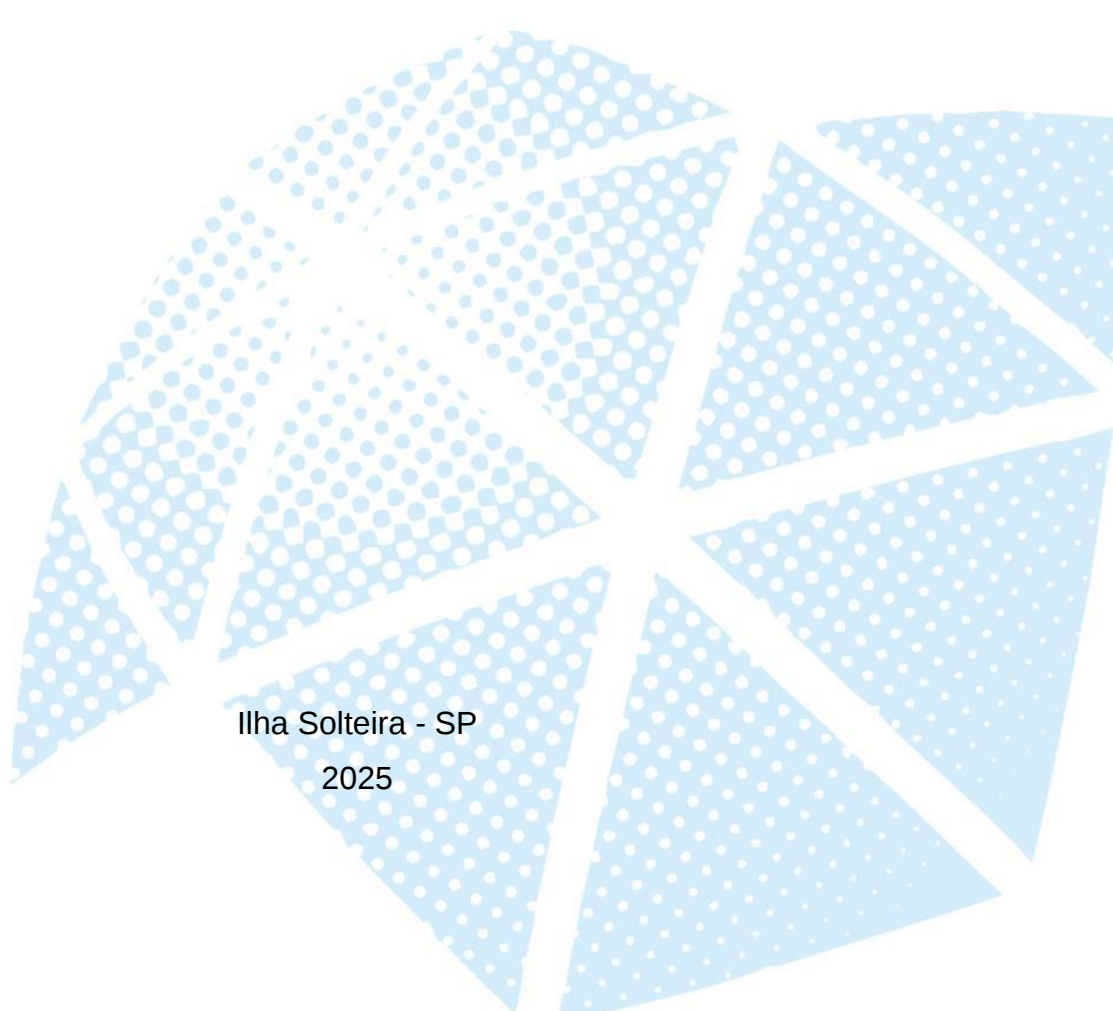


**UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA “JÚLIO DE MESQUITA FILHO”
CAMPUS DE ILHA SOLTEIRA**

CEZAR PAOLONI FAHD

**DETERMINAÇÃO DOS ÍNDICES DE CONFIABILIDADE EM REDES DE
DISTRIBUIÇÃO USANDO ANÁLISE DE TOPOLOGIA E DADOS HISTÓRICOS**



Ilha Solteira - SP
2025

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

CEZAR PAOLONI FAHD

**DETERMINAÇÃO DOS ÍNDICES DE CONFIABILIDADE EM REDES DE
DISTRIBUIÇÃO USANDO ANÁLISE DE TOPOLOGIA E DADOS HISTÓRICOS**

Trabalho de graduação apresentado à
Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira
– Unesp como parte dos requisitos para
obtenção do título de Engenheiro
Eletricista.

Prof. Dr. Jonatas Boas Leite

Ilha Solteira - SP

2025

FICHA CATALOGRÁFICA
Desenvolvida pela Diretoria Técnica de Biblioteca e Documentação

F157d Fahd, Cezar Paoloni.
Determinação dos índices de confiabilidade em redes de distribuição usando análise de topologia e dados históricos / Cezar Paoloni Fahd. -- Ilha Solteira: [s.n.], 2025
46 f. : il.

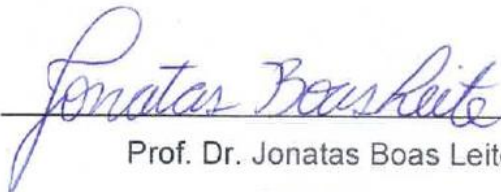
Trabalho de conclusão de curso (Graduação em Engenharia Elétrica) - Universidade Estadual Paulista. Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira, 2025

Orientador: Jonatas Boas Leite
Inclui bibliografia

1. Análise de confiabilidade. 2. Indicadores de continuidade. 3. Processamento de topologia. 4. Restauração. 5. Sistemas de distribuição.

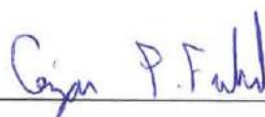
ATA DE DEFESA DE TRABALHO DE GRADUAÇÃO

Aos doze dias do mês de dezembro do ano de dois mil e vinte e cinco, o discente **Cezar Paoloni Fahd**, matriculado sob o nº 182054021, tendo como banca examinadora o seu orientador, o Prof. Dr. *Jonatas Boas Leite*, o Doutorando *Vagner Antônio de Moraes da Cruz* e o Mestrando *Eric Felipe Garcia Souza*, apresentou o Trabalho de Graduação intitulado "**Determinação dos índices de confiabilidade em redes de distribuição usando análise de topologia e dados históricos**", obtendo a nota 10,0 (DEZ) e conceito APROVADO.



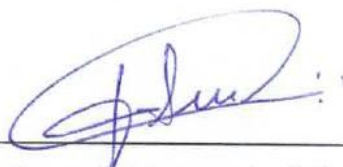
Prof. Dr. Jonatas Boas Leite

- Orientador -

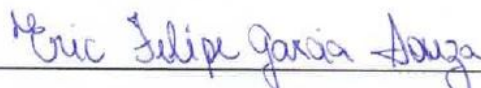


Cezar Paoloni Fahd

- Discente -

Doutorando Vagner Antônio de Moraes da
Cruz

- Membro da Banca -



Mestrando Eric Felipe Garcia Souza

- Membro da Banca -

Dedico este trabalho à minha mãe
Danielle Freire Paoloni

AGRADECIMENTOS

À minha mãe, Danielle Freire Paoloni, por ser a minha primeira e maior incentivadora, por suas palavras de conforto e força nos momentos de cansaço, e por seu amor incondicional que pavimentou o caminho para que eu chegasse até aqui. Ao meu padrasto, Dawson José Guimarães Faria, por seu apoio tranquilo e constante, e por sempre oferecer uma perspectiva de incentivo e fé no meu futuro. Ao meu pai, Marcio Fahd, por ter me ensinado a importância do esforço, da dedicação e do comprometimento. À minha madrastra, Fabiana Rotelli, pela compreensão e pelo incentivo sempre presentes, criando um ambiente familiar de apoio fundamental. E aos meus queridos irmãos, Bianca Faria, Theo Fahd e Rubi Fahd, por serem a minha alegria e o meu refúgio. É por vocês que busco ser uma versão melhor de mim.

O meu mais sincero agradecimento se estende à minha namorada, Kathrein Alves. Seu amor, paciência e companheirismo foram essenciais, especialmente nos momentos de maior pressão e dedicação intensa a este projeto. Você é o meu porto seguro e a minha motivação diária.

Aos colegas de faculdade, as longas noites de estudo, as dúvidas compartilhadas e o companheirismo tornaram a jornada mais leve e memorável.

Por fim, agradeço à minha família acadêmica: a equipe Fenix Racing de Fórmula SAE. Cada membro da equipe personifica o que a engenharia tem de melhor: trabalho em conjunto, paixão por desafios e resiliência.

“O futuro pertence àqueles que creem na beleza de seus sonhos.” (Eleanor Roosevelt).

RESUMO

A operação eficiente das redes de distribuição é fundamental para garantir a qualidade do fornecimento de energia elétrica. Este trabalho apresenta o desenvolvimento de uma ferramenta computacional voltada à análise topológica e ao cálculo de indicadores de confiabilidade, visando quantificar o desempenho do sistema sob cenários de contingência. A metodologia adota a teoria dos grafos para modelar a rede, utilizando o algoritmo de Busca em Profundidade (DFS) para processar a estrutura física, estabelecer a hierarquia de fluxos e segmentar o sistema em seções de manobra. Um algoritmo de análise de contingência simula falhas permanentes, avaliando automaticamente a viabilidade de restauração via alimentadores laterais com base na capacidade de transferência disponível. A partir do processamento de históricos de ocorrências, a ferramenta calcula os indicadores de continuidade regulamentados e dimensiona o impacto econômico através da Energia Não Suprida e do Custo Total de Interrupção, segregado por classe de consumo. Os resultados obtidos com a rede teste demonstram que a duração do restabelecimento é o fator preponderante para a conformidade regulatória. A análise de sensibilidade evidenciou uma correlação direta entre o tempo de resposta das equipes e as penalidades financeiras, comprovando que a operação manual resulta em indicadores superiores aos limites aceitáveis e justificando investimentos em automação para a otimização da rede.

