialmente aceito para mensuração da resiliência de um sistema elétrico. Trata-se de técnicas já utilizadas por algumas *utilities* do setor elétrico para análise da vulnerabilidade de seus ativos elétricos a eventos climáticos de elevada magnitude.

Nesse contexto, este trabalho visa introduzir os estudos da resiliência aplicada ao sistema de distribuição brasileiro. Para tanto, avaliam-se os parâmetros físicos da rede de distribuição durante eventos extremos, com vistas a caracterizar a resiliência da infraestrutura. Além disso, estuda-se também a resiliência operacional do sistema de distribuição, que corresponde à rapidez com que as distribuidoras atuam para restabelecer o fornecimento de energia elétrica o mais brevemente possível.

Para esse fim, utilizam-se dados relativos a interrupções sofridas por 24 distribuidoras de energia elétrica de grande porte do Brasil no período de 2018 a 2021, as quais respondem por cerca de 76% das unidades consumidoras do país. Por meio dos dados de tais interrupções, é possível calcular o percentual de desligamentos ocorridos por causas climáticas para as *utilities*. Na sequência, propõe-se investigar se existe relação entre esse percentual e alguma característica física da rede, bem como a características ambientais às quais as distribuidoras são submetidas.

Para estudar a resiliência operacional, verifica-se o tempo dispendido pelas equipes de campo para reparar a rede elétrica de danos causados por ocorrências classificados como *HILF*. Com base nos resultados, é possível verificar a distribuição dos tempos de restabelecimento das distribuidoras quando da ocorrência de eventos severos.

Este documento encontra-se estruturado da seguinte forma: A seção 1 apresenta a introdução deste trabalho. A seção 2 discorre sobre a revisão da literatura. A seção 3, por sua vez, contempla os conceitos de resiliência de redes elétricas. A seção 4 relata sobre a estrutura dos dados para análise da resiliência. A seção 5 expõe a análise descritiva dos dados utilizados para o presente estudo. A seção 6 descreve a análise do modelo de regressão linear múltipla desenvolvido para investigar a relação entre o percentual de interrupções com causas climático-ambiental e as características físicas e ambientais do sistema de distribuição. A seção 7 apresenta considerações gerais sobre a resiliência operacional. Na seção 8, encontram-se as conclusões deste trabalho. Por fim, as referências encontram-se descritas na seção 9.

2. REVISÃO DA LITERATURA

Panteli (2017) apresentou o conceito de trapézio de resiliência, uma ferramenta visual para refletir o comportamento de um sistema de distribuição durante a ocorrência de eventos catastróficos. Além disso, introduziu a estrutura de avaliação da resiliência, intitulada ΦΛΕΠ (“FLEP”), com métricas para modelar e quantificar o desempenho da resiliência de sistemas elétricos diante de eventos extremos.

Poudyal (2022) discorreu a respeito da ausência de métricas universalmente aceitas para avaliar a resiliência dos sistemas de distribuição. No trabalho, o autor propôs como métrica de resiliência atributos físicos e de desempenho de um dado sistema elétrico. Nesse ponto, definiu-se que a resiliência de um sistema de distribuição deve combinar o valor de risco de desligamento de cada parâmetro do sistema.

Rozhin Eskandarpour (2017) propôs um modelo de machine learning para estimar os estados dos componentes de uma determinada rede de distribuição em face da ocorrência de eventos extremos. No estudo, o nível de qualidade da infraestrutura e o tempo de duração que cada componente pode suportar na ocorrência de um evento climático extremo foram estimados por meio de um modelo baseado em *Support*

Vector Machine (SVM) multidimensional.

Diansheng Luo (2018) propôs que a resiliência de um sistema de distribuição seja calculada por meio de simulações de Monte Carlo, com vistas a simular todo o processo de desastres climáticos e gerar cenários de falha. De acordo com o método proposto, são atribuídos pesos diferentes às cargas do sistema de acordo com os seus respectivos níveis de criticidade. A perda simultânea de cargas no sistema foi definida como uma métrica de resiliência. O método foi analisado utilizando-se o sistema IEEE 33 barras, o qual se mostrou eficaz para quantificar a resiliência das redes de distribuição sob a ótica de eventos extremos.

Shiva Poudel (2020) apresentou métricas probabilísticas para quantificar a resiliência operacional de sistemas de distribuição de energia elétrica. Especificamente, definiram-se duas medidas baseadas em risco: valor em risco ($\text{Var } \alpha$) e valor em risco condicional ($\text{CVaR } \alpha$), que mensuram a resiliência como a perda máxima de energia elétrica durante a ocorrência de um evento extremo e a expectativa condicional de perda de energia, respectivamente, para eventos com risco de ocorrência maior do que um parâmetro pré-especificado α . Em seguida, apresentaram-se simulações para avaliar as métricas de resiliência propostas em diferentes cenários climáticos, utilizando como base um sistema IEEE de 37 e 123 barras modificado.

Carrington (2020) quantificou a resiliência de um sistema de distribuição por meio de seu desempenho histórico. No estudo, o autor extraiu curvas de resiliência a partir dos dados de interrupções sofridas pela distribuidora de energia elétrica. Nesse sentido, foram criadas métricas que refletem a duração das interrupções, a taxa média de recuperação e o número máximo de componentes do sistema afetados simultaneamente. Na sequência, examinaram as estatísticas dessas métricas para eventos de pequeno, médio e grande porte. O autor recomendou as métricas de resiliência e suas variabilidades típicas para previsão e delimitação dos resultados prováveis de eventos severos futuros.

Kwasinski (2010) discutiu uma metodologia para o planejamento da infraestrutura de rede de distribuição de energia, focando na resiliência durante eventos extremos. Em seu estudo, foram analisadas três fases temporais desses eventos: durante o evento, imediatamente após o evento (até os danos serem reparados) e os efeitos a longo

prazo. Ainda, foram analisados três cenários para o fornecimento de energia elétrica durante um evento catastrófico, a saber: fornecimento de energia via sistema tradicional; fornecimento de energia por meio de usinas de energia de *backup* e, por fim, fornecimento utilizando microrredes com geração distribuída. O autor apontou que o incentivo à instalação de sistemas de armazenamento de energia em residências pode permitir o restabelecimento de energia mais célere durante a ocorrência de eventos climáticos extremos.

Bie (2017) abordou a importância do estudo da resiliência voltada aos sistemas de energia elétrica, bem como explorou práticas adotadas por governos e empresas para aumentar a resiliência do sistema. O trabalho apresenta um *framework* quantitativo para avaliação da resiliência, bem como propõe um método de restauração de carga baseado no uso de redes inteligentes. Por fim, o autor também aborda desafios a serem enfrentados para melhoria da resiliência de um sistema elétrico, incluindo a modelagem de eventos extremos e a interdependência com outras infraestruturas críticas.

Mohagheghi (2015) abordou que desastres naturais de grande escala, com características inesperadas e incontroláveis, podem causar danos devastadores à infraestrutura de uma sociedade, um vez que, qualquer perturbação em uma infraestrutura crítica, como estações de saneamento de água e esgoto, hospitais, serviços de emergência, telecomunicações e delegacias de polícia, pode prejudicar severamente os esforços de recomposição do sistema elétrico. No estudo, os autores citaram que o primeiro passo para reforçar a rede elétrica contra tais riscos consiste em avaliar a vulnerabilidade de diferentes componentes do sistema em cenários de eventos catastróficos. Ao identificar os elos fracos no sistema, ações corretivas podem ser empreendidas na tentativa de fortalecer a rede de distribuição de energia. Nesse sentido, o autor forneceu um quadro matemático para análise da interação entre desastres naturais e a rede elétrica.

