



UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA  
CENTRO TECNOLÓGICO  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA E ELETRÔNICA  
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

BERNARDO SARAIVA RODRIGUES PEREIRA

**Análise comparativa de alternativas para avaliação da rede de  
distribuição de energia elétrica com utilização de religadores**

Florianópolis

2024

BERNARDO SARAIVA RODRIGUES PEREIRA

**Análise comparativa de alternativas para avaliação da rede de distribuição de energia elétrica com utilização de religadores**

Trabalho de Conclusão de Curso submetido ao curso de Engenharia Elétrica do Centro Tecnológico da Universidade Federal de Santa Catarina como requisito parcial para a obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Mauro Augusto da Rosa, Dr.  
Coorientadora: Fernanda Mary de Souza Fernandes, Ma.

Florianópolis

2024

Pereira, Bernardo Saraiva Rodrigues

Análise comparativa de alternativas para avaliação da rede de distribuição de energia elétrica com utilização de religadores / Bernardo Saraiva Rodrigues Pereira ; orientador, Mauro Augusto da Rosa, coorientadora, Fernanda Mary de Souza Fernandes, 2024.

66 p.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) - Universidade Federal de Santa Catarina, Centro Tecnológico, Graduação em Engenharia Elétrica, Florianópolis, 2024.

Inclui referências.

1. Engenharia Elétrica. 2. Sistema de Distribuição. 3. Equipamentos de Proteção. 4. Análise Comparativa. I. Rosa, Mauro Augusto da. II. Fernandes, Fernanda Mary de Souza. III. Universidade Federal de Santa Catarina. Graduação em Engenharia Elétrica. IV. Título.

Bernardo Saraiva Rodrigues Pereira

**Análise comparativa de alternativas para avaliação da rede de distribuição de energia elétrica com utilização de religadores**

Este Trabalho de Conclusão de Curso foi julgado adequado para obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica e aprovado em sua forma final pelo Curso de Engenharia Elétrica.

Florianópolis, 15 de agosto de 2024.

---

Prof. Miguel Moreto, Dr.  
Coordenador do Curso

**Banca examinadora:**

---

Prof. Mauro Augusto da Rosa, Dr.  
Orientador

---

Eng. Eletric. Fernanda Mary de Souza Fernandes, Ma.  
Coorientadora

---

Prof. Diego Issicaba, Dr.  
Universidade Federal de Santa Catarina

---

Eng. Eletric. Thayane Skorupa, Ma.  
Universidade Federal de Santa Catarina

---

Eng. Eletric. Eduardo Cardoso Toniazzo, Ma.  
Universidade Federal de Santa Catarina

Florianópolis, 2024.

Dedico este trabalho a todos que, de alguma forma,  
contribuíram para que essa jornada fosse possível.



## **AGRADECIMENTOS**

Primeiramente, agradeço aos meus pais, Guilherme José e Maria Luiza, pelo amor incondicional, apoio constante e por sempre acreditarem em mim, mesmo nos momentos de dificuldade. Sem vocês, nada disso seria possível.

À minha família, em especial aos meus irmãos Marcela, Maria Eduarda, Fernanda e João Guilherme; à minha tia Maria Augusta; aos meus cunhados Cristiano e Felipe; e às minhas sobrinhas Maria Cecília e Maria Olívia, pelo carinho e suporte ao longo desta trajetória.

À minha querida avó Leda Maria, uma presença única e inesquecível em minha vida. Agradeço por todo seu cuidado. Sua personalidade marcante e jeito especial para sempre levarei comigo.

À minha namorada, Maria Vitória, agradeço imensamente por sua paciência, compreensão e por ser minha fonte constante de motivação. Sua presença me deu força para seguir em frente, mesmo nos momentos mais desafiadores. Agradeço também à sua família, por me acolherem com tanto carinho e apoio ao longo dessa jornada.

Agradeço ao meu orientador, professor Mauro, pela orientação dedicada, paciência e sabedoria compartilhada ao longo deste trabalho. À minha coorientadora, Fernanda, agradeço pela atenção aos detalhes, pelas valiosas contribuições e pelo apoio constante.

Por fim, agradeço aos meus amigos, que foram verdadeiros companheiros durante toda essa caminhada. Seja pelo incentivo, pelas risadas, ou pelo simples fato de estarem presentes, vocês foram essenciais para que eu chegasse até aqui.



A recompensa de uma coisa bem feita é tê-la feito. (Emerson, 1841)

## RESUMO

Este trabalho realiza uma análise comparativa voltada para a avaliação dos índices de confiabilidade e dos custos associados à rede de distribuição de energia elétrica com a utilização de religadores automáticos. Foram avaliadas probabilisticamente diferentes alternativas, utilizando a Simulação de Monte Carlo Sequencial (SMCS), considerando a inserção de dispositivos de proteção como disjuntores, fusíveis e religadores automáticos. Os cenários analisados variam desde configurações com proteção mínima até sistemas mais complexos com múltiplos dispositivos de proteção, totalizando sete diferentes configurações. Verificou-se que a segmentação e a redundância adequadas são cruciais para melhorar os índices de confiabilidade, como SAIDI e SAIFI. A análise financeira mostrou que, apesar de exigirem maior investimento inicial, as configurações mais robustas reduzem significativamente os custos operacionais e minimizam as perdas decorrentes de interrupções no fornecimento de energia. Conclui-se que a escolha da configuração de proteção deve buscar um equilíbrio estratégico entre confiabilidade e custos, visando a sustentabilidade e melhor desempenho técnico do sistema de distribuição.

**Palavras-chave:** rede de distribuição, religadores automáticos, confiabilidade, Simulação de Monte Carlo Sequencial, análise financeira.

## ABSTRACT

This study presents a comparative analysis that evaluates the reliability indices and costs associated with the electric power distribution network using automatic reclosers. Different alternatives were probabilistically assessed using Sequential Monte Carlo Simulation (SMCS), considering the inclusion of protection devices such as circuit breakers, fuses, and automatic reclosers. The scenarios analyzed range from configurations with minimal protection to more complex systems with multiple protection devices, totaling seven configurations. The results showed that proper segmentation and redundancy are crucial for improving reliability indices such as SAIDI and SAIFI. The financial analysis revealed that, although more robust configurations require a higher initial investment, they significantly reduce operational costs and minimize losses due to power supply interruptions. It is concluded that the choice of protection configuration should strategically balance reliability and costs, aiming for the sustainability and better technical performance of the distribution system.

**Keywords:** distribution network, automatic reclosers, reliability, Sequential Monte Carlo Simulation, financial analysis.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Disjuntor Simples.....	27
Figura 2 – Chave Fusível.....	28
Figura 3 - Religador .....	29
Figura 4 – Seccionador automático .....	30
Figura 5 – Coordenograma de sobrecorrente.....	31
Figura 6 – Sistema UFSC 16 nós .....	41
Figura 7 – Alternativa 01.....	43
Figura 8 – Alternativa 02.....	44
Figura 9 – Alternativa 03.....	45
Figura 10 – Alternativa 04.....	46
Figura 11 – Alternativa 05.....	47
Figura 12 – Alternativa 06.....	48
Figura 13 – Alternativa 07.....	49
Figura 14 – Curvas de confiabilidade e custo de implementação.....	61
Figura 15 – Curvas de confiabilidade e custo anualizado.....	62

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Custos dos materiais (aquisição e instalação).....	50
Tabela 2 – Dados de restabelecimento .....	53
Tabela 3 - Dados base para cálculo de prejuízo por energia interrompida...54	
Tabela 4 – Índices de confiabilidade por alternativa .....	57
Tabela 5 - Custo de implementação anualizado por alternativa .....	58
Tabela 6 - Custo de manutenção anual por alternativa .....	59
Tabela 7 - Custo de energia interrompida anual.....	59
Tabela 8 - Custo total anual e ranqueamento das alternativas.....	60

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

A01	Alternativa 01
A02	Alternativa 02
A03	Alternativa 03
A04	Alternativa 04
A05	Alternativa 05
A06	Alternativa 06
A07	Alternativa 07
DEC	Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
ED	Empresas Distribuidoras
FEC	Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
FRC	Fator de Recuperação de Capitais
kWh	Quilowatt-hora
I	Corrente Constante
IEEE	Institute of Electrical and Electronic Engineers
NA	Normalmente Aberta
PQ	Potência Constante
SAIDI	System Average Interruption Duration Index
SAIFI	System Average Interruption Frequency Index
SED	Sistema Elétrico de Distribuição
SEDis	Simulação a Eventos Discretos
SMCS	Simulação de Monte Carlo Sequencial
UFSC	Universidade Federal de Santa Catarina
Z	Impedância Constante