Palavras-chave: Análise de confiabilidade; Indicadores de continuidade; Processamento de topologia; Restauração; Sistemas de distribuição.

ABSTRACT

Efficient operation of distribution networks is fundamental to ensuring the quality of power supply. This work presents the development of a computational tool for topological analysis and reliability index calculation, aiming to quantify system performance under contingency scenarios. The methodology adopts graph theory to model the network, employing the Depth-First Search (DFS) algorithm to process the physical structure, establish flow hierarchy, and segment the system into switching sections. A contingency analysis algorithm simulates permanent faults, automatically evaluating the feasibility of restoration via lateral feeders based on available transfer capacity. By processing historical outage data, the tool calculates regulated continuity indices (SAIDI and SAIFI) and measures the economic impact through Energy Not Supplied (ENS) and Total Interruption Cost, segregated by consumer class. The results obtained with the tDN_135b test network demonstrate that restoration duration is the overriding factor for regulatory compliance. Sensitivity analysis revealed a direct correlation between crew response time and financial penalties, proving that manual operation leads to indicators exceeding acceptable limits and justifying investments in automation for network optimization.

Keywords: Continuity indicators; Distribution systems; Reliability analysis; Restoration; Topology processing.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Painel de Indicadores de Continuidade – DEC da Neo Elektro nos últimos 12 meses.....	24
Figura 2: Diagrama de Classes de rede de Distribuição.....	25
Figura 3 - Pseudocódigo para Busca em Largura.....	27
Figura 4 - Pseudocódigo para Busca em profundidade.....	28
Figura 5 - Diagrama de seções de rede de distribuição.....	30
Figura 6 - Seções de rede de distribuição e alimentadores laterais.....	31
Figura 7 - Rede de distribuição com 136 barras.....	32
Figura 8 - Relatório de estado considerando falta no ramo 47-48.....	33
Figura 9 - Comparação entre DEC simulado e real (6 horas)	37
Figura 10 - Comparação entre FEC simulado e real (6 horas)	37
Figura 11 - Comparação entre DEC simulado e real (4 horas)	39
Figura 12 - Comparação entre FEC simulado e real (4 horas)	39
Figura 13 - Comparação entre DEC simulado e real (8 horas)	40
Figura 14 - Comparação entre FEC simulado e real (8 horas)	41

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Indicadores Anuais considerando 6 horas.....	35
Tabela 2: Registro de DEC e FEC por um ano (6 horas)	35
Tabela 3: Registro de DEC e FEC por um ano (4 horas)	30
Tabela 4: Registro de DEC e FEC por um ano (8 horas)	31
Tabela 5: DEC, FEC, ENS e custo.....	41

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

DMS	Sistemas de Gerenciamento de Distribuição
DIC	Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora
DEC	Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
FIC	Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora
FEC	Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
ENS	Energia Não Suprida
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BT	Baixa Tensão
MT	Média Tensão
IES	Instituição de Ensino Superior
MEC	Ministério da Educação
OMS	Organização Mundial da Saúde
SEP	Sistema Elétrico de Potência
NUC	Número de Unidades Consumidoras
IDH	Índice de Desenvolvimento Humano
TP	Processador Topológico
DFS	<i>Depth-First Search</i>
BFS	<i>Breadth-First Search</i>
LIFO	<i>Last-In First-Out</i>
NA	Normalmente Aberto

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	16
2	ANÁLISE DE CONFIABILIDADE	17
2.1	O FENÔMENO DA FALTA DE ENERGIA.....	17
2.1.1	Faltas Temporárias.....	17
2.1.2	Faltas Permanentes.....	18
2.2	DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO E MANOBRA.....	18
2.2.1	Religador Automático	18
2.2.2	Chave Fusível	18
2.2.3	Coordenação de proteção	19
2.2.4	Chave Seccionadoras	19
2.3	ANÁLISE DE CONFIABILIDADE.....	19
3	INDICADORES DE CONFIABILIDADE	22
3.1	OS INDICADORES INDIVIDUAIS	22
3.2	INDICADORES COLETIVOS	23
3.3	INDICADOR DE IMPACTO	24
4	MODELAGEM E ANÁLISE DE DADOS	25
4.1	MODELAGEM DE DADOS	25
4.2	IMPLEMENTAÇÃO DO PROCESSADOR TOPOLÓGICO	26
4.2.1	Busca em Profundidade	26
4.2.2	Busca em Largura	27
4.3	SEGMENTAÇÃO LÓGICA	29
4.3.1	Implementação de Alimentadores laterais	30
5	ANÁLISE DOS RESULTADOS E DISCUSSÕES.....	31
5.1	CENÁRIO DE SIMULAÇÃO	31
5.2	VALIDAÇÃO DO MODELO DE ANÁLISE DE CONTINGÊNCIA.....	33
5.3	ANÁLISE DA SIMULAÇÃO HISTÓRICA.....	34
6	CONCLUSÃO	43
	REFERÊNCIAS.....	45

1 INTRODUÇÃO

A energia elétrica é um pilar fundamental da sociedade moderna, e sua disponibilidade contínua é vital para o bem-estar econômico e social. Dentro do Sistema Elétrico de Potência, as redes de distribuição representam o segmento final de entrega ao consumidor e, simultaneamente, o mais vulnerável a interrupções. Segundo Fernandes (2023), as redes de distribuição são sistemas complexos que exigem monitoramento constante, e a aplicação de algoritmos eficientes para processamento de topologia é crucial para garantir a qualidade do fornecimento. A crescente complexidade dessas redes, aliada às expectativas cada vez maiores dos consumidores, impõe desafios significativos à operação e ao planejamento.

Para gerenciar essa complexidade, os operadores dependem de uma compreensão precisa da configuração da rede. A restauração da rede de distribuição é uma questão recorrente de interesse da indústria, uma vez que as redes permanecem vulneráveis a eventos externos e as expectativas dos clientes quanto à continuidade do serviço aumentam continuamente. O operador do sistema tem como principal atribuição a preservação das redes em estado normal e seguro, sendo os aplicativos de análise de segurança fundamentais para auxiliar nessa tarefa.

Tradicionalmente, a avaliação do desempenho da rede tem sido reativa. No entanto, métodos proativos para quantificar a qualidade do serviço têm sido buscados. Trabuco (2023) ressalta que a análise de confiabilidade baseada em dados históricos e topologia permite determinar índices fundamentais para a avaliação do sistema. Os principais indicadores regulamentados são os individuais, DIC e FIC e os coletivos, DEC e FEC. Campos (2024) reforça que a análise de confiabilidade, utilizando métodos como simulação de Monte Carlo ou análise determinística, é essencial para prever o comportamento da rede frente a falhas e justificar investimentos em manutenção e automação.

Diante desse contexto, este trabalho propõe o desenvolvimento de uma ferramenta computacional para análise topológica e cálculo de confiabilidade. Para atingir esse objetivo, a metodologia empregada envolveu a modelagem da rede elétrica como um grafo. Fernandes (2023) demonstra que algoritmos de busca em grafos, como a Busca em Profundidade (DFS), são altamente eficazes para varrer a topologia da rede, identificar conexões e estabelecer a hierarquia necessária para a simulação de fluxos de potência e faltas.

Como contribuição principal, este trabalho apresenta uma plataforma integrada que processa históricos de eventos para calcular DEC, FEC e o Custo Total de Interrupção. A ferramenta permite a análise de sensibilidade, corroborando a visão de Trabuço (2023) de que a eficiência no processo de restauração e a redução do tempo de interrupção são os fatores mais críticos para a melhoria dos indicadores de qualidade e para a redução das penalidades financeiras impostas às concessionárias.

2 ANÁLISE DE CONFIABILIDADE

A análise de confiabilidade é definida como a capacidade da rede de distribuição de fornecer energia ininterrupta a seus clientes em um nível predeterminado de qualidade e segurança (GONEN, 2014). O principal objetivo desta análise é quantificar o desempenho do sistema, uma vez que as redes de distribuição são o segmento mais vulnerável do sistema elétrico, responsáveis por aproximadamente 80% de todas as faltas que afetam os consumidores (BILLINTON; ALLAN, 1996). As interrupções no fornecimento causam impactos econômicos diretos e indiretos tanto para a concessionária quanto para a sociedade (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2010). Para avaliar esse desempenho no Brasil, Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) regulamenta indicadores de continuidade, como o DIC, FIC, DEC e FEC, que se tornam a métrica central para o planejamento e a operação da rede. O cálculo desses indicadores depende fundamentalmente da compreensão de como o sistema reage a um evento de falta.

2.1 O FENÔMENO DA FALTA DE ENERGIA

Uma "falta" ou contingência é um evento que altera o estado operacional da rede, movendo-a de "normal" para um estado de "alerta" ou "restaurativo". As faltas são a causa raiz de todas as interrupções e são divididas em duas categorias principais:

2.1.1 Faltas Temporárias

- Compõem a grande maioria dos eventos, representando entre 75% e 90% de todas as ocorrências.

- São falhas de curta duração e "autolimpantes", como o toque momentâneo de um galho de árvore na rede ou uma descarga atmosférica.
- Não exigem intervenção humana para serem resolvidas.

2.1.2 Faltas Permanentes

- São menos frequentes, mas possuem um impacto muito maior na interrupção do serviço.
- São falhas físicas persistentes, como um cabo rompido, um poste caído ou um equipamento danificado.
- Exigem ações de manutenção corretiva e intervenção de equipes de campo para que a rede volte ao estado normal de operação.