Diante desse breve preâmbulo referente à literatura acadêmica sobre o tema, apresenta-se na sequência o conceito formal de resiliência de redes elétricas.

3. RESILIÊNCIA DE REDES ELÉTRICAS

O conceito de resiliência dos sistemas elétricos está intimamente relacionado com a

ocorrência de eventos raros e de alta magnitude, quer sejam climáticos ou antrópicos. Conforme explorado na seção anterior, este trabalho tem por objetivo investigar a relação entre o percentual de interrupções oriundas de eventos climáticos extremos tanto com características físicas da rede de distribuição quanto com características ambientais às quais as distribuidoras encontram-se submetidas. Nesse sentido, necessário se faz inicialmente entender a cadeia do suprimento de energia elétrica desde sua geração até o seu consumo.

O processo de fornecimento de energia elétrica aos consumidores finais é composto, essencialmente, de quatro pilares: geração, transmissão, distribuição e comercialização. A geração de energia elétrica é o primeiro passo na cadeia de suprimento de eletricidade. Essa etapa envolve a conversão de recursos naturais ou outras formas de energia em eletricidade.

Após a geração, a eletricidade precisa ser transportada das usinas geradoras até os centros de consumo, que, via de regra, estão distantes das fontes de geração. O transporte de energia elétrica é realizado por meio de extensas redes de linhas de transmissão de alta tensão, em sua grande maioria com nível de tensão acima de 230 kV. Essa etapa é crucial para minimizar perdas de energia, garantindo que a eletricidade chegue de forma eficiente e confiável aos consumidores.

Na sequência, a energia elétrica é distribuída aos consumidores finais, sejam eles residências, indústrias, comércios ou outras entidades. Nessa fase, o transporte de energia ocorre via redes de distribuição de baixa e média tensão, as quais operam em níveis de tensão, em linhas gerais, até 138 kV. Essas redes de distribuição são responsáveis pelo suprimento de energia aos pontos de consumo em todo o país. Por fim, a energia elétrica é vendida ao consumidor final, seja diretamente pela distribuidora de energia, seja por intermédio da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE no caso de consumidores livres.

As concessionárias de distribuição de energia têm como missão garantir um fornecimento estável e seguro de eletricidade, realizando manutenções regulares e investindo em modernização de infraestrutura para atender às necessidades da sociedade. No Brasil, a distribuição de energia elétrica é realizada essencialmente por 53 distribuidoras concessionárias, as quais fornecem eletricidade a mais de 88

milhões de unidades consumidoras do país.

Ao longo dos últimos anos, essas distribuidoras têm sido cada vez mais impactadas pela ocorrência de eventos climáticos extremos, que vêm se tornando mais frequentes e intensos. Esses eventos, como chuvas torrenciais, tornados, ciclones extratropicais e ciclones-bomba, impõem uma pressão adicional sobre a infraestrutura elétrica, podendo resultar em interrupções no fornecimento de energia de duração excessiva e danos extensos aos equipamentos da rede. Além disso, a ocorrência de tempestades e fenômenos climáticos de difícil previsibilidade dificulta a implementação de medidas preventivas e ações de reparo, aumentando o tempo de resposta das distribuidoras em restabelecer o serviço.

Nesse cenário, analisar a resiliência das redes de distribuição tornou-se uma tarefa tanto complexa, quanto urgente, a qual exige identificação das regiões das concessionárias mais vulneráveis a ocorrência de eventos climáticos extremos, investimentos em tecnologias avançadas de rede e coordenação eficiente dos recursos para o restabelecimento rápido de interrupções. Para maior entendimento dessa problemática, apresenta-se na seção a seguir a definição formal de resiliência de redes elétricas.

3.1 DEFINIÇÃO DE RESILIÊNCIA DE REDES ELÉTRICAS

A resiliência de um sistema elétrico consiste em sua capacidade de suportar eventos de alto impacto e baixa frequência de ocorrência, comumente intitulados *High Impact Low Frequency Events* (HILF), absorvê-los, restaurar rapidamente o serviço ao estado de operação padrão e se adaptar a circunstâncias similares. A resiliência pode ser analisada a partir da perspectiva da infraestrutura física do sistema e do ponto de vista de suas características operacionais.

Na Tabela 1, apresentam-se outras definições de resiliência, acompanhadas de suas características.

Tabela 1. Definições de Resiliência (adaptado de Fauzan Hanif Jufri)

Organização	Definição de Resiliência	Principais Características
Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC)	A capacidade de um sistema e de seus componentes antecipar, absorver, acomodar ou se recuperar dos efeitos de um evento extremo de maneira oportuna e eficiente, incluindo garantir a preservação, restauração ou melhoria de suas estruturas e funções básicas essenciais.	Antecipação, absorção, acomodação, recuperação oportuna e eficiente
U.K Cabinet Office	A capacidade de ativos, redes e sistemas de antecipar, absorver, adaptar-se e/ou se recuperar rapidamente de um evento disruptivo.	Antecipação, absorção, adaptação, recuperação rápida
U.S. Presidencial Policy Directive/PDD-21	A capacidade de se preparar e adaptar a mudanças, resistir e se recuperar rapidamente de interrupções. A resiliência inclui a capacidade de suportar e se recuperar de ataques deliberados, acidentes ou ameaças ou incidentes de origem natural.	Preparação, adaptação, resistência, recuperação rápida
U.K Energy Research Centre (UKERC)	A capacidade de um sistema de energia tolerar perturbações e continuar fornecendo serviços de energia acessíveis aos consumidores. Um sistema de energia resiliente pode se recuperar rapidamente de choques e fornecer meios alternativos para atender às necessidades de serviços de energia no caso de mudanças nas circunstâncias externas.	Tolerância, recuperação rápida, disponibilização de meios alternativos

A capacidade do sistema elétrico de resistir a eventos extremos sem interromper o serviço aos consumidores finais está relacionada à sua infraestrutura física e ao meio ambiente em que o sistema encontra-se exposto. Portanto, sistemas com redundância

no fornecimento de eletricidade e capazes de operar dentro de limites aceitáveis, mesmo diante de condições extremas, são considerados estruturalmente resilientes.

Entretanto, eventos inesperados tornam até mesmo as topologias de rede elétrica mais robustas suscetíveis a desligamentos. Assim, torna-se essencial analisar a resiliência também sob o ponto operacional, o qual está ligado à rapidez do restabelecimento do sistema quando da ocorrência de um evento extremo. Essa rapidez, por consequência, relaciona-se com o número de equipes alocadas para restabelecer o serviço, com o seu processo de alocação ótimo, com a experiência dos colaboradores das distribuidoras que trabalham em campo, bem como com as tecnologias utilizadas pela distribuidora para disponibilizar novamente a energia elétrica aos consumidores.

A resiliência da infraestrutura e a resiliência operacional da rede elétrica são geralmente representadas por meio de um gráfico que apresenta a recuperação dos sistemas após a ocorrência de eventos disruptivos de grande magnitude, conforme mostrado na Figura 1.