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO.....</b>	<b>18</b>
1.1	OBJETIVO GERAL.....	19
1.2	OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	19
<b>2</b>	<b>ESTADO DA ARTE .....</b>	<b>20</b>
2.1	SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO.....	20
<b>2.1.1</b>	<b>Tipos de falhas no sistema de distribuição.....</b>	<b>21</b>
2.1.1.1	<i>Curtos-Circuitos.....</i>	22
2.1.1.2	<i>Sobrecargas.....</i>	23
2.1.1.3	<i>Falhas de Isolamento.....</i>	23
2.1.1.4	<i>Surtos de Tensão.....</i>	23
<b>2.1.2</b>	<b>Custos envolvidos em falhas no sistema de distribuição.....</b>	<b>24</b>
2.1.2.1	<i>Custos Diretos.....</i>	24
2.1.2.2	<i>Custos Indiretos .....</i>	24
2.2	EQUIPAMENTOS DE PROTEÇÃO.....	26
<b>2.2.1</b>	<b>Disjuntores .....</b>	<b>26</b>
<b>2.2.2</b>	<b>Chaves Fusíveis.....</b>	<b>28</b>
<b>2.2.3</b>	<b>Religadores Automáticos.....</b>	<b>29</b>
<b>2.2.4</b>	<b>Seccionadores Automáticos.....</b>	<b>30</b>
<b>2.2.5</b>	<b>Coordenação entre equipamentos .....</b>	<b>30</b>
2.3	SIMULAÇÃO DE MONTE CARLO SEQUENCIAL.....	32
<b>2.3.1</b>	<b>Funcionamento da Simulação de Monte Carlo Sequencial.....</b>	<b>32</b>
2.3.1.1	<i>Definição do Problema.....</i>	33
2.3.1.2	<i>Modelagem do Sistema.....</i>	33
2.3.1.3	<i>Geração de Amostras Aleatórias.....</i>	33
2.3.1.4	<i>Execução Sequencial da Simulação.....</i>	33
2.3.1.5	<i>Registro dos Resultados .....</i>	33
2.3.1.6	<i>Análise dos Resultados.....</i>	34
<b>2.3.2</b>	<b>Relevância da SMCS na Análise de Alternativas de Proteção.....</b>	<b>34</b>
2.3.2.1	<i>Modelagem de Incerteza.....</i>	34
2.3.2.2	<i>Avaliação de Confiabilidade.....</i>	34
2.3.2.3	<i>Análise de Risco.....</i>	34
2.3.2.4	<i>Otimização de Recurso.....</i>	35

2.3.2.5	<i>Flexibilidade e Adaptabilidade</i> .....	35
2.4	ÍNDICES DE ADEQUAÇÃO E QUALIDADE DE ENERGIA.....	35
<b>2.4.1</b>	<b>Indicadores de Duração de Interrupção</b> .....	<b>36</b>
2.4.1.1	<i>Comparação SAIDI e DEC</i> .....	37
<b>2.4.2</b>	<b>Indicadores de Frequência de Interrupção</b> .....	<b>37</b>
2.4.2.1	<i>Comparação SAIFI e FEC</i> .....	38
<b>2.4.3</b>	<b>Importância dos Índices de Confiabilidade</b> .....	<b>38</b>
2.5	FATOR DE RECUPERAÇÃO DE CAPITAL.....	39
<b>2.5.1</b>	<b>Comparação de Custo</b> .....	<b>40</b>
<b>3</b>	<b>METODOLOGIA</b> .....	<b>41</b>
3.1	ALTERNATIVAS PROPOSTAS.....	42
<b>3.1.1</b>	<b>Alternativa 01 (A01):</b> .....	<b>43</b>
<b>3.1.2</b>	<b>Alternativa 02 (A02):</b> .....	<b>44</b>
<b>3.1.3</b>	<b>Alternativa 03 (A03):</b> .....	<b>45</b>
<b>3.1.4</b>	<b>Alternativa 04 (A04):</b> .....	<b>46</b>
<b>3.1.5</b>	<b>Alternativa 05 (A05):</b> .....	<b>47</b>
<b>3.1.6</b>	<b>Alternativa 06 (A06):</b> .....	<b>48</b>
<b>3.1.7</b>	<b>Alternativa 07 (A07):</b> .....	<b>49</b>
3.2	CÁLCULO DE CUSTOS.....	50
<b>3.2.1</b>	<b>Transformação do Investimento Inicial em Custo Anualizado</b> .....	<b>50</b>
<b>3.2.2</b>	<b>Custos de manutenção</b> .....	<b>51</b>
<b>3.2.3</b>	<b>Custos de Interrupção de Energia Elétrica</b> .....	<b>54</b>
<b>4</b>	<b>RESULTADOS E DISCUSSÕES</b> .....	<b>55</b>
4.1	ALTERNATIVA 01.....	55
4.2	ALTERNATIVA 02.....	55
4.3	ALTERNATIVA 03.....	55
4.4	ALTERNATIVA 04.....	56
4.5	ALTERNATIVA 05.....	56
4.6	ALTERNATIVA 06.....	56
4.7	ALTERNATIVA 07.....	56
4.8	ANÁLISE DOS ÍNDICES DE CONFIABILIDADE.....	57
4.9	ANÁLISE FINANCEIRA.....	58
<b>5</b>	<b>CONCLUSÃO</b> .....	<b>63</b>
	<b>REFERÊNCIAS</b> .....	<b>64</b>

## 1 INTRODUÇÃO

A energia elétrica passa por diversas etapas antes de alcançar os consumidores finais, começando na geração, passando pela transmissão e culminando na distribuição. A rede de distribuição é uma estrutura intrincada e não pode ser totalmente livre de defeitos, distúrbios e outras falhas. Essas adversidades podem resultar em interrupções no fornecimento de energia, causando possíveis danos pessoais e materiais (Viana, 2016).

A proteção das redes de distribuição é essencial para garantir a continuidade do fornecimento de energia elétrica. Os sistemas de proteção envolvem disjuntores, relés, elos fusíveis, entre outros equipamentos, que devem ser coordenados para assegurar seletividade, confiabilidade e velocidade (Mamede Filho; Mamede, 2011). A coordenação adequada desses dispositivos é fundamental para minimizar os efeitos indesejáveis das interrupções no fornecimento e para garantir que, na ocorrência de um defeito, apenas a menor porção possível da rede seja desenergizada (Paradelo Junior, 2006).

Interrupções no fornecimento de energia podem causar sérios inconvenientes e prejuízos, tanto para os consumidores quanto para as concessionárias de energia. Portanto, a implementação de dispositivos de proteção adequados e a otimização de suas alocações são fundamentais para minimizar as interrupções e melhorar os índices de confiabilidade do sistema, como o *System Average Interruption Duration Index* (SAIDI) e o *System Average Interruption Frequency Index* (SAIFI) (Silva, 2002).

Outro aspecto crucial do planejamento de sistemas de distribuição de energia elétrica é a análise baseada em custo-benefício, onde se busca o equilíbrio entre os investimentos em equipamentos de proteção e seccionamento e os benefícios esperados em termos de confiabilidade e continuidade do fornecimento. A introdução de dispositivos adicionais, como religadores automáticos e fusíveis, pode ter um impacto significativo na performance do sistema, alterando tanto os custos operacionais quanto os indicadores de confiabilidade, como SAIDI e SAIFI. Portanto, é essencial avaliar como essas decisões afetam a eficiência econômica e técnica do sistema, considerando que o acréscimo de equipamentos pode elevar os custos de implementação, mas também potencializar os benefícios ao reduzir as interrupções e melhorar a qualidade do serviço (Abaide, 2005).

Dessa forma, este trabalho se propõe a realizar uma análise probabilística das alternativas de proteção com base em seus impactos sobre os indicadores de confiabilidade e os custos associados, alinhando-se ao objetivo geral de avaliar a melhor configuração de proteção para sistemas de distribuição de energia elétrica.

## 1.1 OBJETIVO GERAL

Avaliar alternativas para um sistema de distribuição de energia elétrica de forma probabilística, considerando o impacto da inserção de diferentes equipamentos e filosofias de proteção nos indicadores de confiabilidade e custos associados desse sistema.

## 1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Avaliar, da perspectiva da confiabilidade, o impacto das distintas soluções de planejamento nos indicadores de continuidade:

- Investigar como as diferentes alternativas de planejamento afetam os indicadores de confiabilidade da rede, especificamente SAIDI e SAIFI, que medem a duração e frequência das interrupções.

Avaliar os custos associados às diferentes alternativas de planejamento:

- Analisar não apenas os custos diretos de implementação das soluções de otimização, mas também os benefícios econômicos a longo prazo, como a redução dos custos operacionais e de manutenção.

## 2 ESTADO DA ARTE

### 2.1 SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO

A crescente demanda por eletricidade, juntamente com a modernização dos sistemas elétricos, tem impulsionado o desenvolvimento de tecnologias avançadas e a melhoria contínua da infraestrutura de distribuição de energia. Os Sistemas Elétricos de Distribuição (SED) são responsáveis por transportar a energia elétrica desde as subestações de distribuição até os consumidores finais, abrangendo áreas urbanas, suburbanas e rurais. Esses sistemas enfrentam desafios significativos relacionados à confiabilidade, qualidade de energia, capacidade de carga e eficiência econômica (Brown, 2009).

Com a introdução de redes inteligentes (*smart grids*), que incorporam tecnologias de automação e telecomunicações, tornou-se possível monitorar e controlar os SED com maior precisão. As *smart grids* permitem a coleta e a análise em tempo real de dados operacionais, facilitando a identificação e a resolução de problemas antes que estes afetem os consumidores. Além disso, essas tecnologias suportam a integração de fontes de energia distribuída, como a geração solar fotovoltaica e eólica, promovendo uma maior sustentabilidade e resiliência do sistema elétrico (Gellings, 2009).

Historicamente, grande parte dos investimentos e esforços tecnológicos esteve concentrada na geração e transmissão de energia elétrica. No entanto, nas últimas décadas, a atenção tem se voltado cada vez mais para o setor de distribuição, devido ao seu impacto direto na qualidade do serviço percebido pelos consumidores. Estudos indicam que aproximadamente 90% das interrupções no fornecimento de energia ocorrem na rede de distribuição, tornando essencial o desenvolvimento de estratégias eficazes para a gestão e a operação desses sistemas (Calado, 2015).

A confiabilidade dos SED é um aspecto de extremo valor, medido por índices como o SAIFI e o SAIDI, que indicam a frequência e a duração das interrupções de energia. No entanto, esses índices tradicionais muitas vezes não capturam completamente a percepção do consumidor sobre a qualidade do fornecimento de energia. A qualidade de energia abrange não apenas a continuidade do serviço, mas também a manutenção de níveis adequados de tensão e a minimização de distorções e flutuações que podem afetar equipamentos sensíveis (IEEE, 2012).