2.2 DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO E MANOBRA

Para lidar com os diferentes tipos de falta, a rede de distribuição utiliza um sistema coordenado de dispositivos. O objetivo desses dispositivos é: eliminar faltas temporárias automaticamente, sem interromper o cliente a longo prazo, e isolar faltas permanentes na menor área possível, permitindo a restauração do serviço para o restante da rede.

2.2.1 Religador Automático

O religador automático é um interruptor automático que abre e fecha seus contatos um número predefinido de vezes quando detecta uma sobrecorrente. Sua função principal é mitigar as faltas temporárias. A ideia é que, durante a breve abertura do religador, a causa da falta temporária seja eliminada. O religador então fecha, restaurando a energia em segundos.

.

2.2.2 Chave Fusível

É o dispositivo de proteção mais básico, constituído por um elo fusível que derrete quando aquecido por uma sobrecorrente, interrompendo o circuito.

Sua principal desvantagem é que ele não diferencia faltas temporárias de permanentes. Ele pode derreter desnecessariamente em uma falta temporária, exigindo uma longa visita de equipe de campo para troca e aumentando o DEC do consumidor.

2.2.3 Coordenação de proteção

Este é o fundamento da proteção em redes radiais. O religador e o fusível são coordenados.

Em falta temporária: O religador é configurado para operar em modo "rápido", abrindo o circuito antes que o elo fusível tenha tempo de aquecer e derreter. O religador salva o fusível.

Em falta permanente: O religador tenta suas operações rápidas, mas a falta persiste. Após um número predefinido de tentativas, ele muda seu modo de operação para "lento". Agora, ele permite que o fusível tenha tempo de derreter, isolando permanentemente apenas aquele pequeno ramal.

2.2.4 Chave Seccionadoras

São dispositivos usados para a restauração da rede e não para interromper correntes de falta.

Após uma falta permanente ser isolada, as chaves seccionadoras são usadas para reconfigurar a topologia da rede.

Elas permitem transferir cargas de seções que ficaram desenergizadas para alimentadores vizinhos, minimizando o número de consumidores afetados

2.3 ANÁLISE DE CONFIABILIDADE

A Análise de Confiabilidade, no contexto dos sistemas de distribuição de energia elétrica, é o estudo e a quantificação da capacidade da rede em fornecer energia de forma contínua, atendendo a níveis predeterminados de qualidade e segurança. A alta demanda da sociedade moderna exige que os sistemas de distribuição mantenham elevados níveis de confiabilidade e disponibilidade.

Esta análise é crucial porque as redes de distribuição são, historicamente, o segmento mais vulnerável do Sistema Elétrico de Potência (SEP). O objetivo desta etapa é, portanto, entender como o sistema reage a eventos de falta e como seu desempenho é medido e gerenciado.

A análise de confiabilidade não é apenas uma métrica operacional interna; é o principal mecanismo pelo qual as concessionárias são reguladas e avaliadas. A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) estabelece a metodologia para o acompanhamento do desempenho das distribuidoras.

A premissa central da regulação é a análise comparativa, que parte do princípio de que “conjuntos de consumidores semelhantes devem apresentar desempenho equivalente”. Para aplicar esta premissa, a ANEEL utiliza técnicas estatísticas de clusterização. Este método agrupa conjuntos de consumidores ou concessionárias com características homogêneas, considerando uma vasta gama de atributos, que podem incluir:

- Atributos Físico-Elétricos: Extensão da rede, potência instalada, número de consumidores (NUC).
- Atributos Socioeconômicos: Renda per capita, Índice de Desenvolvimento Humano (IDH).
- Atributos Geográficos e Climáticos: Densidade de descargas atmosféricas, índice pluviométrico, densidade de estradas.

Uma vez que esses grupos são formados, a agência define os limites de desempenho para os indicadores de continuidade. As concessionárias são, portanto, obrigadas a registrar e reportar detalhadamente todas as interrupções com duração igual ou superior a três minutos. O não cumprimento desses limites resulta em penalidades e na necessidade de compensação financeira direta aos consumidores afetados.

Os documentos regulatórios e acadêmicos classificam as interrupções em categorias principais, com base na sua origem, e identificam os fatores geradores que impactam o desempenho da rede.

As interrupções são frequentemente categorizadas por sua origem, tais como:

- Falha de Componente: Interrupções causadas pela falha intrínseca de equipamentos do sistema, como religadores, fusíveis, transformadores ou condutores.

- **Clima:** Eventos causados por condições climáticas severas, que são um dos principais fatores não gerenciáveis.
- **Manutenção ou Erro Humano:** Interrupções, programadas ou não, que ocorrem devido à necessidade de manutenção, podas de árvores, ou erros operacionais.

Os fatores geradores, ou as causas específicas dessas interrupções, são diversos e complexos. A ANEEL, em seus estudos para definição de limites, analisa profundamente esses fatores, pois eles explicam por que redes em diferentes regiões apresentam desempenhos distintos. Entre os principais fatores geradores, destacam-se:

- **Climáticos:** Inclui a densidade de descargas atmosféricas, que pode danificar equipamentos, e o índice pluviométrico, que causam quedas de árvores e inundações.
- **Ambientais e Geográficos:** Fatores como a vegetação exigem manutenção constante para evitar que galhos toquem a rede, causando faltas temporárias e permanentes. A poluição e a salinidade também podem degradar isoladores, causando falhas .
- **Estruturais e de Acesso:** A dificuldade de acesso a uma falha impacta diretamente a duração da interrupção. Atributos como a densidade de estradas pavimentadas e a distinção entre redes rurais e urbanas são cruciais; uma falha em uma rede rural de difícil acesso levará muito mais tempo para ser resolvida por uma equipe de campo do que uma falha em um centro urbano.
- **Socioeconômicos:** Fatores como índices de criminalidade ou a presença de domicílios subnormais também são considerados, pois podem representar áreas com dificuldade de acesso para manutenção ou com maior incidência de ligações clandestinas que causam faltas.

Compreender esses fatores é essencial para a concessionária, pois eles definem o "cenário de desafio" no qual a rede opera, e para o regulador, que os utiliza para criar agrupamentos de concessionárias com desafios semelhantes, permitindo uma comparação de desempenho mais justa.

3 INDICADORES DE CONFIABILIDADE

A análise de confiabilidade visa quantificar a qualidade do serviço de distribuição de energia. Para isso, a ANEEL estabelece um conjunto de indicadores que medem o desempenho da rede com base em dois critérios principais: a frequência com que as interrupções ocorrem e a duração total dessas interrupções.

Esses indicadores são divididos em duas famílias principais: Individuais, com a atenção ao consumidor, e Coletivos, voltados ao sistema.

3.1 OS INDICADORES INDIVIDUAIS

Para avaliar esse desempenho no Brasil, a ANEEL regulamenta indicadores de continuidade, como o DIC, FIC, DEC e FEC, que se tornam a métrica central para o planejamento e a operação da rede. Os indicadores individuais são a base de toda a análise, pois medem o impacto real das interrupções na experiência de uma única unidade consumidora. Eles são cruciais para a regulação, visto que, conforme estabelecido pelo PRODIST (ANEEL, 2021), é a violação dos limites individuais que gera a obrigação de compensação financeira direta ao cliente, servindo como instrumento de proteção ao consumidor final e penalização econômica para a concessionária.

O DIC representa o tempo total, medido em horas, que um consumidor específico ficou sem fornecimento de energia durante um período de apuração, sendo calculado da seguinte forma:

$$DIC = \sum_{i=1}^n t(i) \quad (1)$$

Sendo i o índice de interrupções da unidade consumidora ou por ponto de conexão no período de apuração, variando de 1 a n ; n o número de interrupções da unidade consumidora ou por ponto de conexão considerado, no período de apuração; $t(i)$ o tempo de duração da i -ésima interrupção da unidade consumidora considerada ou do ponto de conexão, no período de apuração;

O FIC representa o número total de vezes (a frequência) que um consumidor específico sofreu uma interrupção no período de apuração:

$$FIC = n \quad (2)$$

3.2 INDICADORES COLETIVOS

A partir dos indicadores individuais, são calculados os indicadores de continuidade coletivos que são as métricas de gestão mais utilizadas pelas concessionárias e pela ANEEL. Eles não olham para um único cliente, mas sim para o desempenho médio de um conjunto de unidades consumidoras

O DEC é a duração média, em horas, que um consumidor dentro daquele conjunto ficou sem energia no período. É o indicador mais famoso para medir a qualidade do serviço:

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^{NUC} DIC(i)}{NUC} \quad (3)$$

Sendo NUC o número total de unidades consumidoras faturadas do conjunto no período de apuração, atendidas em baixa tensão (BT) ou média tensão (MT);

O FEC é a frequência média de interrupções que um consumidor dentro daquele conjunto sofreu no período. Calculado através:

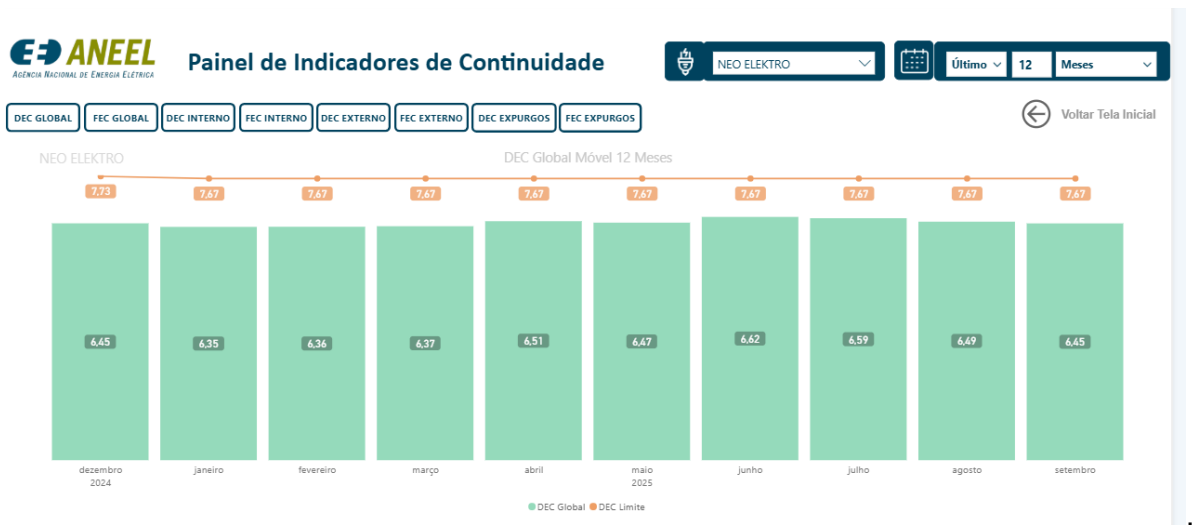
$$FEC = \frac{\sum_{i=1}^{NUC} FIC(i)}{NUC} \quad (4)$$

Os limites dos indicadores DIC são vinculados ao limite anual do indicador DEC, enquanto os limites do indicador FIC são vinculados ao limite anual do indicador FEC. No caso de violação do limite de continuidade individual dos indicadores DIC e FIC, a distribuidora deve calcular a compensação ao consumidor ou central geradora e efetuar o crédito na fatura apresentada em até 2 meses após o período de apuração.