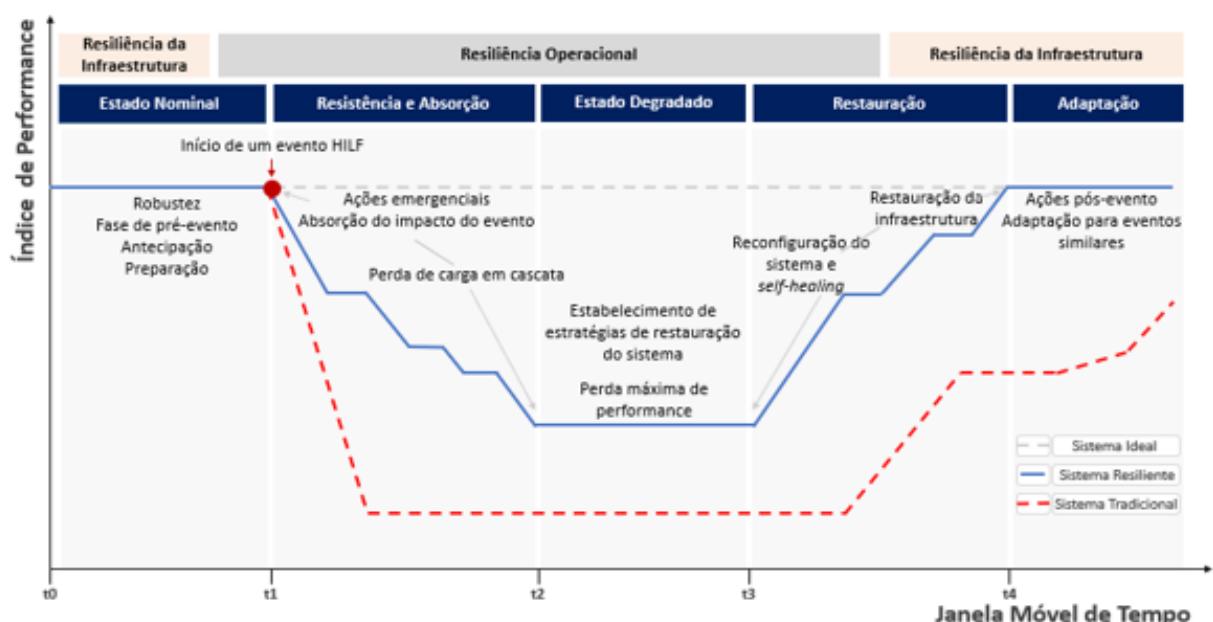


Figura 1. Estágios da resiliência dos sistemas elétricos durante a ocorrência de eventos climáticos extremos (Fonte: elaboração própria)

No intervalo [t0, t1], as distribuidoras atuam para aumentar a resiliência da rede elétrica considerando eventos climáticos extremos já ocorridos. Além disso, nesse

período, as distribuidoras devem também estudar a probabilidade de ocorrência novos fenômenos de alto impacto, visando antecipar sua magnitude. Em t_1 , o evento extremo começa. No intervalo $[t_1, t_2]$, as distribuidoras adotam medidas de emergência para absorver o impacto do evento e minimizar seus efeitos. Nesse intervalo, pode ocorrer falhas em cascata. O intervalo $[t_2, t_3]$ é marcado pela perda máxima de desempenho da rede, levando as distribuidoras a implementar estratégias para restaurar o fornecimento de eletricidade. No intervalo $[t_3, t_4]$, o sistema é gradualmente restaurado por meio de reconfiguração de rede e mecanismos de *self-healing*. A restauração da infraestrutura danificada também inicia nesse intervalo. No período $t > t_4$, as distribuidoras estabelecem procedimentos para se adaptar a eventos similares.

Os sistemas de distribuição tradicionais têm sido cada vez mais expostos a eventos climáticos extremos. Portanto, é necessário estudar a resiliência da infraestrutura e operacional da rede elétrica, visando identificar as regiões mais propensas a serem afetadas por ocorrências graves e, posteriormente, realizar investimentos estratégicos com o objetivo de melhorar a qualidade do fornecimento de eletricidade durante circunstâncias climáticas extraordinárias.

A próxima seção apresenta a estrutura de dados utilizada para análise da resiliência das redes de distribuição, objeto do presente trabalho.

4. ESTRUTURA DOS DADOS PARA ANÁLISE DA RESILIÊNCIA DE REDES ELÉTRICAS

A análise da resiliência de redes elétricas a eventos climáticos extremos depende de dados vinculados ao histórico de interrupções já sofridas pelas distribuidoras de energia elétrica, bem como dados físicos da rede de distribuição e de dados vinculados ao meio-ambiente em que o sistema se encontra. Para fins de realização dessa análise, apresenta-se na sequência a origem e estrutura dos dados de interrupções, bem como dos dados físicos e ambientais do sistema de distribuição a serem utilizados no presente estudo.

4.1 ESTRUTURA DOS DADOS DE INTERRUPÇÕES

No Brasil, as distribuidoras de energia elétrica devem enviar mensalmente à Agência

Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) dados relativos a todas as interrupções de energia elétrica sofridas no último mês civil. De acordo com o item 201 do Módulo 1 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST), interrupção se refere à “descontinuidade do neutro ou da tensão disponível em qualquer uma das fases de um circuito elétrico que atende a unidade consumidora ou ponto de conexão”. Dessa maneira, todas as vezes que falta suprimento de eletricidade aos consumidores, a distribuidora deve coletar dados referentes às interrupções que causaram a descontinuidade do serviço e, posteriormente, armazená-los e enviá-los à ANEEL.

A ANEEL atualiza mensalmente, em seu portal de dados abertos, um banco de dados contendo todas as interrupções ocorridas no sistema elétrico de todas as distribuidoras. Nesse banco de dados, pode-se verificar a relação das interrupções de energia elétrica ocorridas de 2018 a 2021. O registro de cada interrupção no sistema de distribuição encontra-se organizado conforme apresentado na Tabela 2.

Tabela 2. Estrutura das interrupções armazenado no sítio eletrônico da ANEEL

Nome do Campo	Tipo do dado	Tamanho do Campo	Descrição
DatGeracaoConjuntoDados	Data simples		Data do processamento de carga automática no momento da geração para publicação do conjunto de dados abertos.
IdConjuntoUnidadeConsumidora	Numérico	10	Código do conjunto da unidade consumidora.
DscAlimentadorSubestacao	Cadeia Caracteres	255	Descrição do alimentador da subestação. (Linha de transmissão que sai de uma subestação de distribuição e segue para a distribuição de energia)
DscSubestacaoDistribuicao	Cadeia Caracteres	255	Descrição da subestação de distribuição (Instalação elétrica de alta potência, contendo equipamentos para transmissão e distribuição de energia elétrica, além de equipamentos de proteção e controle)

Nome do Campo	Tipo do dado	Tamanho do Campo	Descrição
NumOrdemInterrupcao	Cadeia Caracteres	255	Descrição da Ordem de Interrupção (Ofício ou normativo determinando interrupções de energia)
DscTipointerrupcao	Cadeia Caracteres	14	Armazenar os tipos de interrupções existentes que se relacionarão com os arquivos enviados pelos Agentes via DutoNet: Não Programada Programada
IdeMotivoExpurgo	Numérico	2	<p>Identificador referenciando o Motivo do Expurgo.</p> <ul style="list-style-type: none"> - Não houve expurgo - Falha nas instalações da unidade consumidora que não provoque interrupção em instalações de terceiros - Interrupção decorrente de obras de interesse exclusivo do consumidor e que afete somente a unidade consumidora do mesmo - Interrupção em situação de emergência - Suspensão por inadimplemento do consumidor ou por deficiência técnica e/ou de segurança das instalações da unidade consumidora que não provoque interrupção em instalações de terceiros, previstas em regulamentação - Vinculadas a programas de racionamento instituídos pela União - Ocorridas em dia crítico - Oriundas de atuação de esquemas de alívio de carga solicitado pelo ONS