Além dos desafios técnicos, os SED enfrentam questões econômicas e regulatórias. O planejamento e a operação eficientes exigem um equilíbrio entre investimentos em infraestrutura, custos operacionais e a necessidade de atender às exigências regulatórias e expectativas dos consumidores. A otimização dos recursos disponíveis e a adoção de novas tecnologias são essenciais para melhorar a eficiência e a resiliência dos sistemas de distribuição (Puente; Mendez, 2012).

A integração de tecnologias de automação nos SED traz benefícios significativos, como a redução do tempo de resposta a falhas e a melhoria da gestão da demanda. Dispositivos como religadores automáticos, sensores e sistemas de comunicação avançados permitem uma resposta rápida e eficiente a interrupções, minimizando o impacto para os consumidores. Além disso, a capacidade de monitorar a rede em tempo real facilita a detecção precoce de problemas, permitindo a realização de manutenções corretivas antes que se tornem críticas, e reforçando a eficácia das práticas de manutenção preventiva, o que contribui para a redução dos custos operacionais (Nascimento et al., 2019).

Nesse contexto, o desempenho técnico dos sistemas de distribuição está diretamente ligado à capacidade desses sistemas de operar de forma confiável, ou seja, sem falhas significativas. Uma falha pode ser entendida como a incapacidade de um componente ou sistema de realizar sua função prevista ou de atender aos padrões de desempenho estabelecidos. Essa cessação de função ou incapacidade de operar conforme esperado caracteriza uma falha, que pode variar em severidade e impacto. Compreender a natureza das falhas é crucial para desenvolver estratégias eficazes de prevenção e mitigação, garantindo a confiabilidade e melhor desempenho técnico dos sistemas de distribuição (Pedroza, 2005).

### **2.1.1 Tipos de falhas no sistema de distribuição**

Falhas são eventos indesejáveis que podem ocorrer em qualquer ponto do sistema, resultando em alterações significativas nas grandezas do sistema. Essas grandezas englobam sobrecorrente, sobretensão ou subtensão, fator de potência ou ângulo de fase, potência ou direção da corrente, impedância, frequência, temperatura, movimentos físicos, entre outras, e podem ser usadas para diferenciar entre condições toleráveis e intoleráveis do sistema. Observa-se que as principais causas

de falhas em sistemas elétricos incluem a ocorrência de curto-circuito, sobrecarga, falhas de isolamento e desequilíbrio de tensão.

Em seguida, serão explicados os principais tipos de falhas que podem ocorrer nos sistemas de distribuição de energia elétrica, detalhando suas características e impactos.

#### *2.1.1.1 Curtos-Circuitos*

O curto-circuito é um fenômeno dinâmico que ocorre devido a uma conexão anormal, com impedância relativamente baixa, que pode ser feita acidental ou intencionalmente entre dois pontos com potenciais diferentes. Essa conexão pode incluir a formação de um arco elétrico (IEEE, 2006).

Os principais tipos de curto-circuito em sistemas de distribuição incluem: curto-circuito fase-terra, que corresponde a aproximadamente 70% dos casos; curto-circuito bifásico, responsável por cerca de 15%; curto-circuito bifásico com aterramento, que representa cerca de 10%; curto-circuito trifásico com aterramento, ocorrendo em menos de 1% dos casos; e, em menor número, a abertura incorreta de circuitos devido a manobras inadequadas (Matos, 2009).

Dentre essas manifestações, destacam-se os curtos-circuitos permanentes e temporários. Um curto-circuito permanente é aquele que não se extingue espontaneamente, exigindo reparo para que o sistema seja restaurado. Após a desenergização da área afetada, a equipe de manutenção deve se deslocar até o local para realizar os consertos necessários, permitindo a normalização do sistema. Um exemplo típico desse tipo de falha é a queda de uma fase que permanece unida e coesa no ponto de contato. Em contraste, o curto-circuito temporário ocorre quando o defeito não persiste na rede, permitindo que, após a atuação do sistema de proteção, o sistema seja restabelecido sem a necessidade de intervenções adicionais (Kindermann, 2010).

Esse tipo de falha resulta em uma corrente excessiva que pode causar danos significativos aos equipamentos e à infraestrutura da rede. Os curtos-circuitos são uma das causas mais comuns de interrupções no fornecimento de energia e requerem a atuação rápida de dispositivos de proteção, como disjuntores e religadores automáticos, para isolar a área afetada e minimizar o impacto (Calado, 2015).

### *2.1.1.2 Sobrecargas*

As sobrecargas ocorrem quando a demanda de corrente excede a capacidade nominal dos condutores ou equipamentos da rede. Isso pode resultar em aquecimento excessivo, deterioração dos materiais isolantes e, eventualmente, falhas permanentes nos componentes do sistema. As sobrecargas são frequentemente causadas por aumentos súbitos na demanda de energia ou por falhas em outros pontos da rede que redirecionam o fluxo de corrente. A proteção contra sobrecargas é essencial para prevenir danos a longo prazo e garantir a segurança operacional (Calado, 2015).

### *2.1.1.3 Falhas de Isolamento*

As falhas de isolamento ocorrem quando o material isolante que separa os condutores de diferentes fases ou entre um condutor e a terra se deteriora ou é danificado. Isso pode levar a curtos-circuitos e descargas elétricas que podem causar incêndios e outros danos graves. As falhas de isolamento são especialmente problemáticas em ambientes com alta umidade, poluição ou exposição a produtos químicos corrosivos. A manutenção regular e a inspeção dos materiais isolantes são cruciais para prevenir esse tipo de falha (Calado, 2015).

### *2.1.1.4 Surtos de Tensão*

Os surtos de tensão são picos de tensão de curta duração que podem ser causados por descargas atmosféricas, manobras na rede elétrica ou falhas nos equipamentos de geração e transmissão. Esses surtos podem danificar equipamentos sensíveis, como eletrônicos e eletrodomésticos, além de causar falhas nos componentes da rede de distribuição. A instalação de para-raios e dispositivos de proteção contra surtos é fundamental para mitigar os efeitos desses eventos e proteger tanto a infraestrutura da rede quanto os equipamentos dos consumidores (Calado, 2015).

As falhas nos sistemas de distribuição de energia elétrica podem acarretar custos significativos que afetam tanto as concessionárias de energia quanto os consumidores. Devido ao impacto financeiro substancial dessas falhas, é essencial

compreender os diferentes tipos de custos envolvidos. Na próxima seção, serão detalhados os principais custos associados às falhas nos sistemas de distribuição.

## **2.1.2 Custos envolvidos em falhas no sistema de distribuição**

Esses custos podem ser diretos, como reparos e substituições de equipamentos, ou indiretos, como perdas de produtividade e penalidades regulatórias. Esses diferentes custos serão abordados nas subseções seguintes.

### *2.1.2.1 Custos Diretos*

Os custos diretos associados às falhas nos sistemas de distribuição são facilmente identificáveis na logística de operação e podem ser substanciais. Quando uma falha ocorre, as equipes de manutenção são acionadas para identificar, isolar e reparar o problema, além de serem regularmente mobilizadas para realizar manutenções preventivas. Esses custos incluem o trabalho das equipes, as peças de reposição, e os equipamentos necessários para efetuar os reparos (Calado, 2015).

Além disso, a substituição de componentes ou equipamentos danificados, como transformadores, disjuntores e cabos, pode ser necessária tanto em situações de falha quanto em manutenções preventivas, representando um custo significativo para as concessionárias, de acordo com Brown (2009).

Outro aspecto importante é a mobilização de equipes de emergência para lidar com falhas inesperadas, o que pode ser especialmente oneroso quando envolve horas extras ou trabalho noturno, conforme discutido por Puente e Mendez (2012).

Adicionalmente, o uso de equipamentos especializados, como veículos de inspeção e ferramentas de alta precisão, manuseados pelas equipes de manutenção, também contribui para os custos diretos relacionados à operação e manutenção dos sistemas de distribuição (Calado, 2015).

### *2.1.2.2 Custos Indiretos*

Os custos indiretos associados às falhas nos sistemas de distribuição de energia, como a perda de produtividade e os danos a equipamentos, devem ser contextualizados, pois nem sempre o prejuízo é imediatamente perceptível. Durante

as falhas, a interrupção no fornecimento de energia aos consumidores resulta em perda de receita para a concessionária, uma vez que a energia não é vendida durante o período de interrupção (Gellings, 2009). Além disso, em muitos países, as concessionárias de energia estão sujeitas a regulamentações rigorosas e podem ser multadas se não atenderem aos padrões de confiabilidade estabelecidos pelos órgãos reguladores (IEEE, 2012). Essas penalidades podem se manifestar na forma de compensações aos consumidores, que devem ser realizadas quando ocorrem interrupções prolongadas ou frequentes, conforme estipulado em contratos de serviço ou regulamentos locais (Calado, 2015).

De acordo com o Módulo 8 do PRODIST, as concessionárias são penalizadas quando os indicadores de continuidade, como o DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) e o FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora), excedem os limites estabelecidos. Essas penalizações resultam em compensações automáticas aos consumidores afetados, que são creditadas diretamente nas contas de energia subsequentes (Aneel, 2020).

As falhas no fornecimento de energia também podem acarretar perdas financeiras significativas para empresas industriais e comerciais, que dependem de um fornecimento contínuo de energia para manter suas operações. A interrupção da produção industrial e das atividades comerciais pode resultar em prejuízos substanciais (Puente; Mendez, 2012). Além disso, picos de tensão ou interrupções súbitas podem danificar equipamentos sensíveis, gerando custos adicionais para reparo ou substituição desses dispositivos (Gellings, 2009).