É importante notar que esses indicadores não são apenas para uso interno das concessionárias. A ANEEL, como órgão regulador, coleta, audita e torna públicos esses dados de desempenho. Em seu portal oficial, é possível consultar os valores de

DEC e FEC apurados para cada concessionária de distribuição, permitindo a comparação do desempenho entre diferentes empresas, estados e regiões do país, como parte de sua metodologia de análise comparativa, como demonstrado na figura 1.

Figura 1 - Painel de Indicadores de Continuidade – DEC da Neo Elektro nos últimos 12 meses



Fonte: [ANEEL | Portal Reports Abertos](#) (Acesso em 16/11/2025 – 13:13)

3.3 INDICADOR DE IMPACTO

Diferente dos indicadores de continuidade, a Energia Não Suprida (ENS) é um indicador de impacto físico e econômico. A ENS quantifica a quantidade total de energia que deixou de ser fornecida à rede devido a interrupções. Ela não mede quantos clientes foram afetados, mas sim o tamanho da carga que foi cortada e por quanto tempo ela permaneceu desligada.

Para refinar a análise do impacto econômico, a ENS é frequentemente segmentada por classes de consumo, sendo esta: residencial, comercial e industrial. Essa segmentação é crucial, pois a interrupção de uma carga industrial, por exemplo, acarreta prejuízos financeiros proporcionalmente maiores do que uma carga residencial de mesma potência, devido à paralisação de processos produtivos. Portanto, no modelo computacional desenvolvido, a carga total interrompida é composta pela soma das demandas individuais de cada classe presentes na seção afetada.

4.2 IMPLEMENTAÇÃO DO PROCESSADOR TOPOLÓGICO

Um dos componentes centrais do Processador de Topologia (TP) é o algoritmo de travessia de grafo, usado para percorrer a rede a partir da raiz (subestação) e estabelecer as conexões hierárquicas. Os dois principais candidatos para esta tarefa são a Busca em Profundidade (DFS - *Depth-First Search*) e a Busca em Largura (BFS - *Breadth-First Search*).

4.2.1 Busca em Profundidade

A Busca em Profundidade é um algoritmo de travessia que explora um caminho o mais fundo possível no grafo antes de retroceder.

O algoritmo começa na subestação e seleciona um ramo para seguir. Ele avança por esse ramo até a próxima barra e então, seleciona o próximo ramo. Este processo continua até que uma barra final ou um ramo com uma chave aberta seja alcançada. Somente neste ponto o algoritmo retrocede um passo para a barra anterior e busca explorar o próximo caminho lateral que ainda não foi visitado.

O DFS utiliza fundamentalmente uma estrutura de dados Pilha, que opera no modo LIFO (Last-In, First-Out). Quando a função de busca se chama recursivamente para um nó filho, ela "empilha" o estado atual; quando a função retorna, ela "desempilha" e retorna ao estado anterior.

Esta abordagem é particularmente adequada para redes de distribuição radiais, pois ela naturalmente segue o caminho de um alimentador principal e suas derivações.

Figura 3 – Pseudocódigo para Busca em profundidade

```

% 1. Marca o vértice atual como visitado
visitados.Adicionar(vertice_atual)

% 2. Itera sobre todos os vizinhos (ramos a jusante)
PARA CADA vizinho EM vertice_atual.getVizinhos():
    % 3. Obtém a barra de destino (o próximo vértice)
    proximo_vertice = vizinho.getBarraPara()

    % 4. Se o próximo vértice ainda não foi visitado
    SE visitados.Contem(proximo_vertice) == FALSO:
        % 5. Adiciona a aresta (ramo) à árvore resultante
        arestas_da_arvore.Adicionar(vizinho)

        % 6. Chama a função recursivamente para o próximo vértice
        DFS_Recurso(proximo_vertice)

% 7. (Se não há mais vizinhos não visitados, a função retorna)

```

Fonte: Próprio autor

4.2.2 Busca em Largura

A Busca em Largura é o algoritmo de travessia alternativo, que explora o grafo de maneira oposta ao DFS, ou seja, por níveis.

. O algoritmo começa no ponto inicial e primeiro visita todos os vizinhos diretos. Somente após ter visitado todos os nós do nível 1, ele avança para o próximo nível, visitando todos os vizinhos do nível 2, e assim sucessivamente.

O BFS utiliza fundamentalmente uma estrutura de dados em sequência, que opera no modo FIFO (*First-In, First-Out*). Diferente da recursão do DFS, esta fila deve ser criada e gerenciada explicitamente pelo programa.

Figura 4 – Pseudocódigo para Busca em Largura

```

% 1. Inicializa estruturas
fila = nova Fila()
visitados = novo Set()
arestas_da_arvore = nova Lista()X

% 2. Começa pela raiz
vertice_raiz = grafo.getRaiz()
fila.Enqueue(vertice_raiz)
visitados.Adicionar(vertice_raiz)

% 3. Loop principal: continua enquanto houver nós na fila
ENQUANTO fila.NaoEstaVazia():

    % 4. Pega o próximo vértice da fila (o mais antigo)
    vertice_atual = fila.Dequeue()

    % 5. Itera sobre todos os vizinhos (ramos a jusante)
    PARA CADA vizinho EM vertice_atual.getVizinhos():
        proximo_vertice = vizinho.getBarraPara()

% 6. Se o próximo vértice ainda não foi visitado
SE visitados.Contem(proximo_vertice) == FALSO:
    % 7. Marca como visitado
    visitados.Adicionar(proximo_vertice)
    X
    % 8. Adiciona a aresta (ramo) à árvore
    arestas_da_arvore.Adicionar(vizinho)

    % 9. Adiciona o próximo vértice ao FIM da fila
    fila.Enqueue(proximo_vertice)

```

Fonte: Próprio autor

A principal vantagem do BFS é sua capacidade de encontrar o caminho mais curto entre a raiz e qualquer outro nó. No entanto, para o simples processamento da topologia, essa vantagem não é relevante. Já sua principal desvantagem em redes de distribuição é o alto consumo de memória, pois a fila precisa armazenar todos os nós de um mesmo nível, o que pode crescer exponencialmente.

Para a etapa de processamento topológico, adotou-se o algoritmo de Busca em Profundidade (DFS). Segundo Fernandes (2023), a DFS apresenta desempenho superior na determinação da orientação dos fluxos em redes radiais, pois sua natureza recursiva simplifica a identificação de dependências hierárquicas entre os

componentes. Durante a travessia, o algoritmo segmenta a rede em seções lógicas sempre que um dispositivo de manobra é encontrado, permitindo a agregação de cargas e consumidores por zonas de proteção, o que é fundamental para o cálculo posterior dos índices de confiabilidade

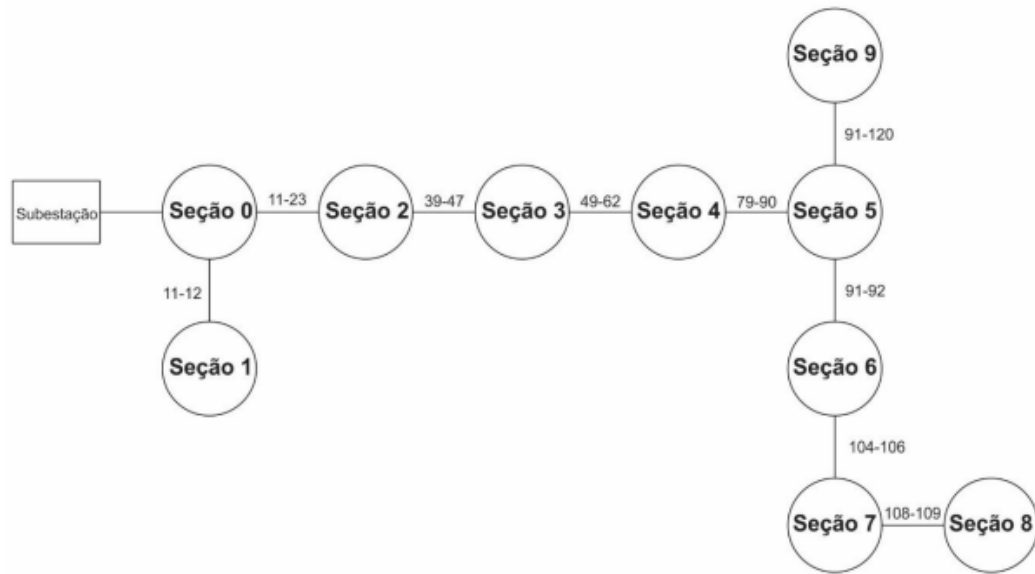
4.3 SEGMENTAÇÃO LÓGICA

Em uma rede de distribuição, o fluxo de energia é predominantemente radial, assemelhando-se à estrutura de uma árvore, onde a subestação é a raiz e os consumidores são as folhas. Embora a rede seja fisicamente contínua, para fins operacionais e de análise, ela não é tratada como uma entidade monolítica. Em vez disso, ela é dividida em segmentos lógicos menores, conhecidos como Seções ou Zonas.