Nome do Campo	Tipo do dado	Tamanho do Campo	Descrição
			- Interrupção de origem externa ao sistema de distribuição
DatInicioInterrupcao	Data Hora		Data e hora do início da interrupção.
DatFimInterrupcao	Data Hora		Data e hora do reestabelecimento (Fim) da interrupção.
FatGeradorInterrupcao	Cadeia Caracteres	255	Descrição do fato gerador da interrupção.
NumNivelTensao	Numérico	10	Nível de tensão onde o fato gerador foi verificado.
NumUnidadeConsumidora	Numérico	10	Número de unidades consumidoras atingidas.
NumConsumidorConjunto	Numérico	10	Número de consumidores do conjunto.
NumAno	Cadeia de caracteres	4	Ano de início da Interrupção
NomAgenteRegulado	Cadeia de Caracteres	255	Nome do agente do setor regulado.
SigAgente	Cadeia de caracteres	20	Sigla que abrevia o nome dos Agentes regulados pela ANEEL
NumCPFCNPJ	Cadeia de caracteres	14	Número do CNPJ ou CPF do agente fiscalizado.

Na Tabela 2, o item intitulado “FatGeradorInterrupcao” apresenta a descrição do fato gerador da interrupção. O Módulo 8 do PRODIST apresenta a lista completa dos fatos geradores para fins de classificação das interrupções no banco de dados. A título de entendimento completo do problema, apresenta-se na Tabela 3 um extrato dos fatos geradores, dentre os quais citam-se aqueles relacionados com clima e meio ambiente.

Tabela 3. Extrato da lista de fatos geradores

Origem	Tipo	Causa	Detalhe
Interna	Programada	Alteração	Para melhoria
		Manutenção	Para ampliação
	Não Programada	Meio ambiente	Poluição
			Corrosão
			Queima ou incêndio
			Inundação
			Erosão
			Árvore ou vegetação
			Descarga atmosférica
			Animais
			Vento
...

Conforme apresentado na Tabela 3, a lista de fatos geradores de interrupções com causa atrelada a clima e meio ambiente compreende poluição, corrosão, queima ou incêndio, inundação, erosão, árvore ou vegetação, descarga atmosférica, animais e vento. Todavia, do ponto de vista climático, entendeu-se pertinente utilizar apenas as interrupções causadas por árvore ou vegetação, descarga atmosférica, vento e inundação para estudar a resiliência das redes das distribuidoras. Isto porque, na ocorrência de um evento climático extremo, serão esses os tipos de interrupções a serem predominantemente experimentados pelas distribuidoras. Sendo assim, no âmbito do presente estudo, descartam-se da análise todas as demais interrupções que não tiveram as causas ora mencionadas. Dessa forma, as interrupções utilizadas para análise da resiliência serão denominadas doravante “interrupções com causa climático-ambiental”.

4.2 ESTRUTURA DOS DADOS FÍSICOS DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO

A análise da resiliência depende também de atributos físicos do sistema de distribuição. Por atributos físicos, entende-se os equipamentos conectados à rede, tais como transformadores, postes, cabos, bem como extensão da rede. Esses dados encontram-se presentes na Base de Dados Geográficas da Distribuição (BDGD), que consiste em uma grande base de dados que as distribuidoras de energia elétrica devem fornecer à ANEEL anualmente, conforme diretrizes constantes no Módulo 10

do PRODIST. Nessa base de dados, constam desde atributos físicos quanto indicadores relacionados ao fornecimento de energia elétrica. No âmbito deste trabalho, serão utilizados os dados relativos à quantidade de transformadores e à extensão de rede aérea e subterrânea das distribuidoras.

4.3 ESTRUTURA DOS DADOS AMBIENTAIS DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO

A análise da resiliência das redes elétricas também depende do meio-ambiente em que o sistema de distribuição encontra-se inserido. Por essa razão, é de suma importância avaliar o comportamento de variáveis ambientais relacionadas à ocorrência de interrupções severas, dentre as quais destaca-se a pluviosidade registrada nas áreas de concessões das distribuidoras de energia elétrica.

Atualmente, inexiste uma base pública de dados de pluviosidade estratificada por distribuidoras, todavia, existem bases com dados de pluviosidade estratificadas por conjuntos de unidades consumidoras, os quais são subdivisões das áreas de concessão das distribuidoras. Essas bases de dados são constituídas pela ANEEL e utilizadas pela Agência no processo de definição dos limites dos indicadores de continuidade coletivos (DEC e FEC) dos referidos conjuntos, processo que ocorre simultaneamente à revisão tarifária das distribuidoras.

Portanto, no âmbito deste trabalho, adotar-se-á como pluviosidade das distribuidoras a média das pluviosidades dos conjuntos que a integram, doravante representada pela variável “*PLUV*”, medida em milímetros de chuva (mm).

5. ANÁLISE DESCRIPTIVA DOS DADOS PARA ESTUDO DA RESILIÊNCIA DE REDES ELÉTRICAS

Apresentada a origem e a estrutura dos dados de interrupções e parâmetros físicos e ambientais do sistema de distribuição, esta seção contempla a análise descritiva a respeito dos dados coletados, a qual servirá de base para o estudo da resiliência da infraestrutura e da resiliência operacional, presentes nas próximas seções.

5.1 ANÁLISE DOS DADOS DE INTERRUPÇÕES

No âmbito do presente estudo, coletaram-se todas as interrupções sofridas por 24

distribuidoras de energia elétrica de grande porte no período de 2018 a 2021. A Tabela 4 apresenta grandes números referentes a esses dados.

Tabela 4. Grandes números acerca dos dados de interrupções coletados de 2018 a 2021

Descrição	Dado
Número total de interrupções de 2018 a 2021	26,63 milhões
Número total de interrupções com causa climático-ambiental de 2018 a 2021	6,22 milhões

De posse dos dados, verifica-se a distribuição de frequência das interrupções sofridas pelas distribuidoras ao longo do referido período, conforme apresentado na Figura 2. Já a Figura 3 apresenta a referida interpolação considerando apenas as interrupções com causa climático-ambiental para o mesmo grupo de distribuidoras.

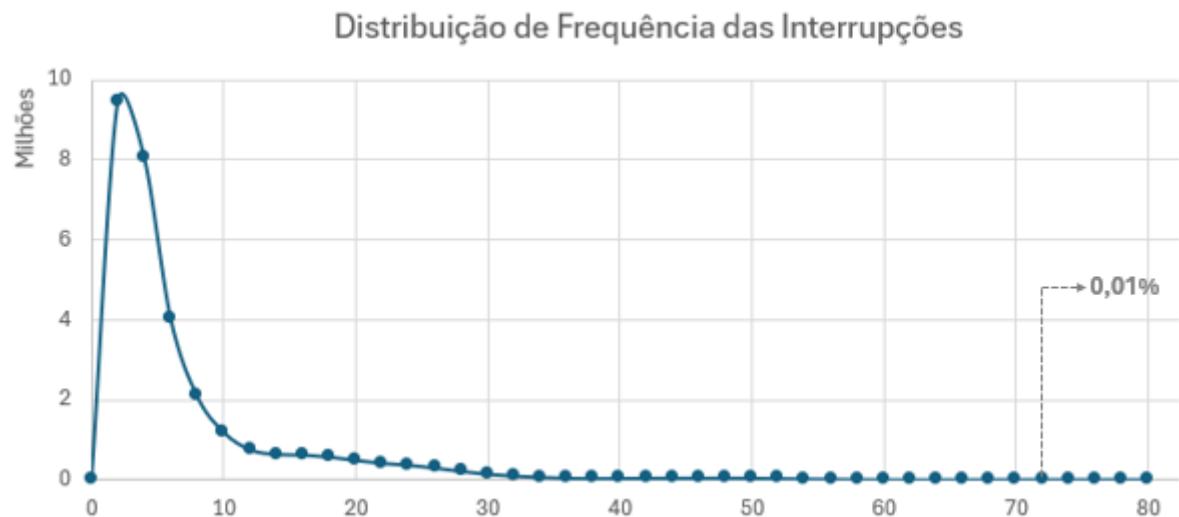


Figura 2. Distribuição da frequência das interrupções sofridas pelas distribuidoras de grande porte no Brasil