De acordo com Brown (2009), interrupções frequentes e prolongadas também têm um impacto significativo na economia local, reduzindo a confiança dos investidores e a atratividade da região para novas empresas. A falta de energia pode levar à paralisação de atividades econômicas essenciais, causando perda de produtividade, redução de receitas para as empresas e, em casos mais graves, demissões temporárias ou permanentes de trabalhadores. Setores como o comércio varejista, serviços de saúde, e pequenas indústrias são particularmente vulneráveis, pois muitas vezes não dispõem de sistemas de *backup* adequados para sustentar operações durante quedas de energia prolongadas (Silva, 2017).

As consequências sociais das falhas no fornecimento de energia elétrica são profundas, afetando a saúde, segurança pública e educação. Hospitais, que dependem de energia para operar equipamentos vitais, e escolas, que utilizam

tecnologia no ensino, enfrentam grandes desafios durante as interrupções, prejudicando o aprendizado e exacerbando desigualdades sociais, especialmente em comunidades mais vulneráveis. Além disso, a falta de energia aumenta o risco de acidentes e crimes devido à ausência de iluminação e vigilância, agravando ainda mais as desigualdades sociais. Essas interrupções geram estresse na população e ressaltam a necessidade de investimentos em infraestrutura para garantir um fornecimento contínuo e confiável (Silva, 2017).

A análise dos custos decorrentes das falhas no fornecimento de energia evidencia a importância de estratégias eficazes para minimizar esses impactos. Na sequência, serão apresentadas as abordagens e tecnologias que podem ser implementadas para melhorar a continuidade no fornecimento de energia e melhorar a performance da confiabilidade dos sistemas de distribuição.

## 2.2 EQUIPAMENTOS DE PROTEÇÃO

Os equipamentos de proteção desempenham um papel crucial nos SED, garantindo a continuidade do fornecimento de energia. Entre os principais dispositivos de proteção utilizados nas redes de distribuição, destacam-se os disjuntores, chaves fusíveis, religadores automáticos e seccionadores. Cada um desses equipamentos tem características específicas e funções essenciais para a operação eficiente e segura dos sistemas de distribuição. Cada um desses equipamentos possui sua zona de proteção, que é o trecho específico da rede delimitado e protegido por determinado dispositivo de proteção. Essa delimitação é fundamental para assegurar que, em caso de falha, o problema seja isolado e tratado sem comprometer a integridade do restante do sistema (Mamede Filho; Mamede, 2011).

### 2.2.1 Disjuntores

Os disjuntores são dispositivos de proteção que interrompem o fluxo de corrente em caso de falhas, como sobrecorrentes ou curtos-circuitos. Eles são essenciais para proteger tanto os equipamentos quanto as linhas de distribuição contra danos causados por correntes excessivas. Os disjuntores são geralmente instalados em subestações e em pontos estratégicos ao longo da rede de distribuição, onde podem ser operados manualmente ou automaticamente para isolar a área

afetada e evitar a propagação da falha. A capacidade de rearmar automaticamente ou remotamente os disjuntores contribui para a redução do tempo de interrupção e melhora a confiabilidade do sistema (Calado, 2015).

Os disjuntores podem ser classificados quanto às formas construtivas do sistema de interrupção e extinção do arco elétrico. Os tipos são: a ar, a vácuo, a óleo (pequeno ou grande volume) e a SF6 (hexafluoreto de enxofre) (Mamede, 2004).

Figura 1 – Disjuntor Simples



Fonte: Merlin Gerin (2024).

### 2.2.2 Chaves Fusíveis

As chaves fusíveis são dispositivos simples e eficazes para a proteção de ramais e transformadores em redes de distribuição. Elas consistem em um fusível que se funde quando a corrente elétrica excede um determinado valor, interrompendo o circuito e protegendo os equipamentos contra danos. As chaves fusíveis são amplamente utilizadas em redes aéreas de distribuição devido à sua simplicidade, baixo custo e facilidade de manutenção. No entanto, após a atuação, o fusível deve ser substituído manualmente, o que pode resultar em maiores tempos de interrupção em comparação com outros dispositivos de proteção (Moreto, 2005).

Além disso, a designação da velocidade dos elos fusíveis em sistemas elétricos é classificada em tipos K, T e H, de acordo com a característica tempo  $\times$  corrente de pré-arco. Essa classificação é importante para garantir a intercambialidade entre elos fusíveis de diferentes fabricantes no mesmo dispositivo fusível. Os elos de tipo K são conhecidos como rápidos, os de tipo T são lentos, e os de tipo H são projetados para suportar altos surtos. Cada um desses tipos possui características específicas de tempo  $\times$  corrente de pré-arco, facilitando a escolha do fusível adequado para diferentes aplicações (Associação Brasileira de Normas Técnicas, 2023).

Figura 2 – Chave Fusível



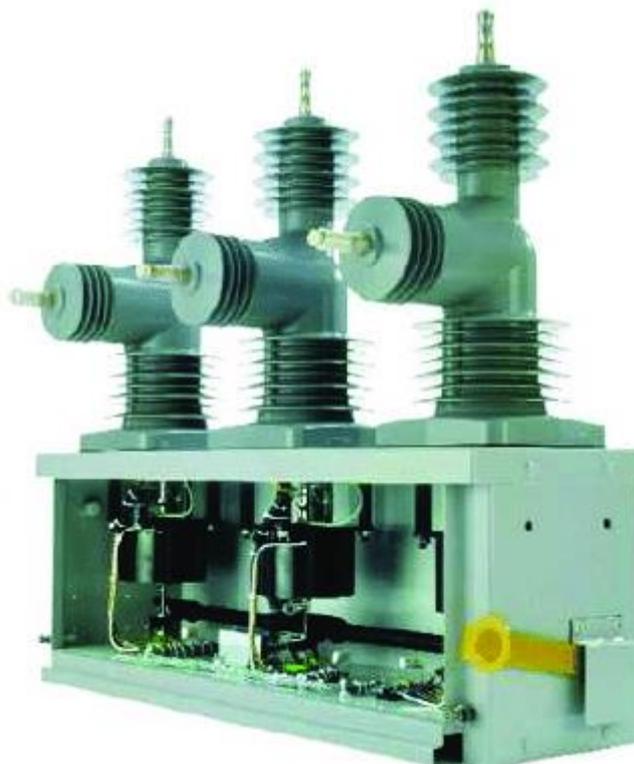
Fonte: Planejamento de sistemas de distribuição (2021).

### 2.2.3 Religadores Automáticos

Os religadores automáticos são dispositivos de proteção que, além de interromper o fluxo de corrente em caso de falhas, possuem a capacidade de fechar o circuito automaticamente após um curto período. Essa função é particularmente útil para lidar com faltas transitórias, como aquelas causadas por galhos de árvores ou raios, que frequentemente se resolvem por si mesmas.

Quando uma falha for detectada, o religador interrompe o circuito para proteger o sistema. Após um curto intervalo de tempo, ele tenta automaticamente fechar o circuito novamente para restabelecer o fornecimento de energia. Se a falha persistir, o religador pode repetir essa tentativa várias vezes (normalmente entre três e quatro vezes) antes de decidir manter o circuito aberto, indicando que a falha é permanente e requer intervenção manual para ser solucionada (Gers; Holmes, 2004).

Figura 3 - Religador



Fonte: ABB Inc (2004).

### 2.2.4 Seccionadores Automáticos

Os seccionadores automáticos operam em conjunto com os religadores, isolando trechos com faltas permanentes para manter a continuidade do fornecimento de energia nas partes não afetadas do sistema. Diferentemente dos religadores, os seccionadores não interrompem a corrente de falta, mas abrem seus contatos após um número pré-determinado de interrupções pelo religador, isolando a seção com defeito. Os seccionadores automáticos são controlados hidráulicamente ou eletronicamente e podem ser operados manualmente para interrupções de corrente nominal, facilitando manobras de manutenção (Moreto, 2005).

Figura 4 – Seccionador automático



Fonte: Shinsung Industrial Eletric (2024).

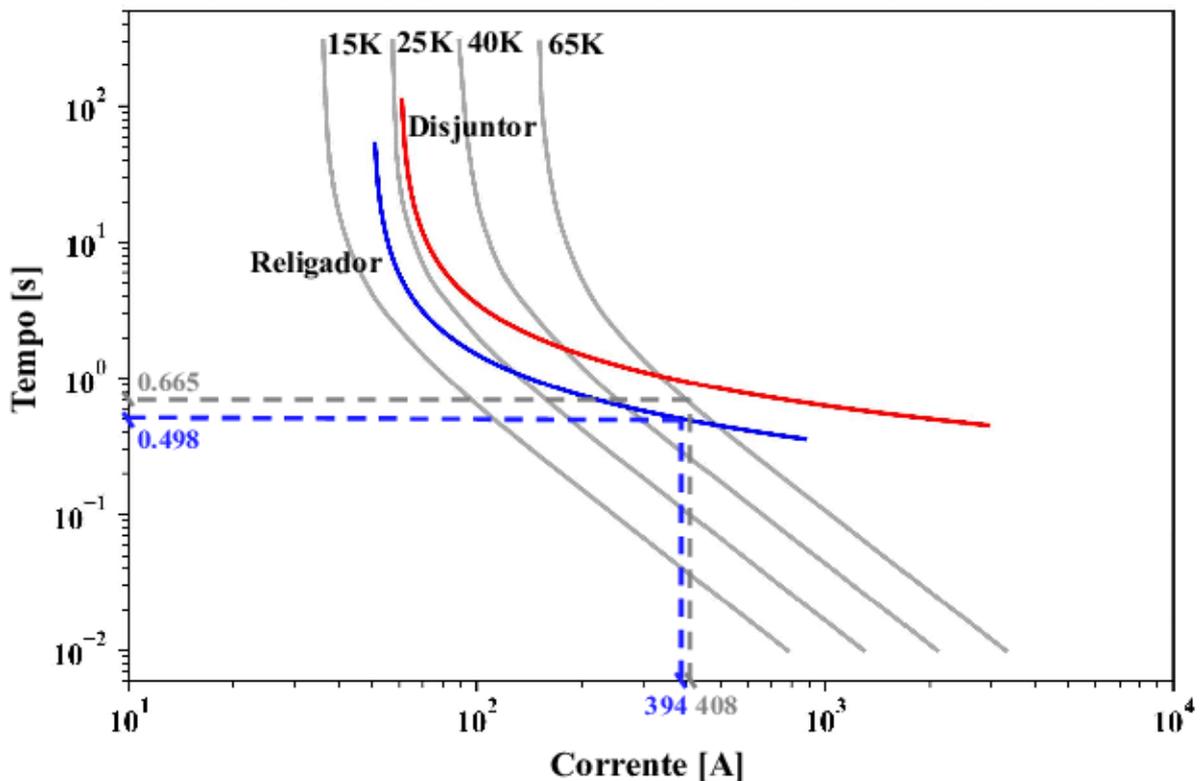
### 2.2.5 Coordenação entre equipamentos