Uma seção é formalmente definida como uma porção da estrutura da rede, compreendendo um conjunto de trechos, equipamentos e consumidores, que está localizada entre dispositivos de manobra ou proteção adjacentes. Essencialmente, os limites de cada seção são os disjuntores, religadores automáticos, chaves seccionadoras ou fusíveis que são instalados em pontos estratégicos do alimentador. O propósito dessa segmentação é fundamental para a confiabilidade e manobrabilidade do sistema. Em uma rede puramente radial, uma falha em qualquer ponto interromperia o fornecimento para todos os consumidores desse ponto. Ao dividir a rede em seções, as concessionárias ganham a capacidade de isolar problemas. Quando uma falta permanente ocorre, os dispositivos de proteção atuam para desenergizar e isolar apenas a seção que contém o componente defeituoso, impedindo que a falha se propague e afete toda a rede.

No contexto do projeto, o processamento da topologia para identificar essas seções é uma etapa crítica. O sistema utiliza um algoritmo de busca para percorrer a rede a partir da subestação. Ele identifica os ramos que possuem dispositivos de manobra como os ramos-raiz de novas seções. O algoritmo então agrupa todos os ramos, barras e consumidores que estão hierarquicamente abaixo dessa chave, mas antes da próxima chave, dentro de um único objeto da Seção

Figura 5 - Diagrama de seções da rede de distribuição.



Fonte: Fernandes (2023)

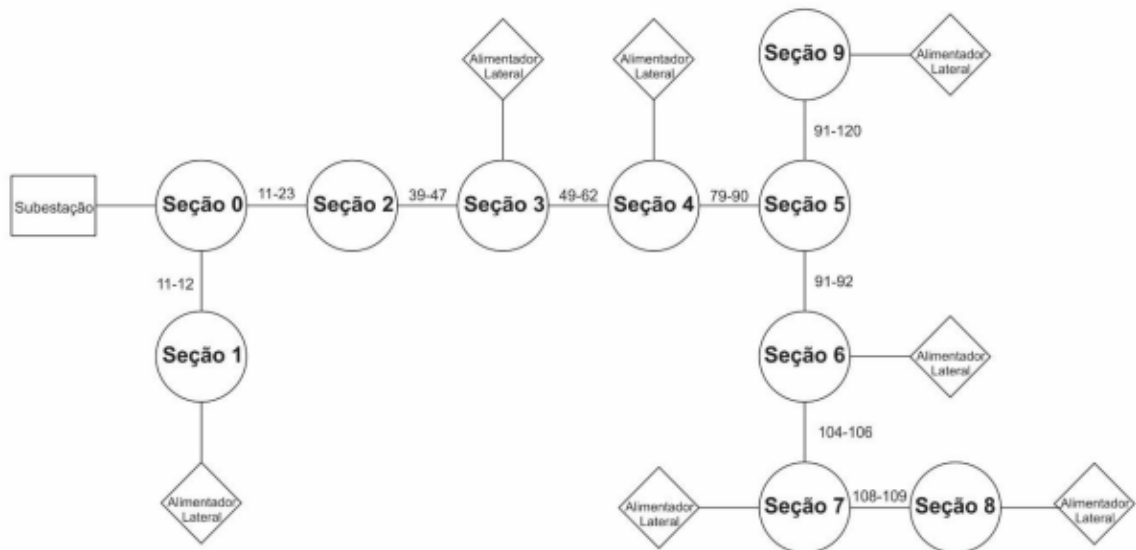
4.3.1 Implementação de Alimentadores laterais

Uma rede de distribuição puramente radial, embora simples de analisar, é altamente vulnerável a faltas; uma única falha em um tronco principal poderia desenergizar grandes partes da rede. Para mitigar isso, as redes são projetadas com um alto grau de manobrabilidade, cuja principal ferramenta é o alimentador lateral, também conhecido como chave de transferência (*Tie Switch*).

Um alimentador lateral é, essencialmente, uma conexão com um alimentador vizinho, que pode pertencer à mesma subestação ou a uma subestação diferente. Em condições normais de operação, essas conexões são mantidas em estado normalmente aberto (NA). Elas não participam do fluxo de energia diário, mas existem como um caminho alternativo de suprimento em caso de contingência.

A função desses alimentadores é ativada durante a Fase 2 da resolução de faltas. Quando uma falta permanente ocorre, o sistema de proteção isola a "Seção em Falta". No entanto, este isolamento frequentemente deixa outras seções que dependiam da seção faltosa desenergizadas, mesmo que não estejam fisicamente danificadas. É neste momento que os alimentadores laterais se tornam a principal forma de resolução para minimizar a Energia Não Suprida (ENS) e o número de consumidores afetados.

Figura 6 – Seções da rede de distribuição e alimentadores laterais.



Fonte: Fernandes (2023)

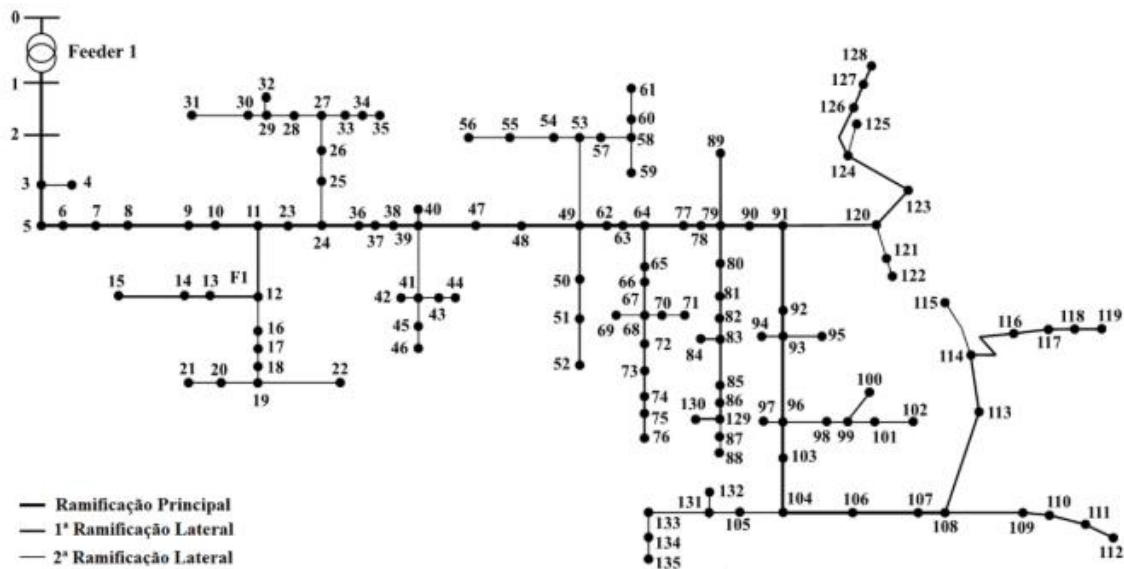
5 ANÁLISE DOS RESULTADOS E DISCUSSÕES

5.1 CENÁRIO DE SIMULAÇÃO

O sistema foi testado utilizando uma rede de distribuição de 136 barras e 135 ramos. A descrição completa desta rede foi montada no arquivo dados.xml, que contém:

- Topologia da rede: A definição de todas as 135 *tags* ramos e 136 *tags* barras, incluindo suas conexões *from-to* e parâmetros elétricos.
- Dispositivos de Manobra: O estado de cada chave (*switch*="1" ou *switch*="0") que define as fronteiras das seções.
- Alimentadores Laterais: A definição das 7 conexões *TieSwitch*, com suas respectivas capacidades de transferência.

Figura 7- Rede de distribuição com 136 barras



Fonte. LAPSEE (2020)

- Número de Unidades Consumidoras (NUC): Para simular um cenário de carga realista, foi considerado que a soma total de consumidores na rede fosse de 4150 NUCs. Este valor foi distribuído entre as 136 barras com valores `nuc="30"` ou `nuc="31"` em cada *tag*.
- Tipo de Consumo: Cada *tag* também contém o atributo *type*, permitindo que os cálculos de custo sejam segmentados.
- Parâmetros Econômicos: Os custos de interrupção foram definidos na *tag* principal `<Network>`. Os valores adotados para o custo variável de restauração residencial, comercial e industrial, respectivamente, foram 7,00, 200,00 e 30,00, evidenciando a alta prioridade dada às cargas comerciais neste cenário de teste específico. Estes valores fixos são usados pelo sistema para calcular o Custo Total Anual das interrupções.
- Histórico de faltas: Foi considerado um arquivo com registro de faltas ao longo de 365 dias. O sistema lê este arquivo e filtra as entradas *"No Fault"*, resultando em um total de 65 eventos de falta permanente que são usados para a análise.
- Duração Padrão: Para a análise principal, foi considerado um valor de 6 horas para cada um dos 65 eventos. Este valor foi escolhido como uma média

representativa de uma falta permanente que exige deslocamento e reparo de equipe, conforme a análise de tempos de atendimento.

- **Análise de Sensibilidade:** Para testar o impacto desta premissa, uma análise comparativa também foi configurada para executar a simulação com durações de 4 e 8 horas, ilustrando a sensibilidade dos indicadores DEC, ENS e Custo a esta variável.

5.2 VALIDAÇÃO DO MODELO DE ANÁLISE DE CONTINGÊNCIA

O objetivo desta etapa foi verificar se a lógica computacional de isolamento, propagação e restauração correspondia ao comportamento físico esperado da rede de distribuição.