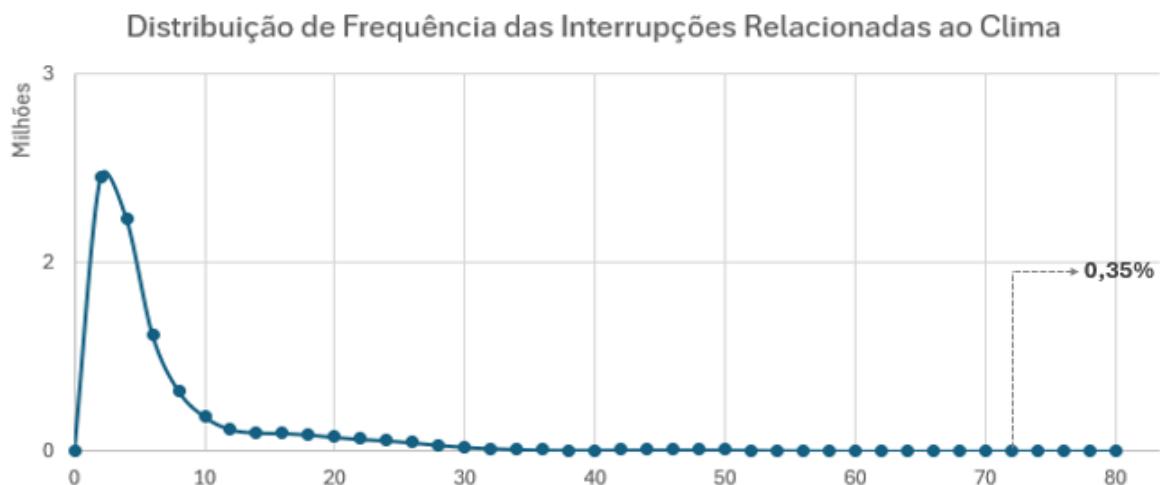


Figura 3. Distribuição da frequência das interrupções com causa climático-ambiental sofridas pelas distribuidoras de grande porte no Brasil

Como visto na Figura 2, a frequência das interrupções possui um pico entre zero e duas horas, seguido de um decaimento rápido a partir desse intervalo. Analisando-se os extremos, verifica-se que 0,1% das interrupções possuem duração superior a 72 horas, valor correspondente ao percentil p-99,9% da distribuição de frequência dos referidos dados. Considerando que a resiliência das redes elétricas a eventos climáticos extremos está intimamente relacionada a fenômenos raros, no âmbito deste trabalho, considerou-se o referido percentil como limiar para caracterizar interrupções severas no sistema de distribuição. Nesse sentido, prosseguindo com a análise da Figura 3, observa-se que 0,35% das interrupções com causa climático-ambientais possuem duração superior a 72 horas.

A Tabela 5 apresenta as principais medidas relacionadas à quantidade de interrupções sofridas pelas distribuidoras de grande porte utilizadas no estudo, estratificadas em causas climático-ambiental e em outras causas.

Tabela 5. Estratificação das interrupções sofridas por distribuidoras de grande porte

	Quantidade	Percentual do Total	Média da Duração (h)	Desvio Padrão da Duração (h)
Causas Climático-Ambientais	6.221.234	23,36%	8,64	14,22
Árvore ou Vegetação	2.374.246	8,92%	7,30	14,42
Vento	1.443.436	5,42%	9,04	14,78
Inundação	35.091	0,13%	18,97	25,84
Descarga Atmosférica	2.368.461	8,89%	9,60	13,41
Outras Causas	20.406.637	76,64%	6,28	14,28
Total	26.627.871	100%	6,83	14,26

Na Tabela 6, encontra-se a estratificação das interrupções com duração acima do percentil p-99,9% sofridas por distribuidoras utilizadas no estudo.

Tabela 6. Estratificação das interrupções sofridas por distribuidoras de grande porte com duração acima do percentil p-99,9%

	Quantidade	Percentual do Total	Média da Duração (h)	Desvio Padrão da Duração (h)
Causas Climático-Ambientais	21.580	30,08%	86,23	55,70
Árvore ou Vegetação	7.619	10,62%	83,97	75,09
Vento	7.012	9,78%	85,41	47,75
Inundação	581	0,81%	112,67	59,70
Descarga Atmosférica	6.368	8,88%	87,44	40,91
Outras Causas	50.152	69,92%	156,75	382,02
Total	71.732	100,00%	138,50	283,80

Conforme se pode verificar na Tabela 5, 23,36% das interrupções ocorridas em distribuidoras utilizadas no estudo foram classificadas com causas climático-ambiental, sendo este ranking liderado pela causa árvore ou vegetação (8,92%), seguida de descarga atmosférica (8,89%), vento (5,42%) e inundação (0,13%). Outras causas representaram 76,64% do total de interrupções sofridas pelas unidades consumidoras de distribuidoras em estudo. Além disso, constata-se que uma interrupção dura, em média, 6,83 horas, com desvio padrão de 14,26 horas. Considerando apenas as interrupções com causas climático-ambiental, tem-se que a duração média é de 8,64 horas e o desvio padrão é de 14,22 horas.

De todo modo, avaliando-se apenas a classe de interrupções com causa climático-ambiental, verifica-se o predomínio de interrupções causadas por árvore ou vegetação. Esse fato remonta a importância do manejo adequado da vegetação, o qual é de responsabilidade das municipalidades, podendo esta atividade ser realizada de forma secundária pelas distribuidoras, nas situações de risco elétrico iminente.

Avaliando-se os valores disponibilizados na Tabela 6, verifica-se que, do quantitativo total de interrupções com duração acima do percentil p-99,9%, 30,08% foram classificadas com causas climático-ambiental, sendo que 10,62% foram classificados na causa árvore ou vegetação, 9,78% como vento, 8,88% como descargas atmosféricas e 0,81% como inundação.

Em continuidade à análise, calculou-se o percentual de interrupções com causa climático-ambiental com duração acima do percentil p-99,9% para cada uma das 24 distribuidoras de grande porte utilizadas neste estudo, conforme equação abaixo.

$$P_{weather_p99} = \frac{\text{Número de Interrupções com Causa Climático-Ambiental}}{\text{Número Total de Interrupções}} \quad [1]$$

A Figura 4 apresenta um gráfico de box-plot dos valores de $P_{weather_p99}$ das distribuidoras utilizadas no estudo.