A utilização de uma combinação adequada de equipamentos de proteção é fundamental para a operação eficiente e segura dos sistemas de distribuição de energia elétrica. Cada dispositivo desempenha um papel específico na proteção contra diferentes tipos de falhas e condições operacionais, contribuindo para a redução do tempo de interrupção, minimização dos danos aos equipamentos e garantia da segurança dos trabalhadores e consumidores. A escolha e a configuração dos equipamentos de proteção devem ser cuidadosamente planejadas, levando em

consideração as características da rede, o perfil de carga e as exigências de confiabilidade e qualidade de energia.

A Figura 5 apresenta a coordenação entre os diferentes dispositivos de proteção, além dos seus limites operacionais, para um sistema não específico dotado de disjuntor, religador e elos fusíveis.

Figura 5 – Coordenograma de sobrecorrente



Fonte: Rolim, Trindade e Rider (2020).

Esses limites, representados pelas curvas de disparo dos equipamentos, definem as faixas de corrente em que cada dispositivo é projetado para operar, garantindo a seletividade da proteção. A coordenação adequada entre os limites de operação é fundamental para que, em casos de sobrecorrente, o dispositivo mais próximo da falha atue primeiro, evitando a propagação do problema e minimizando interrupções no sistema. Essa abordagem não apenas protege os equipamentos, mas também assegura a continuidade do fornecimento de energia nas demais partes do sistema.

Dada a complexidade e a grande quantidade de eventos de falha que podem ocorrer em sistemas de distribuição de energia, utiliza-se a Simulação de Monte Carlo

(SMC) como uma ferramenta poderosa para analisar o comportamento probabilístico do sistema. A SMC permite avaliar o desempenho dos sistemas de proteção e estimar a confiabilidade do sistema sob diferentes condições operacionais, proporcionando uma visão detalhada dos riscos e possibilitando a implementação de estratégias mais robustas para garantir a continuidade e segurança do fornecimento de energia. (Banks et al., 2001).

Na próxima seção, será discutido o funcionamento da SMCS e sua relevância para a análise de confiabilidade, permitindo uma visão detalhada dos impactos das diferentes configurações de proteção.

## 2.3 SIMULAÇÃO DE MONTE CARLO SEQUENCIAL

A simulação a eventos discretos (SEDis) é uma técnica de modelagem que representa o funcionamento de um sistema como uma sequência de eventos discretos ao longo do tempo. Cada evento ocorre em um instante específico e marca uma mudança de estado no sistema. Essa técnica é amplamente utilizada em diversos campos, como engenharia, logística, saúde e finanças, para analisar o comportamento e desempenho de sistemas complexos (Banks et al., 2001).

A Simulação de Monte Carlo Sequencial (SMCS) é uma variação da simulação a eventos discretos que incorpora a aleatoriedade de eventos e a variabilidade dos processos operacionais. O método Monte Carlo, em sua essência, utiliza amostragem aleatória para resolver problemas determinísticos, especialmente aqueles que são difíceis de abordar por métodos analíticos tradicionais. Na SMCS, essa abordagem é aplicada sequencialmente ao longo do tempo, permitindo a análise detalhada de sistemas estocásticos (Rubinstein; Kroese, 2016).

### 2.3.1 Funcionamento da Simulação de Monte Carlo Sequencial

Nesta seção será descrito em etapas o fluxo da Simulação de Monte Carlo Sequencial.

### *2.3.1.1 Definição do Problema*

Inicialmente, define-se o sistema ou processo a ser analisado, identificando as variáveis de interesse e os parâmetros que influenciam o comportamento do sistema (Banks et al., 2001).

### *2.3.1.2 Modelagem do Sistema*

Cria-se um modelo matemático ou computacional que representa o sistema real. Este modelo deve incluir todas as interações e eventos relevantes que podem ocorrer ao longo do tempo (Rubinstein; Kroese, 2016).

### *2.3.1.3 Geração de Amostras Aleatórias*

Utilizam-se técnicas de amostragem aleatória para gerar valores para as variáveis de entrada do modelo. Esses valores são extraídos de distribuições de probabilidade apropriadas que representam a incerteza e a variabilidade dos parâmetros do sistema (Rubinstein; Kroese, 2016).

### *2.3.1.4 Execução Sequencial da Simulação*

A execução da Simulação de Monte Carlo Sequencial ocorre de maneira ordenada ao longo de um período especificado, seguindo um processo iterativo que pode ser descrito em três etapas fundamentais: seleção do estado, avaliação do estado e estimação dos índices. Primeiramente, o estado atual do sistema é determinado com base nas amostras aleatórias geradas. Em seguida, realiza-se a avaliação desse estado, analisando o impacto dos eventos no sistema e atualizando-o conforme necessário. Por fim, os índices de desempenho são estimados. Este processo é repetido várias vezes até que os índices estimados alcancem a convergência pré-definida, assegurando a precisão necessária dos resultados (Schilling et al., 2008).

### *2.3.1.5 Registro dos Resultados*

Os resultados de cada execução da simulação são registrados, para esse estudo os índices SAIDI e SAIFI que serão obtidos (Banks et al., 2001).

#### *2.3.1.6 Análise dos Resultados*

Após uma quantidade suficiente de repetições da simulação para capturar as principais características do sistema, os resultados são analisados estatisticamente para estimar a distribuição dos resultados possíveis. Esta análise permite avaliar o desempenho do sistema, identificar riscos e oportunidades, e tomar decisões informadas (Rubinstein; Kroese, 2016).

### **2.3.2 Relevância da SMCS na Análise de Alternativas de Proteção**

A utilização da SMCS na análise de diferentes alternativas de proteção em sistemas de distribuição de energia elétrica é particularmente relevante por várias razões, conforme essa seção aponta.

#### *2.3.2.1 Modelagem de Incerteza*

A SMCS permite representar o comportamento estocástico dos componentes. Isso é crucial para avaliar como diferentes cenários de falha e condições operacionais impactam o desempenho do sistema (Schilling et al., 2008).

#### *2.3.2.2 Avaliação de Confiabilidade*

A técnica permite a simulação de um elevado número de eventos de falha e de operação, proporcionando uma visão estatisticamente robusta da confiabilidade do sistema sob diferentes configurações de proteção. Isso ajuda a identificar as alternativas que oferecem a melhor performance em termos de continuidade do fornecimento de energia (Calado, 2015).

#### *2.3.2.3 Análise de Risco*

A SMCS possibilita a quantificação dos riscos associados a cada alternativa de proteção, considerando a frequência e a gravidade dos eventos de falha. Isso é essencial para o planejamento e a tomada de decisões, permitindo a escolha de soluções que minimizem os riscos e os impactos negativos (Schilling et al., 2008).

#### *2.3.2.4 Otimização de Recurso*

A técnica permite avaliar o impacto das diferentes alternativas de proteção em termos de custos e benefícios, ajudando a identificar as soluções mais eficientes e econômicas. Isso é fundamental para a otimização dos recursos disponíveis e a maximização do retorno sobre o investimento (Banks et al., 2001).

#### *2.3.2.5 Flexibilidade e Adaptabilidade*

A SMCS é altamente flexível e pode ser adaptada para incluir novos dados e condições operacionais à medida que se tornam disponíveis. Isso permite a atualização contínua dos modelos e a melhoria da precisão das previsões (Schilling et al., 2008).

Em resumo, a SMCS é uma ferramenta poderosa para a análise de alternativas de proteção em sistemas de distribuição de energia elétrica. Tendo em vista a modelagem das incertezas associadas as falhas dos componentes do sistema, a avaliação da SMCS permite estimar a performance da confiabilidade para diferentes configurações em planejamento. Ao utilizar essa técnica, é possível tomar decisões mais informadas e eficazes, garantindo a operação segura, confiável e econômica dos sistemas de distribuição.

## 2.4 ÍNDICES DE ADEQUAÇÃO E QUALIDADE DE ENERGIA

Os índices de confiabilidade bastante utilizados pelas empresas distribuidoras (ED) no mundo são o Índice Médio de Duração das Interrupções do Sistema (SAIDI) e o Índice Médio de Frequência das Interrupções do Sistema (SAIFI). Estes índices medem, respectivamente, a duração e a frequência das interrupções de longa duração (superiores a 5 minutos) (Billinton; Allan, 1996).