Para validar o modelo, foi executada uma simulação de falta específica em um ramo crítico da rede, sendo este o Ramo 47 – 48 que pertence à Seção 3 da rede.

A expectativa é de que a seção 3 fique isolada, enquanto as próximas seções, 4, 5, 6, 7, 8 e 9 devem perder o suprimento principal. Seu estado final dependerá da capacidade dos seus respectivos alimentadores laterais de assumir a carga transferida.

A execução do software gerou o seguinte relatório de estado das seções para a falta simulada no ramo 47-48:

Figura 8 - Relatório de estado considerando falta no ramo 47-48

```

--- Simulação de Falta Específica ---
Simulando falta no Ramo 47->48...

--- Estado Detalhado das Seções (Simulação Específica) ---
Seção 0 (136->1): [NAO INTERROMPIDA]
Seção 1 (11->12): [NAO INTERROMPIDA]
Seção 2 (11->23): [NAO INTERROMPIDA]
Seção 3 (39->47): [EM FALTA]
Seção 4 (49->62): [INTERROMPIDA]
Seção 5 (79->90): [INTERROMPIDA]
Seção 6 (91->92): [INTERROMPIDA]
Seção 7 (104->106): [INTERROMPIDA]
Seção 8 (108->109): [INTERROMPIDA]
Seção 9 (91->120): [INTERROMPIDA]

```

Fonte: Próprio autor

A análise dos resultados confirma a integridade do algoritmo desenvolvido, o sistema identificou corretamente que o ramo 47-48 pertencia à Seção 3, marcando-a como o ponto de origem da falha. As seções anteriores, 0, 1 e 2 permaneceram energizadas, demonstrando que a lógica de propagação respeitou a hierarquia da árvore topológica, não afetando consumidores que não dependiam do trecho defeituoso. Todas as seções a frente da falha, 4 a 9 terminaram no estado interrompido, validando os dois aspectos do algoritmo.

O fato de permanecerem interrompidas indica que, nesta simulação específica, a Carga Total acumulada dessas seções excedeu a Capacidade de Transferência dos alimentadores laterais disponíveis, ou que não havia chaves de interligação para esses trechos específicos.

Conclui-se que o modelo topológico e o algoritmo de contingência estão operando corretamente, aptos a processar o histórico de eventos reais para o cálculo dos indicadores de confiabilidade na etapa seguinte.

5.3 ANÁLISE DA SIMULAÇÃO HISTÓRICA

Após a validação do modelo topológico e do algoritmo de contingência com uma falta específica, o sistema foi submetido à sua tarefa principal: processar o histórico completo de eventos para quantificar o desempenho anual da rede. Esta etapa simula o comportamento da rede ao longo de um ano inteiro de operação, considerando as 65 ocorrências de falhas permanentes registradas.

Para cada um dos 65 eventos, o método Analisar Falta foi executado, determinando quais seções foram isoladas e quais puderam ser restauradas via alimentadores laterais.

Diferente da análise pontual, nesta etapa o sistema não sobrescreveu os estados, mas sim acumulou os impactos. Para cada seção que permaneceu no estado [INTERROMPIDA] ou [EM FALTA], os contadores de DIC (Duração), FIC (Frequência) e Custo foram incrementados proporcionalmente ao número de consumidores e à carga daquela seção.

A tabela 1 resume os indicadores simulados:

Tabela 1 – Indicadores Anuais considerando 6 horas	
Total Anual de faltas	65
Soma DIC (horas-consumidor)	790.134,00
Soma FIC (eventos-consumidor)	131.689
DEC Anual Total (horas/cons)	190,3937
FEC Anual Total (eventos/cons)	31,7323
ENS Anual (kVA-hora)	4.667.362.278,02
Custo Total Anual	R\$ 48.840.534,00

Fonte: Próprio autor

Nota-se que o FIC revela a dimensão do impacto em termos de experiência de interrupção. Significa que, somando todas as vezes que houve interrupção para cada um dos 4.150 consumidores, o evento "interrupção" ocorreu mais de 131 mil vezes. Isso demonstra que as 65 faltas físicas na rede se multiplicaram em um impacto massivo devido à topologia radial e à incapacidade de restaurar muitas seções.

Já o DIC quantifica o tempo total perdido pela sociedade atendida por essa rede. Quase 800 mil horas de produtividade, lazer ou conforto foram suprimidas. Se essa quantidade fosse convertida para "anos de interrupção", equivaleria a dizer que, somados, os clientes da rede perderam mais de 90 anos de fornecimento de energia em apenas um ano de calendário.

Tabela 2 – Registro de DEC e FEC ao longo do ano (6 horas)

Mês	Nº Faltas	DEC (horas)	FEC (eventos)
Janeiro	6	12,8718	2,1453
Fevereiro	4	12,4439	2,074
Março	5	15,9181	2,653
Abril	4	12,4786	2,0798
Maio	8	22,5961	3,766
Junho	6	16,7248	2,7875
Julho	5	13,8607	2,3101
Agosto	6	14,4463	2,4077
Setembro	4	16,3402	2,7234
Outubro	3	8,8005	1,4667
Novembro	8	17,6313	2,9386
Dezembro	6	26,2814	4,3802

Fonte: Próprio autor

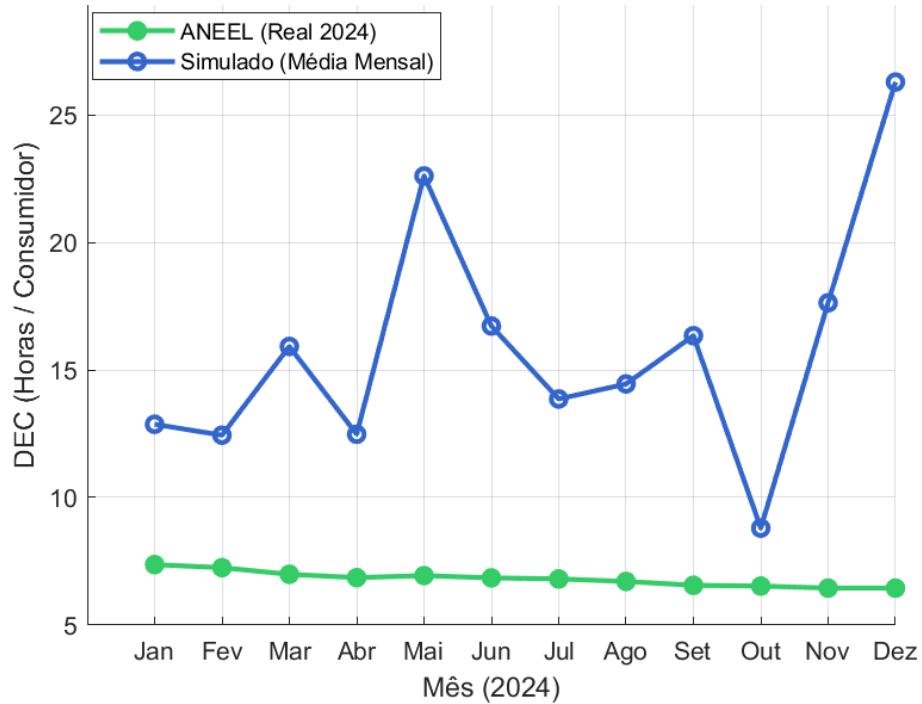
A análise da evolução mensal dos indicadores de continuidade revela uma clara sazonalidade no desempenho da rede, onde dezembro se destaca negativamente com os maiores índices do ano, seguido por maio, que também apresenta valores críticos. Em contrapartida, o mês de outubro registra a melhor performance operacional, atingindo os mínimos anuais, sugerindo um período de maior estabilidade, tendência também observada em meses como fevereiro e abril.

Além das variações absolutas, observa-se uma mudança na natureza das ocorrências ao longo do ano: embora exista uma correlação direta onde o aumento da frequência geralmente eleva a duração total, a severidade por evento varia. Em maio, por exemplo, a relação DEC/FEC é elevada, indicando falhas complexas de difícil resolução, enquanto em dezembro, apesar do volume massivo de interrupções, a duração média por evento é ligeiramente menor, sugerindo que o impacto sistêmico é causado mais pela saturação das equipes de campo devido ao alto número de ocorrências simultâneas do que pela complexidade individual de cada reparo.

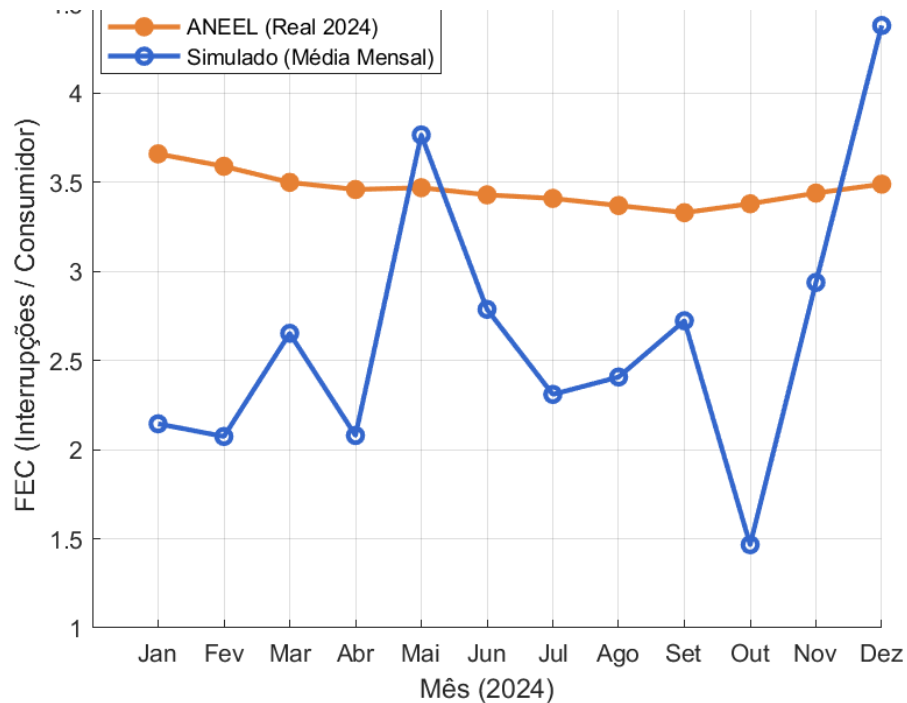
Para validar a relevância dos resultados obtidos na simulação e contextualizar o desempenho da rede gerada frente aos padrões exigidos pelo setor elétrico brasileiro, foi realizada uma análise comparativa com dados reais de operação.