Figura 4. Box-plot dos percentuais de interrupção com duração acima do percentil p-99,9 horas e com causa climático-ambiental

Da análise da Figura 4, constata-se que a maioria das distribuidoras possuem percentual de interrupções com causa climático-ambiental com duração acima do percentil p-99,9% entre 0,04% e 0,48%. Existem distribuidoras com valores inferiores a esse intervalo, as quais, apesar de sofrerem com eventos climáticos extremos, estes ocorrem em frequências inferiores em comparação com as demais. Analogamente, existem distribuidoras cujo referido percentual chega a próximo de 0,73%, sendo essa uma característica de distribuidoras que sofrem com mais frequência a ocorrência de eventos climáticos severos.

5.2 ANÁLISE DOS PARÂMETROS FÍSICOS DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO

Neste estudo, extraíram-se os parâmetros físicos da rede de distribuição para distribuidoras, qual sejam: número de transformadores e extensão de rede área e subterrânea. Em seguida, criou-se um indicador para representar tais parâmetros físicos, o qual encontra-se descrito por meio da relação a seguir.

$$TR_{km} = \frac{\text{Número de Transformadores}}{\text{Extensão de Rede de Média Tensão}} \quad [2]$$

O termo TR_{km} representa a média de transformadores de distribuição por extensão de rede de média tensão (entre 2,3 kV e 69 kV). Esse valor foi calculado para cada uma das distribuidoras estudadas. A Figura 5 apresenta a distribuição do parâmetro TR_{km} em um gráfico de box-plot.

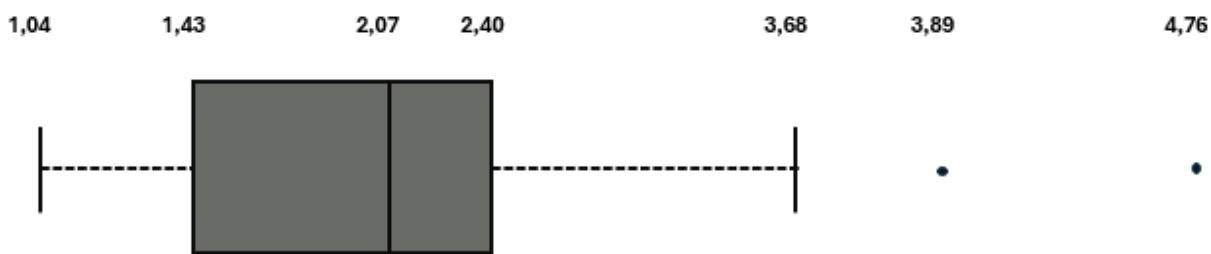


Figura 5. Box-plot dos parâmetros de TR_{km} calculados para as distribuidoras utilizadas no estudo

Observa-se que o valor de transformadores por quilômetro de rede de média tensão oscila entre 1,04 e 4,76, com valor mediano em 2,07. Ressalta-se que, quanto maior o número de transformadores por quilômetro de rede, maior a tendência de haver mais interligações na rede de distribuição, o que se configura como um fator positivo, uma vez que contribui para que desligamentos sejam mais facilmente isolados. Analogamente, valores mais baixos de transformadores por km de rede denotam sistemas mais radiais, em que um desligamento em um determinado ponto da rede pode impactar consumidores localizados a distâncias relativamente maiores.

5.3 ANÁLISE DOS PARÂMETROS AMBIENTAIS DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO

Conforme citado na seção 4, a caracterização da resiliência das redes elétricas também depende de parâmetros ambientais aos quais o sistema de distribuição encontra-se submetido. Nesse sentido, no escopo do presente estudo, tais parâmetros ambientais encontram-se caracterizados pela pluviosidade nas áreas de concessão das distribuidoras de energia elétrica, representadas pela variável *PLUV*. Distribuidoras que apresentam maior índice de pluviosidade em suas áreas de concessão tendem a sofrer os impactos de eventos climáticos extremos, em comparação com aquelas que apresentam índices inferiores. Nesse sentido, a Figura 6 apresenta a distribuição do parâmetro *PLUV* em um gráfico de box-plot.

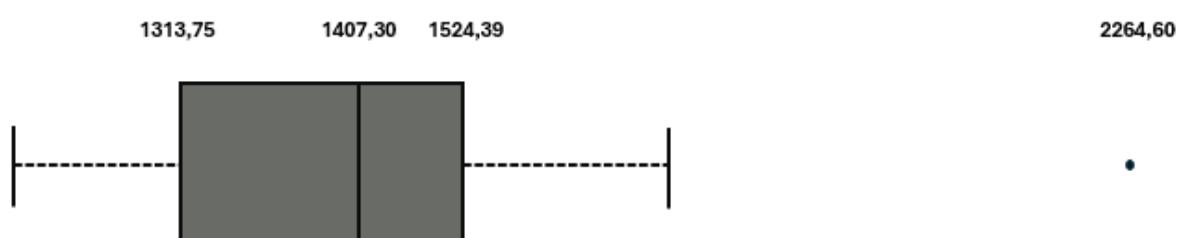


Figura 6. Box-plot dos parâmetros de *PLUV* calculados para as distribuidoras

Da análise da Figura 6, observa-se que a grande maioria das distribuidoras possuem índices de pluviosidade entre 1313,75 mm e 1524,39 mm. Entretanto, existem distribuidoras cujos índices de pluviosidade superam 2000 mm.

6. ANÁLISE DE REGRESSÃO LINEAR MÚLTIPLA

A resiliência da infraestrutura está relacionada com a capacidade do sistema de distribuição sustentar o fornecimento de energia elétrica aos consumidores finais durante a ocorrência de um evento extremo. Nesse sentido, propõe-se investigar se a variável $P_{weather_p99}$, relacionada ao percentual de interrupções com causas climático-ambiental com duração acima do percentil p-99,9%, pode ser explicada pelos parâmetros físicos e ambientais do sistema de distribuição, calculados por meio das variáveis TR_{km} e $PLUV$, via modelo de regressão linear múltipla. Nesse sentido, o modelo de regressão linear múltipla constante na equação a seguir representa a relação linear entre as variáveis supracitadas. A Tabela 7 apresenta mais informações acerca desse modelo.

$$P_{weather_p99} = -1,93 \cdot 10^{-3} - 1,57 \cdot TR_{km} + 3,09 \cdot 10^{-6} \cdot PLUV \quad [4]$$

Tabela 7. Parâmetros obtidos do modelo de regressão linear múltipla

	Model 1
(Intercepto)	-1.93 e-3 (0.37)
TR_{km}	-1.57 ** (0.002)
$PLUV$	3.01 e-6* (0.03)
N	24
R^2	0.48

*** p < 0.001; ** p < 0.01; * p < 0.05.

Da Equação 4, verifica-se uma relação inversamente proporcional da variável $P_{weather_p99}$ em relação à variável física do sistema TR_{km} , o que é esperado, uma vez que o aumento do número transformadores por quilômetro de rede normalmente

implica um sistema elétrico com mais redundâncias, as quais tornam o sistema mais robusto a desligamentos intempestivos, especialmente durante condições climáticas extremas. Já a realação entre a variável $P_{weather_p99}$ e a variável $PLUV$ é diretamente proporcional, o que também era um resultado esperado, uma vez que, quanto maior o índice de precipitação pluviométrica em uma determinada região, maior a tendência de haver interrupções no serviço de distribuição. Do exposto, na sequência apresentam-se as interpretações dos parâmetros lineares que acompanham as variáveis físicas e ambientais do sistema.