Esses índices são essenciais para quantificar o impacto das interrupções no número de consumidores afetados. Eles permitem uma análise abrangente da continuidade do serviço nas redes e são usados pelas agências reguladoras como referência para calcular penalidades e incentivos baseados na qualidade do serviço elétrico prestado pelas ED (López Amézquita, 2015).

#### 2.4.1 Indicadores de Duração de Interrupção

O SAIDI (*System Average Interruption Duration Index*) é um índice que estima a duração média das interrupções de energia que os consumidores experimentam ao longo de um ano. Ele é calculado dividindo-se a soma das durações de todas as interrupções sustentadas pelo número total de consumidores atendidos. O SAIDI é expresso em horas ou minutos por ano e é utilizado para avaliar a resiliência do sistema de distribuição frente a eventos que causam interrupções prolongadas (IEEE, 2012).

$$SAIDI = \frac{\sum D_i N_i}{N_t} \quad (1)$$

A fração em questão é composta por:

$D_i$  = Duração da interrupção  $i$  (em horas ou minutos);

$N_i$  = Número de consumidores afetados pela interrupção  $i$ ;

$N_t$  = Número total de consumidores atendidos.

O DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) é um índice similar ao SAIDI, utilizado em alguns países específicos, incluindo o Brasil. O DEC mede a duração média das interrupções de energia por unidade consumidora em um período específico, geralmente um ano. Assim como o SAIDI, o DEC é expresso em horas ou minutos por ano. Ambos os índices fornecem uma medida da duração total das interrupções que um consumidor típico pode esperar em um determinado período (ANEEL, 2020).

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^{C_c} DIC(i)}{C_c} \quad (2)$$

A fração em questão é composta por:

$DIC(i)$  = Duração de Interrupção por Unidade Consumidora  $i$

$C_c$  = Número total de unidades consumidoras

#### 2.4.1.1 Comparação SAIDI e DEC

Embora o SAIDI e o DEC sejam essencialmente equivalentes em termos de conceito e cálculo, a escolha de qual índice utilizar pode depender das práticas regulatórias e das preferências locais. Em muitos casos, as distribuidoras de energia utilizam o índice que é mais amplamente reconhecido e aceito em sua região ou que é exigido pelos órgãos reguladores. A comparação entre SAIDI e DEC permite que as distribuidoras avaliem seu desempenho em relação a padrões internacionais e ajustem suas estratégias de operação e manutenção para melhorar a confiabilidade do fornecimento de energia (Schilling et al., 2008).

#### 2.4.2 Indicadores de Frequência de Interrupção

O SAIFI (*System Average Interruption Frequency Index*) é um índice que estima a frequência média das interrupções de energia que os consumidores experimentam ao longo de um ano. O índice é calculado dividindo-se o número total de interrupções sustentadas pelo número total de consumidores atendidos. O SAIFI é expresso em interrupções por consumidor por ano e é utilizado para avaliar a frequência com que os consumidores enfrentam interrupções no fornecimento de energia (IEEE, 2012).

$$SAIFI = \frac{\sum N_i}{N_t} \quad (3)$$

A fração em questão é composta por:

$N_i$  = Número de consumidores afetados pela interrupção  $i$ ;  
 $N_t$  = Número total de consumidores atendidos.

O FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) é um índice similar ao SAIFI, mas, assim como o DEC, é mais comumente utilizado em alguns países, incluindo o Brasil. O FEC mede a frequência média das interrupções de energia por unidade consumidora em um período específico, geralmente um ano. Ambos os índices fornecem uma medida da frequência com que um consumidor típico pode esperar enfrentar interrupções no fornecimento de energia (ANEEL, 2020).

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

A equação é composta por:

$FIC(i)$  = Frequência de Interrupção por Unidade Consumidora  $i$ ;

$Cc$  = Número total de unidades consumidoras.

#### 2.4.2.1 Comparação SAIFI e FEC

Assim como no caso do SAIDI e DEC, o SAIFI e o FEC são índices essencialmente equivalentes, e a escolha entre eles pode depender das práticas regulatórias e das preferências locais. A comparação entre SAIFI e FEC permite que as distribuidoras de energia avaliem seu desempenho em termos de frequência de interrupções e implementem medidas para reduzir a frequência das falhas. A análise desses índices pode revelar pontos críticos na rede de distribuição que necessitam de melhorias, ajudando a direcionar os investimentos em infraestrutura e manutenção de forma mais eficaz (Schilling et al., 2008).

#### 2.4.3 Importância dos Índices de Confiabilidade

Os índices de adequação de energia, como SAIDI, SAIFI, DEC e FEC, são fundamentais para a gestão e operação dos sistemas de distribuição de energia elétrica, além do planejamento do SED. Eles fornecem métricas claras e quantificáveis

que permitem às distribuidoras monitorar e melhorar a confiabilidade do fornecimento de energia. Além disso, esses índices são frequentemente utilizados por órgãos reguladores para estabelecer padrões de desempenho e penalidades para distribuidoras que não atendem às expectativas de qualidade de serviço (ANEEL, 2020).

A utilização desses índices permite que as distribuidoras identifiquem áreas problemáticas na rede de distribuição e implementem medidas corretivas de forma proativa. Isso pode incluir a modernização da infraestrutura, a adoção de tecnologias avançadas de monitoramento e controle, e a implementação de programas de manutenção preventiva. Ao melhorar a confiabilidade do fornecimento de energia, as distribuidoras não apenas atendem às expectativas dos consumidores, mas também contribuem para a eficiência e sustentabilidade do sistema elétrico como um todo (Calado, 2015).

A introdução dos indicadores de confiabilidade, como SAIDI e SAIFI, oferece uma base sólida para avaliar o desempenho do sistema de distribuição de energia. No entanto, para uma avaliação financeira completa e o planejamento a longo prazo, é necessário considerar a aplicação de ferramentas financeiras, como o Fator de Recuperação de Capital (FRC).

Na próxima seção, exploraremos como o FRC pode ser utilizado para calcular os custos associados ao sistema de forma anualizada, proporcionando uma visão integrada e estratégica dos investimentos necessários para manter e melhorar a confiabilidade do sistema.

## 2.5 FATOR DE RECUPERAÇÃO DE CAPITAL

O Fator de Recuperação de Capital (FRC) é uma métrica financeira utilizada para converter um custo inicial em uma série de pagamentos anuais equivalentes. Esse fator é particularmente útil em projetos de engenharia e investimentos de infraestrutura, onde é necessário comparar o custo inicial de implementação com os custos operacionais anuais (Faisal; Anwer, 2023).

O fator de recuperação de capital é definido pela seguinte fórmula:

$$FRC = \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \quad (5)$$

$i$  = Taxa de juros por período;

$n$  = Número de períodos.

Essa fórmula calcula o valor que, quando multiplicado pelo custo inicial do investimento, resulta em uma série de pagamentos anuais iguais ao longo do período de análise.

### 2.5.1 Comparação de Custo

Ao comparar diferentes alternativas de sistemas de proteção em redes de distribuição de energia, é essencial considerar tanto os custos iniciais de implementação quanto os custos operacionais anuais. O uso do FRC permite uma análise econômica mais precisa, proporcionando uma base sólida para a tomada de decisões.

Por exemplo, ao avaliar uma alternativa de proteção que requer um investimento inicial elevado, o cálculo do custo anual equivalente permite comparar diretamente esse valor com os custos anuais de manutenção e operação das possíveis alternativas. Dessa forma, é possível determinar qual alternativa oferece o melhor equilíbrio entre custo inicial e economia operacional ao longo do tempo (Lew, 2003).

Em resumo, o fator de recuperação de capital é uma ferramenta indispensável na análise econômica de projetos de engenharia, permitindo a transformação de custos iniciais em valores anuais equivalentes e facilitando a comparação entre diferentes alternativas de investimento (Faisal; Anwer, 2023).

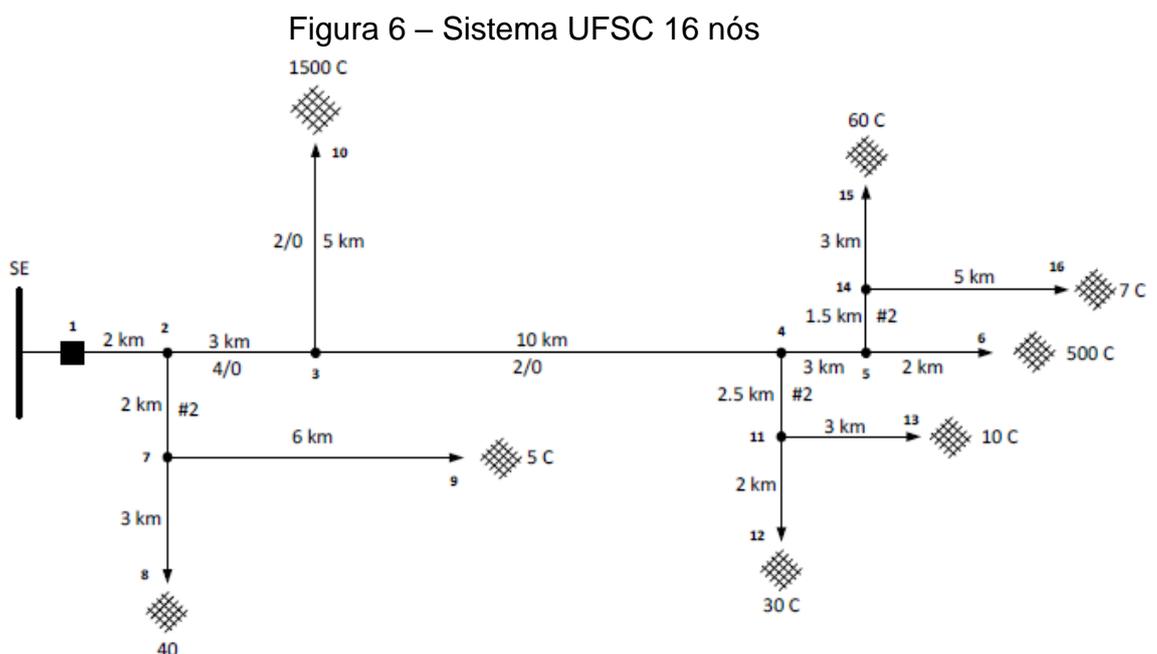
A correta aplicação do FRC é essencial para assegurar que os investimentos em infraestrutura sejam realizados de maneira eficiente, garantindo a sustentabilidade financeira dos projetos. No contexto de confiabilidade, é ainda mais crucial, pois sistemas confiáveis não apenas reduzem os custos operacionais ao minimizar interrupções e falhas, mas também melhoram a percepção de qualidade por parte dos consumidores e reguladores, fortalecendo a posição da concessionária no mercado (Meira, 2014).