Como referência de mercado, foram utilizados os indicadores de continuidade apurados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) para a concessionária Neoenergia Elektro, referentes ao ano de 2024.

O objetivo desta comparação não é validar a topologia em si, visto que a rede gerada é um circuito de teste acadêmico, mas sim contrastar o modelo operacional adotado na simulação com a operação real de uma distribuidora.

Figura 9 – Comparação entre DEC simulado e real (ANEEL -2024)

Fonte: Próprio autor

Figura 10 - Comparação entre FEC simulado e real (ANEEL -2024)

Fonte: Próprio autor

Uma limitação crítica identificada durante o processamento do histórico de eventos foi a ausência de dados precisos sobre a duração individual de cada

interrupção. Para viabilizar a simulação principal, foi adotada uma premissa conservadora de tempo de reparo baseada em operações manuais, definindo uma duração média de 6 horas por evento.

Observa-se também uma correlação linear perfeita entre as curvas de DEC e FEC simuladas. Este comportamento é esperado e resulta da adoção de uma duração média fixa para todos os eventos. Em uma operação real, a variabilidade dos tempos de reparo ($t(i)$) introduziria distinções entre as curvas, uma vez que eventos de curta duração impactam o FEC, mas têm pouco peso no DEC.

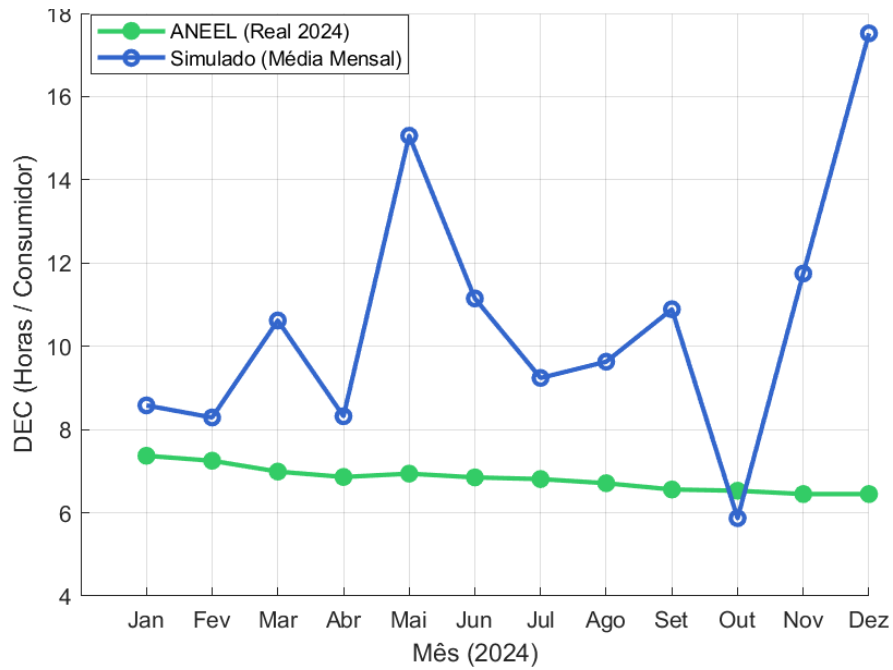
No entanto, reconhecendo a variabilidade inerente às operações de campo, onde o tempo de deslocamento e reparo pode oscilar dependendo da complexidade da falha e da localização, foi conduzida uma análise de sensibilidade. O objetivo foi quantificar como a incerteza na duração impacta os indicadores finais. Para isso, o sistema foi configurado para reprocessar todo o histórico de 65 eventos considerando uma variação de 2 horas em relação à média adotada.

Foram realizadas, portanto, mais duas simulações distintas para os cenários de 4 horas e 8 horas. Os resultados comparativos obtidos estão consolidados nas tabelas 3 e 4 a seguir:

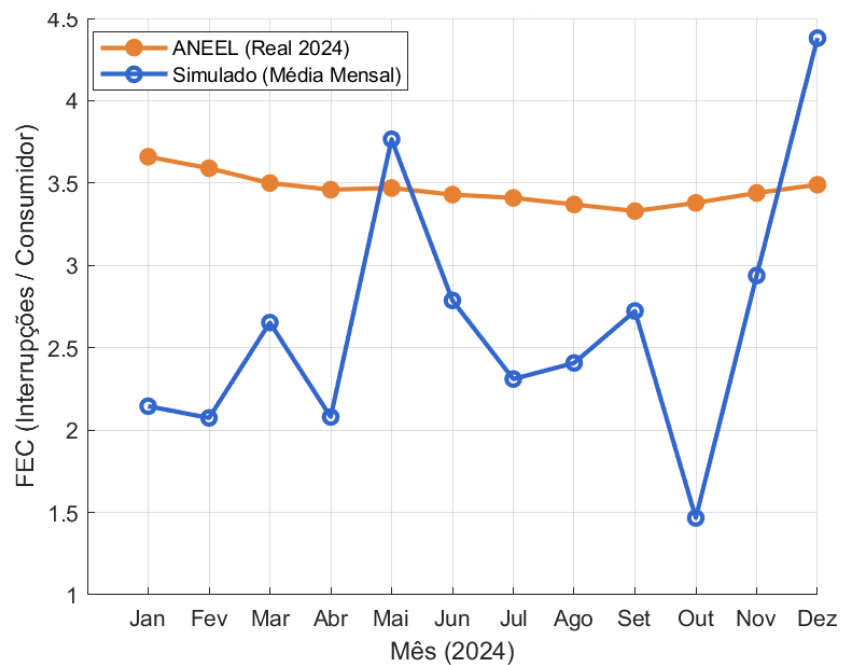
Tabela 3 – Registro de DEC e FEC ao longo do ano (4 horas)

Mês	DEC (horas)	FEC (eventos)
Janeiro	8,5812	2,1453
Fevereiro	8,2959	2,074
Março	10,612	2,653
Abril	8,319	2,0798
Maio	15,0641	3,766
Junho	11,1499	2,7875
Julho	9,2405	2,3101
Agosto	9,6308	2,4077
Setembro	10,8935	2,7234
Outubro	5,867	1,4667
Novembro	11,7542	2,9386
Dezembro	17,521	4,3802

Fonte: Próprio autor

Figura 11 – Comparação entre DEC simulado e real (4 horas)

Fonte: Próprio Autor

Figura 12 – Comparação entre FEC simulado e real (4 horas)

Fonte: Próprio autor

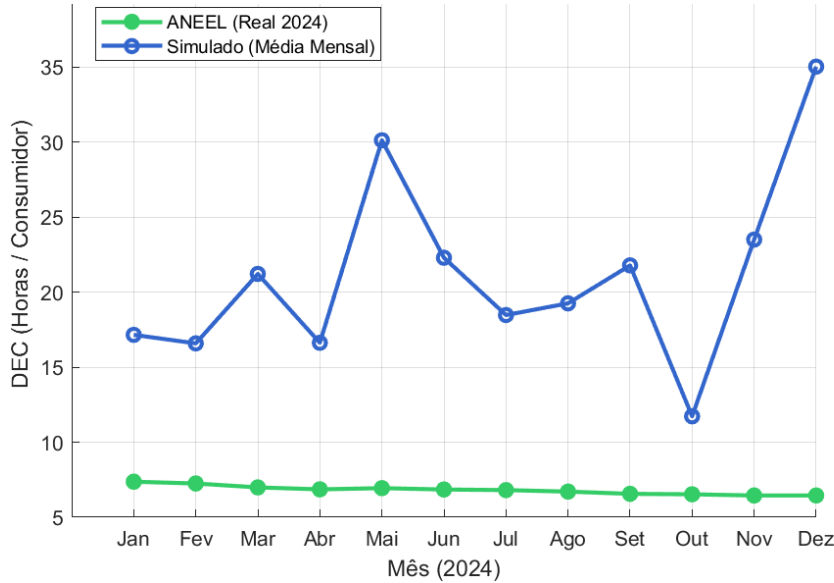
Mesmo no cenário mais otimista da simulação, a curva simulada permanece consistentemente acima da curva real da ANEEL na maioria dos meses. O DEC simulado atinge picos de 10 a 18 horas/consumidor, enquanto o real se mantém estável e baixo, próximo a 6-7 horas.