- (i) Coeficiente $1,93 \cdot 10^{-3}$: Coeficiente não significativo estatisticamente.
- (ii) Coeficiente de TR_{km} ($-1,57$): Existe uma relação linear entre a variável dependente $P_{weather_p99}$ e a variável TR_{km} . Tal relação indica que, para cada unidade adicional de transformadores por quilômetro de rede, a duração de interrupções acima do percentil p-99,9% diminui em 1,57 pontos percentuais.
- (iii) Coeficiente de $PLUV$ ($3,09 \cdot 10^{-6}$): Existe uma relação linear entre a variável dependente $P_{weather_p99}$ e a variável $PLUV$. Tal relação indica que, para cada milímetro adicional de precipitação, o percentual de interrupções que duram mais do que o percentil p-99,9% aumenta em $3,09 \cdot 10^{-6}$ pontos.

Em continuidade à análise, conforme valores de $p\text{-value}$ constantes na Tabela 7, a probabilidade dos coeficientes da regressão linear serem nulos é extremamente baixa e inferior aos dos níveis de significância usuais para testes de hipóteses ($\alpha = 0,01$, $\alpha = 0,05$ ou $\alpha = 0,10$). Esse fato significa que há evidência estatística de uma relação entre as variáveis de resposta e preditoras. Além disso, o coeficiente de determinação R^2 dessa regressão é igual a 48%, o que implica concluir que 48% da variabilidade dependente é explicada pelas variáveis independentes do modelo.

Além disso, considerando esse modelo de regressão linear múltipla utiliza dados *cross-section*, não se faz necessário testar a autocorrelação dos resíduos. Adicionalmente, o *Variance Inflation Factor* (VIF) para as variáveis TR_{km} e $PLUV$ são ambos iguais a 1,00, o que indica que o modelo não apresenta indícios de multicolinearidade. Por fim, a Tabela 8 apresenta as estatísticas e os resultados dos

testes homocedasticidade e normalidade, não havendo evidências de não-normalidade e heterocedasticidade no modelo.

Tabela 8. Estatísticas de testes do Modelo de Regressão Linear Múltipla

Teste	Estatística	Graus de Liberdade	P-value
Breusch-Pagan	5,8559	2	0,0535
Jarque-Bera	1,0495	2	0,5917

A partir dos resultados apresentados, verifica-se que o percentual de interrupções com causas climáticas com duração acima do percentil p-99,9% pode ser explicado por meio de uma variável física do sistema, a saber, TR_{km} , bem como por meio de uma variável que representa o meio-ambiente ao qual o sistema de distribuição encontra-se inserido, a saber, $PLUV$.

Todavia, rememora-se que o sistema elétrico de distribuição é fisicamente complexo, sendo que o coeficiente de determinação de 48% mostra que podem existir outras variáveis a serem incorporadas no modelo de modo a aumentar esse percentual. Nesse sentido, citam-se que as variáveis (i) percentual de chaves religadoras automáticas; (ii) percentual de cabos protegidos ou isolados; (iii) densidade de quilômetro de rede por quantidade de subestações e (iv) um indicador de redundância do sistema de distribuição poderiam ser de grande valia para realização de uma análise da resiliência da infraestrutura do sistema de distribuição. Ressalta-se que essas variáveis não foram utilizadas no modelo em decorrência da dificuldade de acessar e manipular um banco de dados públicos para todo o sistema de distribuição em tempo hábil para execução deste trabalho.

Além disso, existe uma variável de difícil aquisição, mas que seria de suma importância para explicar a variável $P_{weather_p99}$. Trata-se do percentual de vegetação localizada próxima à rede de distribuição. Essa informação seria de grande valia, uma vez que, em eventos climáticos extremos, as árvores tornam-se mais propensas a tombarem próximas ao sistema de distribuição, em decorrência dos fortes ventos que acompanham as chuvas. Dessa forma, por mais que o sistema de distribuição possua uma característica física extremamente robusta, quedas de árvores podem romper cabos, causando interrupções de energia elétrica. Além disso,

a queda de árvores também causa o bloqueio de ruas e estradas, o que, por consequência, limita a ação das equipes das distribuidoras de energia elétrica a restabelecerem o serviço. Esse é o tema da próxima seção, vinculada à resiliência operacional.

7. DISCUSSÃO SOBRE RESILIÊNCIA OPERACIONAL

Conforme discorrido na Seção 3.1, a resiliência de um sistema de distribuição pode ser segregada em resiliência da infraestrutura e resiliência operacional. A resiliência da infraestrutura está vinculada à robustez física do sistema elétrico, em face da ocorrência de um evento de alta magnitude e baixa probabilidade de ocorrência. A resiliência operacional, por sua vez, vincula-se à rapidez com que o sistema de distribuição se recompõe após a ocorrência de evento disruptivo.

Nesse sentido, o estudo da resiliência operacional pode ser realizado por meio do cálculo do tempo de degradação (Td) e tempo de restauração (Tr) dos sistemas elétricos quando expostos a eventos climáticos extremos. Esses parâmetros são medidos em horas e correspondem, respectivamente, aos indicadores Φ e Π definidos no sistema de métricas de resiliência sugerido por Panteli (2017). No âmbito deste estudo, a avaliação da resiliência operacional considerou apenas interrupções climático-ambiental com duração superior ao percentil p-99,9%, que equivale a 72 horas. Com base nos valores de (Td) e tempo de restauração (Tr), a resiliência operacional pode ser definida como a soma do inverso dois parâmetros.

$$Res_{op} = \frac{1}{Td + Tr} \quad [2]$$

A partir dos dados das interrupções com causa climático-ambiental com duração superior ao percentil p-99,9%, calcularam-se o tempo médio de degradação Td e o tempo médio de restauração Tr do sistema de distribuição brasileiro de 2018 a 2021, conforme representado na **Erro! Fonte de referência não encontrada..**

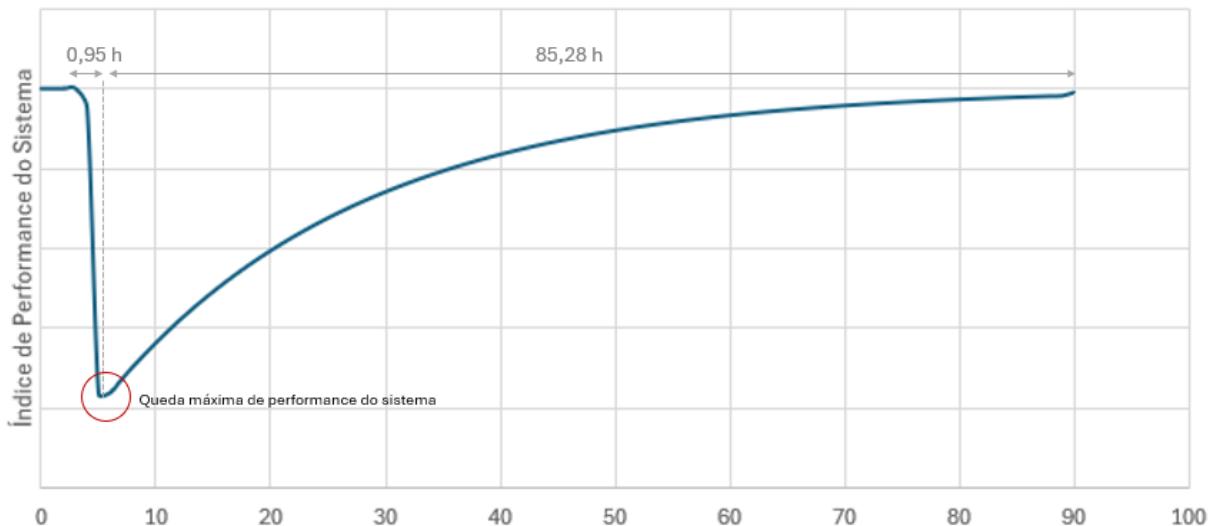


Figura 7. Curva de restauração média do sistema de distribuição brasileiro considerando apenas interrupções com duração acima do percentil p-99,9%

Com base na imagem acima, verifica-se que o tempo médio de degradação T_d é igual a 0,95 horas e o tempo médio de restauração T_r é de 85,28 horas. Ressalta-se que o eixo das ordenadas refere-se a um indicador de performance do sistema. No caso em análise, considerou-se esse indicador como sendo o número de unidades consumidoras não interrompidas, isto é, unidades consumidoras que permaneceram conectadas na ocorrência do evento extremo.