### 3 METODOLOGIA

O sistema UFSC 16 nós é um sistema hipotético desenvolvido com o objetivo de avaliar a resposta de sistemas de proteção em redes de distribuição de energia elétrica. Ele foi projetado para incluir uma variedade de características encontradas em sistemas reais, permitindo uma análise abrangente das diferentes filosofias de proteção. Este sistema é composto por 16 nós, distribuídos em uma configuração que inclui trechos de rede monofásicos, bifásicos e trifásicos, com uma geometria que lembra tanto o sistema IEEE 13 nós quanto o IEEE 34 nós (Venturini, 2018).

O sistema UFSC 16 nós inclui um alimentador principal de 115kV/24.9kV, que conecta a fonte ao primeiro nó após a subestação. Os diversos tipos de carga presentes no sistema são representados por cargas do tipo PQ (potência constante), Z (impedância constante) e I (corrente constante), conectadas de diferentes maneiras, como estrela e delta. Além disso, o sistema possui dois bancos de capacitores trifásicos conectados em configuração estrela e dois centros de carga principais, representando pequenas cidades, o que adiciona um nível de complexidade e realismo à simulação (Bolacell et al., 2018).

A Figura 6 apresenta o sistema em um diagrama unifilar detalhado.



Fonte: Planejamento de Sistemas de Distribuição (2021).

Na próxima seção, será explorado diferentes alternativas de operação para o sistema de distribuição de energia, partindo da configuração mais básica, representada na Figura 6. Essa configuração inicial serve como ponto de partida, sobre a qual serão desenvolvidas variações que buscam otimizar o desempenho e a confiabilidade do sistema. Cada variação introduz ajustes que podem melhorar a operação, oferecendo alternativas para atender a diferentes demandas e condições da rede.

### 3.1 ALTERNATIVAS PROPOSTAS

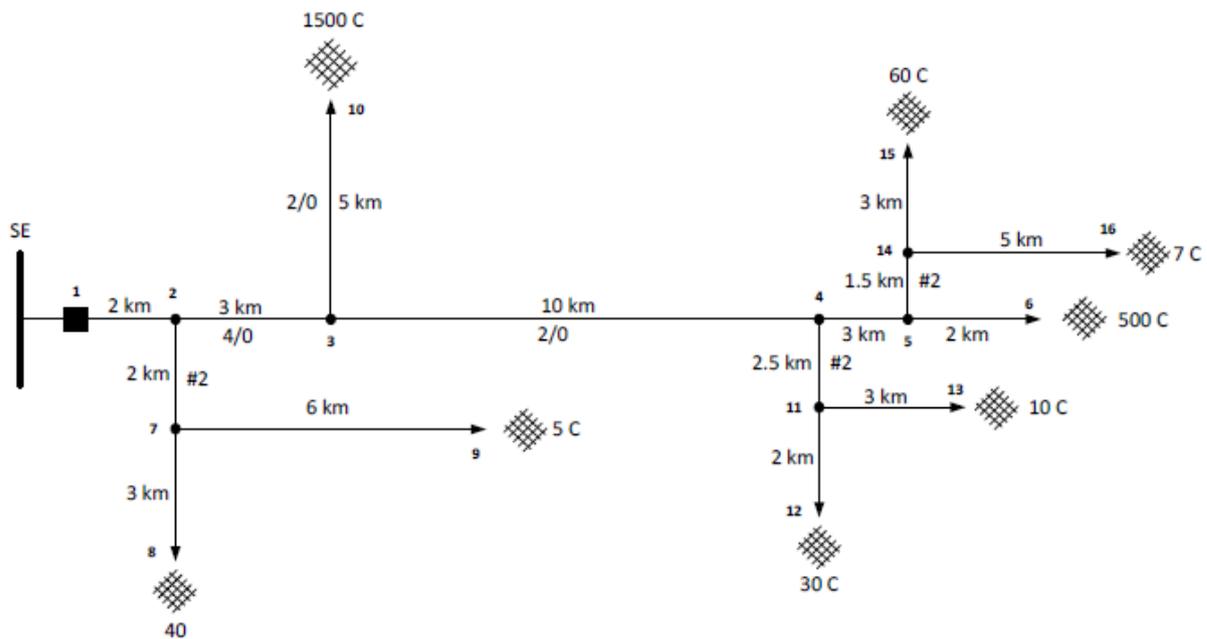
O sistema analisado, dotado de 2152 unidades consumidoras, foi equipado com várias alternativas de dispositivos de proteção. Estas alternativas variam desde configurações simples, com apenas um disjuntor na saída da subestação, até sistemas mais complexos que incluem múltiplos fusíveis, religadores e linhas adicionais para melhorar a confiabilidade do fornecimento de energia. As alternativas propostas foram numeradas de A01 a A07, cada uma com diferentes combinações de disjuntores, fusíveis, religadores e chaves, permitindo a avaliação do impacto dessas configurações nos índices de confiabilidade e qualidade de energia do sistema (Venturini, 2018).

Para a análise das diferentes filosofias de proteção, utilizou-se a SMCS, que permite a avaliação da confiabilidade do sistema levando em consideração a incerteza dos eventos de falha e de recuperação. A SMCS é implementada com o objetivo de gerar múltiplas iterações de cenários de falhas e não-falhas, proporcionando uma análise estatística robusta dos indicadores de confiabilidade e qualidade de energia. Esta técnica é particularmente útil para simular a operação do sistema sob diferentes condições e para identificar as configurações de proteção mais eficazes (Rubinstein; Kroese, 2016).

### 3.1.1 Alternativa 01 (A01):

Sistema de distribuição sem fusíveis ou chaves de manobra, apenas um disjuntor na saída da subestação, sem possibilidade de religamento. A equipe de manutenção precisa rearmar o disjuntor após cada falha.

Figura 7 – Alternativa 01



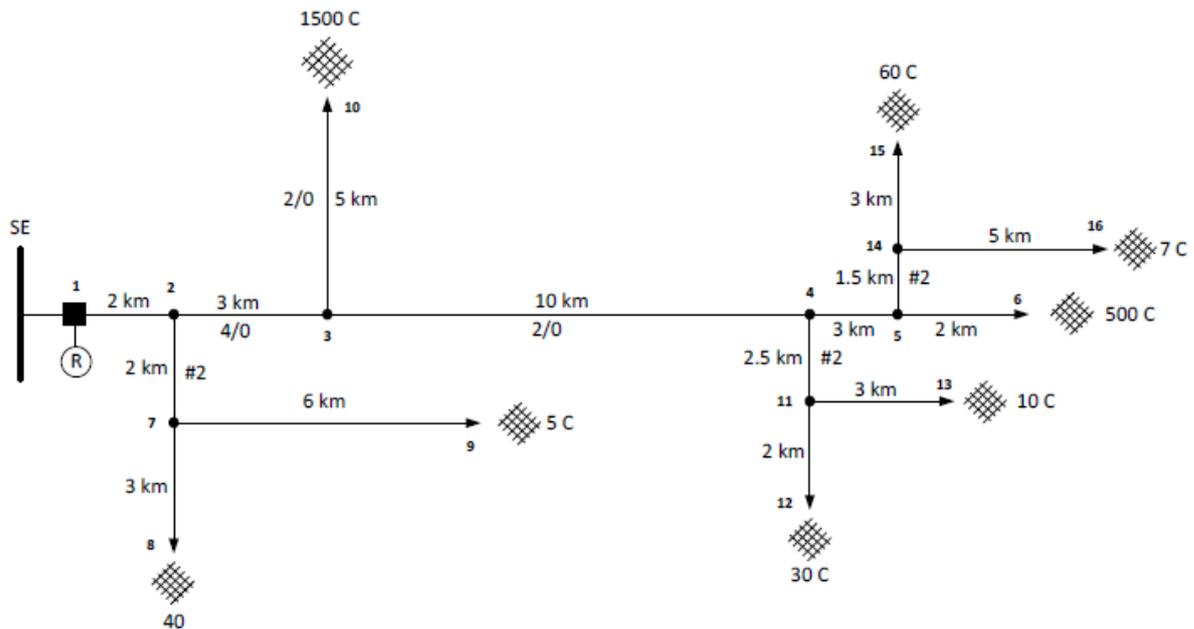
Fonte: Planejamento de Sistemas de Distribuição (2021).

A primeira alternativa (A01) consiste em um sistema de distribuição sem fusíveis ou chaves de manobra, apenas um disjuntor na saída da subestação, sem possibilidade de religamento. A equipe de manutenção precisa rearmar o disjuntor após cada falha. Esta configuração é caracterizada pela falta de dispositivos de proteção adicionais, o que leva a interrupções prolongadas até que a equipe de manutenção possa rearmar o disjuntor. Embora o custo de implantação inicial seja menor, os custos de manutenção são elevados devido à necessidade frequente de intervenção manual (Venturini, 2018).