Tabela 4 - Registro de DEC e FEC ao longo do ano (8 horas)

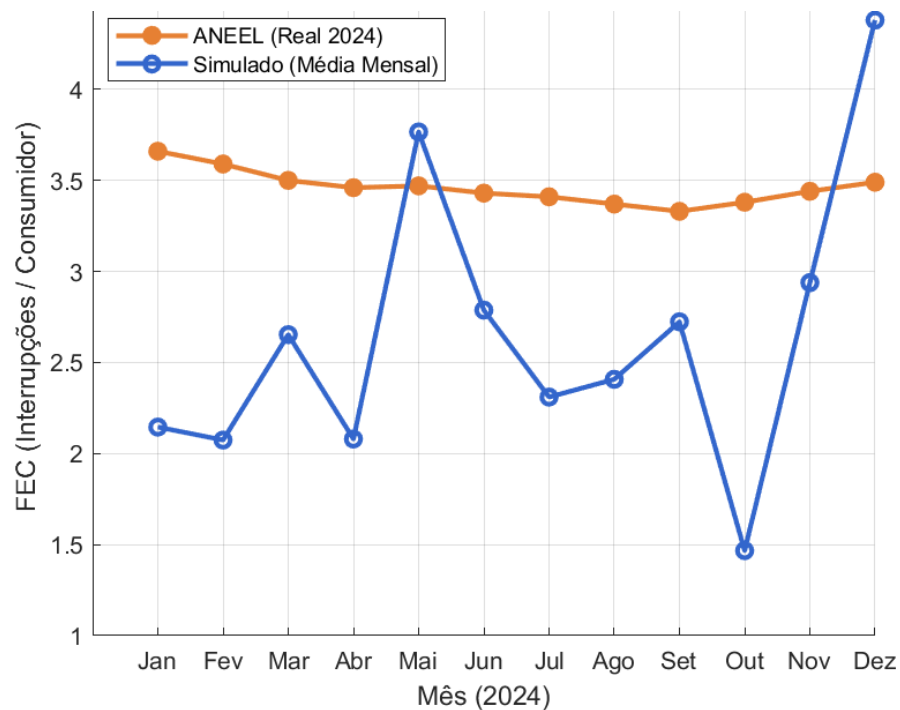
Mês	DEC (horas)	FEC (eventos)
Janeiro	17,1624	2,1453
Fevereiro	16,5918	2,074
Março	21,2241	2,653
Abril	16,6381	2,0798
Maio	30,1282	3,766
Junho	22,2998	2,7875
Julho	18,481	2,3101
Agosto	19,2617	2,4077
Setembro	21,787	2,7234
Outubro	11,734	1,4667
Novembro	23,5084	2,9386
Dezembro	35,0419	4,3802

Fonte: Próprio autor

Figura 13 – Comparação entre DEC simulado e real (8 horas)



Fonte: Próprio autor

Figura 14 – Comparação entre FEC simulado e real (8 horas)

Fonte: Próprio autor

Neste cenário de 8h de reparo, a discrepância se torna extrema. A curva simulada flutua em patamares altíssimos, entre 15 e 35 horas/consumidor, enquanto a curva real da ANEEL permanece plana e baixa. Dobrar o tempo de atendimento não apenas dobra o indicador, mas o coloca em uma escala de magnitude completamente diferente da exigência regulatória, tornando a operação inviável.

Tabela 5 – DEC, FEC, ENS e Custo

Duração Assumida	DEC (horas/cons)	FEC (eventos/cons)	ENS (kVA-hora)	Custo Total (R\$)
4	126,9292	31,7323	3.111.574.852,02	R\$ 32.560.356,00
6	190,3937	31,7323	4.667.362.278,02	R\$ 48.840.534,00
8	253,8583	31,7323	6.223.149.704,03	R\$ 65.120.712,00

Fonte: Próprio autor

O indicador FEC permaneceu constante em 31,73 interrupções/consumidor em todos os cenários. Isso confirma matematicamente que a frequência das interrupções é determinada exclusivamente pela ocorrência do evento e pela topologia da rede, sendo imune à velocidade com que a equipe de campo repara o defeito.

Nota-se uma correlação linear exata. Ao aumentar a duração em 50%, o DEC aumentou de ~127h para ~190h, também 50% ao dobrar a duração, o DEC dobrou de ~127h para ~254h. O mesmo comportamento proporcional é observado na Energia não suprida (ENS), no qual cada minuto economizado no reparo se traduz diretamente em melhoria de desempenho.

A avaliação do indicador de energia não suprida (ENS) nos três cenários propostos revela que a duração do atendimento atua como um amplificador crítico do prejuízo físico suportado pela rede. Partindo de um patamar já significativo de perdas no cenário operacional mais ágil, observa-se que a dilatação do tempo de resposta para 6 e 8 horas escala o déficit energético para volumes massivos de 4,67 GWh e 6,22 GWh, respectivamente.

A coluna de custo total é a mais crítica para a gestão. A diferença entre um atendimento ágil de 4 horas e um atendimento lento de 8 horas representa um prejuízo adicional de R\$ 32,5 milhões passando de ~R\$ 32M para ~R\$ 65M.

6 CONCLUSÃO

O presente trabalho alcançou seu objetivo principal ao desenvolver e validar uma ferramenta computacional capaz de realizar a análise de confiabilidade em redes de distribuição de energia elétrica. Através da integração de técnicas de modelagem de dados, algoritmos de grafos e simulação de contingências, foi possível criar um ambiente digital que replica o comportamento da rede frente a eventos de falha e quantifica seu desempenho por meio de indicadores regulatórios e econômicos. A metodologia adotada, estruturada em etapas sequenciais de processamento topológico e análise histórica, demonstrou-se robusta e flexível para diferentes cenários de simulação.

A etapa de Modelagem e Análise de Topologia estabeleceu a base sólida necessária para o estudo. A implementação do algoritmo de Busca em Profundidade (DFS) permitiu a construção eficiente da árvore topológica, validando a superioridade deste método em termos de desempenho para redes radiais, conforme apontado na literatura de referência. A segmentação da rede em Seções lógicas provou ser uma abstração fundamental, simplificando a complexidade de centenas de componentes individuais em zonas de manobra gerenciáveis, o que viabilizou a simulação de estratégias de restauração.

Na fase de Simulação de Contingência, o algoritmo desenvolvido replicou com sucesso a lógica operacional de isolamento de falhas e transferência de carga. A validação através de simulações específicas confirmou que o sistema é capaz de identificar corretamente as áreas afetadas e avaliar a viabilidade técnica do restabelecimento via alimentadores laterais. A correlação observada entre a capacidade dos *tie switches* e a carga das seções interrompidas reforça a importância do planejamento da manobrabilidade da rede para a mitigação de interrupções.

A Análise de Confiabilidade Histórica revelou o impacto crítico da duração das interrupções nos indicadores de desempenho. Os resultados obtidos, com valores de DEC e FEC simulados significativamente acima dos padrões regulatórios quando considerada uma resposta manual lenta, evidenciam a vulnerabilidade de redes não automatizadas. A comparação com dados reais da ANEEL demonstrou que a eficiência operacional, traduzida em tempos de reparo reduzidos, é o fator determinante para a conformidade regulatória, mais do que a simples frequência de falhas.

Por fim, a Análise de Sensibilidade e Impacto Econômico quantificou o "custo da ineficiência". A correlação linear observada entre o tempo de atendimento e o prejuízo financeiro fornece uma justificativa econômica clara para investimentos em modernização. O estudo conclui que a implementação de tecnologias de automação e *self-healing*, capazes de reduzir o tempo de restauração de horas para minutos, não é apenas uma medida técnica para melhoria de indicadores, mas uma estratégia financeira imperativa para a sustentabilidade das concessionárias de distribuição.

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Portal de Relatórios e Indicadores. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/relatorios-e-indicadores>. Acesso em: 12 nov. 2025.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST: Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica. Revisão 13. Brasília: ANEEL, 2022.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Revisão da Metodologia de Estabelecimento dos Limites dos Indicadores Coletivos de Continuidade: Documento Anexo à Nota Técnica nº 0028/2010-SRD/ANEEL. Brasília: Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição (SRD), 2010.

BILLINTON, R.; ALLAN, R. N. Reliability Evaluation of Power Systems. 2. ed. New York: Plenum Press, 1996.

CAMPOS, Miriele dos Santos. Análise da Confiabilidade na Rede de Distribuição de Energia Elétrica. 2024. 81 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia Elétrica) – Instituto de Ciências Exatas e Aplicadas, Universidade Federal de Ouro Preto, João Monlevade, 2024.

DROZDEK, A. Data Structures and Algorithms in C++. Estados Unidos: Cengage Learning, 2012.

FERNANDES, Matheus Nascimento. Análise de Desempenho de Algoritmos de Busca em Grafos para Processamento de Topologia em Redes de Distribuição de Energia. 2023. 47 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) – Universidade Estadual Paulista (UNESP), Faculdade de Engenharia, Ilha Solteira, 2023.

GONEN, T. Electric Power Distribution Engineering. 3. ed. Boca Raton: CRC Press, 2014.

KAGAN, N.; OLIVEIRA, C. C. B.; ROBBA, E. J. Introdução aos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica. 2. ed. São Paulo: Edgard Blücher, 2010.

LABORATÓRIO DE PLANEJAMENTO DE SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA (LAPSEE). Sistema de distribuição para testes 135 barras. Ilha Solteira: LAPSEE, 2020. Disponível em: <https://www.feis.unesp.br/#!/lapsee>.

LEITE, Jonatas B.; PERALTA, Renzo A. V.; MANTOVANI, José R. S. Restauração em Redes de Distribuição de Energia Elétrica Através de Operações Planejadas de Chaveamento. Laboratório de Planejamento de Sistemas de Energia Elétrica, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Estadual Paulista (UNESP), Ilha Solteira.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). Submódulo 25.5: Indicadores de segurança elétrica. Revisão 2016.12, vigente a partir de 01/01/2017.

TRABUCO, Guilherme Henrique. Determinação dos Índices de Confiabilidade em Redes de Distribuição Usando Análise de Topologia e Dados Históricos. 2023. 47 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) – Universidade Estadual Paulista (UNESP), Faculdade de Engenharia, Ilha Solteira, 2023.

USLAR, M.; SPECHT, M.; DÄNEKAS, C.; TREFKE, J.; ROHJANS, S.; GONZÁLEZ, J. M.; ROSINGER, C.; BLEIKER, R. Standardization in Smart Grids: Introduction to IT-Related Methodologies, Architectures and Standards. vol. 1, 1st ed. New York, NY: Springer Science & Business Media, 2012, p. 250.