Analogamente ao pontuado na seção anterior, o indicador de resiliência operacional pode ser aprimorado em trabalhos futuros. Isto porque as distribuidoras de energia elétrica podem ter limitações físicas para restabelecerem o serviço de eletricidade. Isso ocorre, por exemplo, quando da ocorrência de uma inundação severa em uma determinada região, ocasião na qual o restabelecimento de energia elétrica pode ser realizado apenas após a drenagem da água acumulada. Dessa forma, não se faz correto responsabilizar as distribuidoras por toda e qualquer interrupção com duração excessiva, uma vez que o restabelecimento pode levar mais tempo do que o usual por motivos alheios à gestão das *utilities*. O mesmo ocorre quando é necessário apoio de outras entidades governamentais para desobstrução de estradas, retirada de árvores derrubadas em função da ação de ventos extremos, bem como acesso em áreas de risco dominadas pelo poder paralelo.

8. CONCLUSÕES

Este trabalho apresentou o conceito de resiliência de redes elétricas em face de eventos climáticos extremos, bem como discorreu a respeito de uma metodologia inicial para sua avaliação. Para tanto, utilizaram-se dados de interrupções disponíveis no portal de dados abertos da ANEEL, bem como informações físicas e ambientais da rede de distribuição disponíveis nas BDGD das distribuidoras e nas planilhas de *input* para o cálculo dos limites dos indicadores de continuidade coletivos das distribuidoras.

Foram analisadas mais de 26 milhões de interrupções do sistema de distribuição, ocorridas entre 2018 a 2021, tendo sido selecionadas aquelas com causas climático-ambiental com duração acima do percentil p-99,9%. Na sequência, construiu-se um modelo de regressão linear múltipla para analisar a relação entre o percentual de interrupções com causa climático-ambiental e as seguintes variáveis físicas e ambientais do sistema de distribuição, a saber: a taxa de transformadores por quilômetro de rede e o índice de pluviosidade médio nas áreas de concessão.

Como resultado, o modelo apresentou um coeficiente de determinação R^2 de 48%, o implicando que 48% da variância da variável dependente $P_{weather_p99}$ pode ser explicada pelas variáveis independentes TR_{km} e $PLUV$. Dessa forma, quanto maior a taxa de transformadores por km de rede, menor será a tendência de interrupções com causas climático-ambiental com duração excessiva. De outro modo, quanto menor o índice de pluviosidade na área de concessão, menor o percentual de interrupções com causa climático-ambiental sofrido pelas distribuidoras.

Todavia, nota-se que o coeficiente de determinação R^2 obtido poderia ser ainda maior caso fossem incluídas outras variáveis no estudo. Por essa razão, recomenda-se como trabalho futuro a execução do modelo de regressão utilizando-se mais variáveis físicas do sistema de distribuição, tais como percentual de chaves religadoras automáticas, percentual de rede subterrânea, percentual de cabos protegidos ou isolados, densidade de km de rede por quantidade de subestações, um indicador de redundância do sistema de distribuição, bem como indicadores de rajadas de vento. Essas informações não são de simples aquisição em um banco de dados públicos e, por isso, não foram utilizadas no âmbito deste trabalho. Além disso, recomenda-se também a criação e análise de um indicador que representa o percentual de vegetação

próxima à rede de distribuição, tendo em vista que, na ocorrência de um evento severo, as árvores tornam-se mais propensas a tombarem próximas à rede, como consequência dos ventos que acompanham as chuvas.

Além disso, recomenda-se o estudo da mensuração da resiliência de redes elétricas utilizando-se outras técnicas de estatísticas e machine learning, tais como modelos lineares generalizados, redes neurais, bem como regressão por vetores de suporte, tal utilizado por Rozhin Eskandarpour, citado na Seção 2 deste documento. Nesses estudos, recomenda-se também o uso de variáveis associadas ao clima de cada região das distribuidoras do Brasil, tais como precipitação, vento, rajadas de vento e temperaturas máximas e mínimas. De posse do conjunto de variáveis físicas e do conjunto de variáveis meteorológicas, pode-se estabelecer um indicador de resiliência da infraestrutura aplicado às distribuidoras de energia elétrica do país.

Por fim, discorreu-se a respeito da resiliência operacional, com base no tempo de degradação e no tempo de restauração do sistema de distribuição na ocorrência de um evento climático extremo. De todo modo, essa métrica deve ser interpretada com parcimônia, uma vez que, comumente, após a ocorrência de um evento severo, o restabelecimento célere do serviço esbarra em fatores que fogem à alcada de gestão das distribuidoras, tais como inundações, obstrução de passagem em decorrência da queda de pontes ou danos em estradas, existência de árvores de grande porte em contato com a rede, bem como interrupções ocorridas em áreas de risco dominadas pelo poder paralelo.

9. REFERÊNCIAS

BIE, Zhaohong et al, 2017, Battling the Extreme: A Study on the Power System Resilience, Proceedings of the IEEE, doi 10.1109/JPROC.2017.2679040.

CARRINGTON et al, 2020, “Extracting Resilience Statistics from Utility Data in Distribution Grids”, IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESMG), doi 10.1109/PESGM41954.2020.9281596.

ESKANDARPOUR, Rozhin et al, 2017, “Improving power grid resilience through predictive outage estimation”, IEEE, 2017 North American Power Symposium (NAPS), vol 1, 1-5.

JUFRI, Fauzan Hanif et al, 2017, "Analysis of Determinants of the Impact and the Grid Capability to Evaluate and Improve Grid Resilience from Extreme Weather Event". Energies, MDPI.

LUO, Diansheng et al, 2018, "Estimation Method of Distribution Network Resilience Focusing on Critical Loads", IEEE Access, vol. 6, 61633- 61639.

MOHAGUEGHI, Salman et al, 2015, "Power Grid and Natural Disasters: A Framework for Vulnerability", 2015 Seventh Annual IEEE Green Technologies Conference, doi 10.1109/GREENTECH.2015.27.

PANTELIS, Mathaios et al., 2017, "Power Systems Resilience Assessment: Hardening and Smart Operational Enhancement Strategies", Institute of Electrical and Electronics Engineers. Proceedings , vol. 105, 1202-12.

POUDEL, Shiva et al, 2020, "Risk-based Probabilistic Quantification of Power Distribution System Operational Resilience", IEEE Systems Journal, vol. 14, 3506-3517.

POUDYAL et al, 2022, "A RiskDriven Probabilistic Approach to Quantify Resilience in Power Distribution Systems", 17th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS), vol. 1, 1-6.

PRODIST, Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional, Módulos 1, 6, 8 e 10, ANEEL, Resolução Normativa nº 956/2021.