### 3.1.2 Alternativa 02 (A02):

Sistema de distribuição sem fusíveis ou chaves de manobra, com um disjuntor na subestação e um religador.

Figura 8 – Alternativa 02



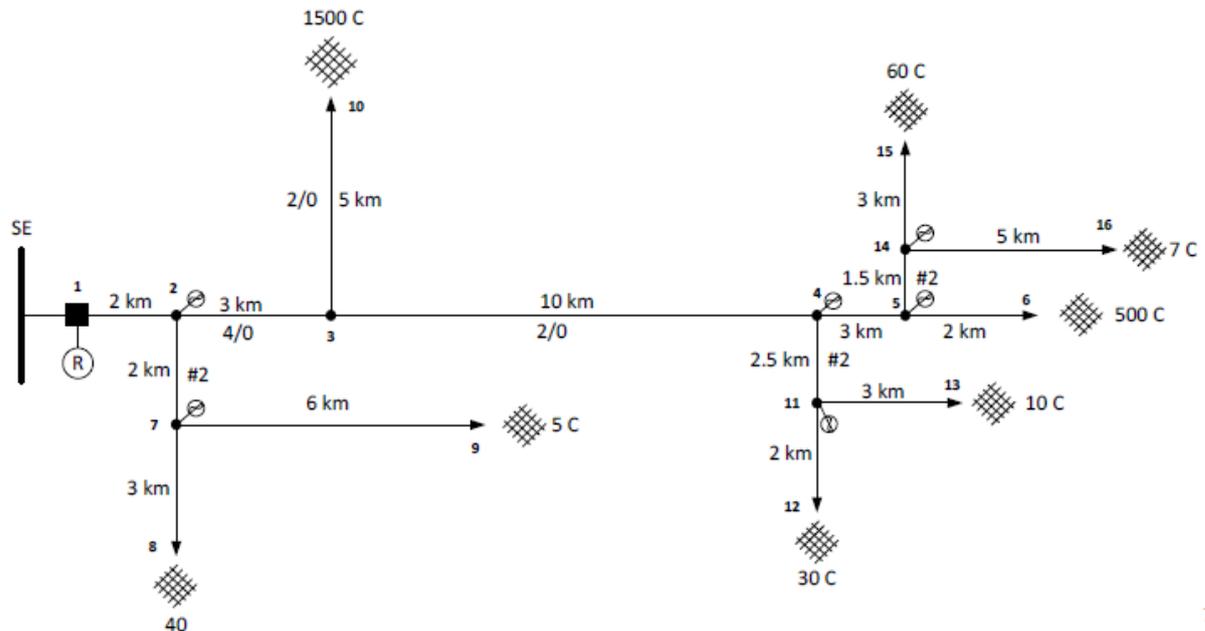
Fonte: Planejamento de Sistemas de Distribuição (2021).

A segunda alternativa (A02) inclui um religador na subestação. O religador pode restabelecer a energia automaticamente após falhas transitórias, reduzindo a duração das interrupções. O custo de implantação é moderado, com uma redução nos custos de manutenção devido à menor necessidade de intervenção manual (Venturini, 2018).

### 3.1.3 Alternativa 03 (A03):

Disjuntor na saída da subestação com religador e seis fusíveis nos ramais, exceto no ramal 3-10.

Figura 9 – Alternativa 03



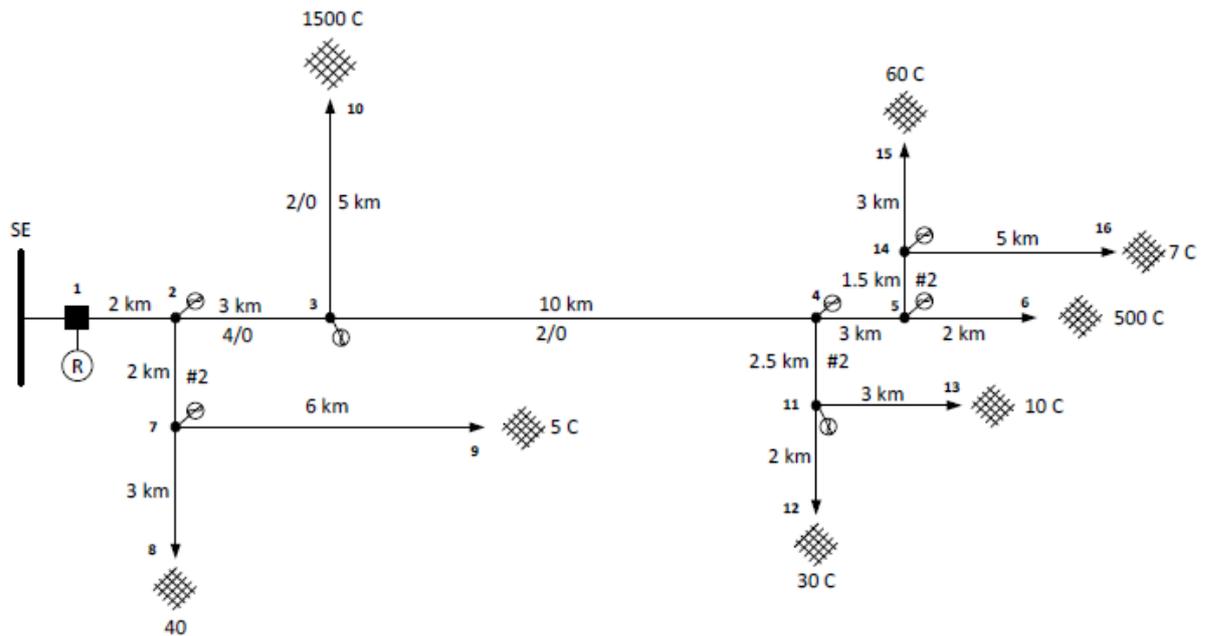
Fonte: Planejamento de Sistemas de Distribuição (2021).

A terceira alternativa (A03) adiciona seis fusíveis nos ramais, exceto no ramal 3-10, além do disjuntor e do religador na subestação. A adição de fusíveis melhora a segmentação do sistema, permitindo isolar falhas e reduzir o impacto nas áreas não afetadas. O custo de implantação e manutenção é moderado, balanceando entre a proteção adicional e os custos associados aos fusíveis (Venturini, 2018).

### 3.1.4 Alternativa 04 (A04):

Disjuntor na saída da subestação com religador e sete fusíveis nos ramais.

Figura 10 – Alternativa 04



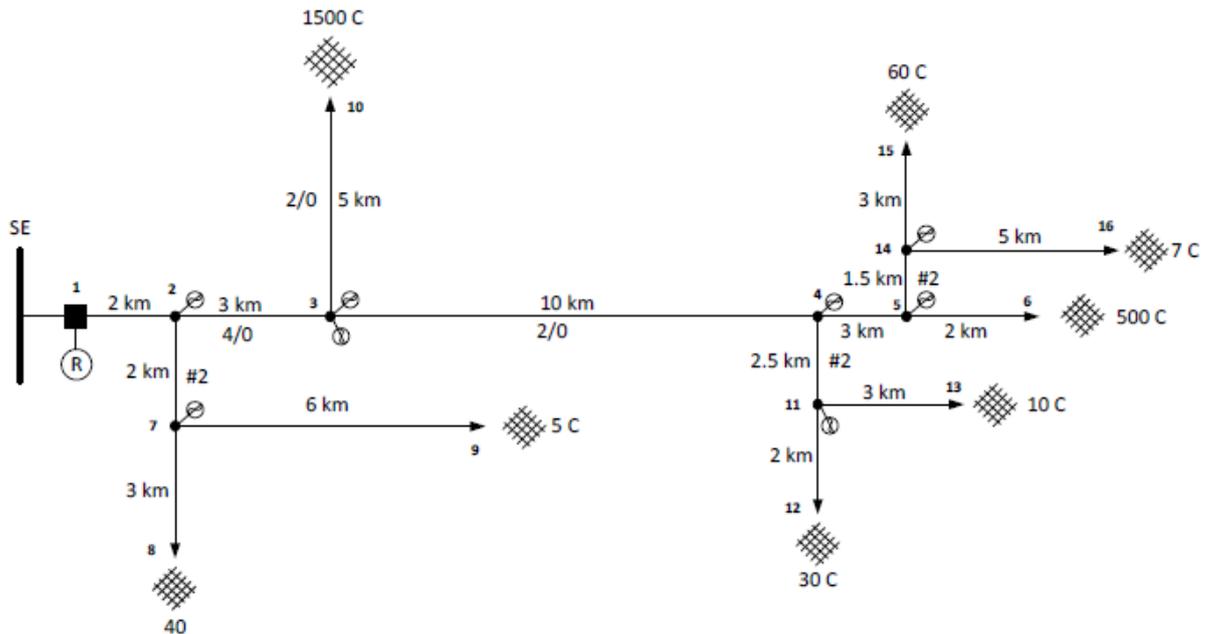
Fonte: Planejamento de Sistemas de Distribuição (2021).

A quarta alternativa (A04) é semelhante à terceira, mas inclui sete fusíveis nos ramais. Esta configuração possui mais fusíveis para garantir maior segmentação. O custo de implantação e manutenção é um pouco maior do que na terceira alternativa devido ao aumento no número de fusíveis (Venturini, 2018).

### 3.1.5 Alternativa 05 (A05):

Disjuntor na saída da subestação com religador, sete fusíveis nos ramais e um fusível no tronco entre os nós 3 e 6.

Figura 11 – Alternativa 05



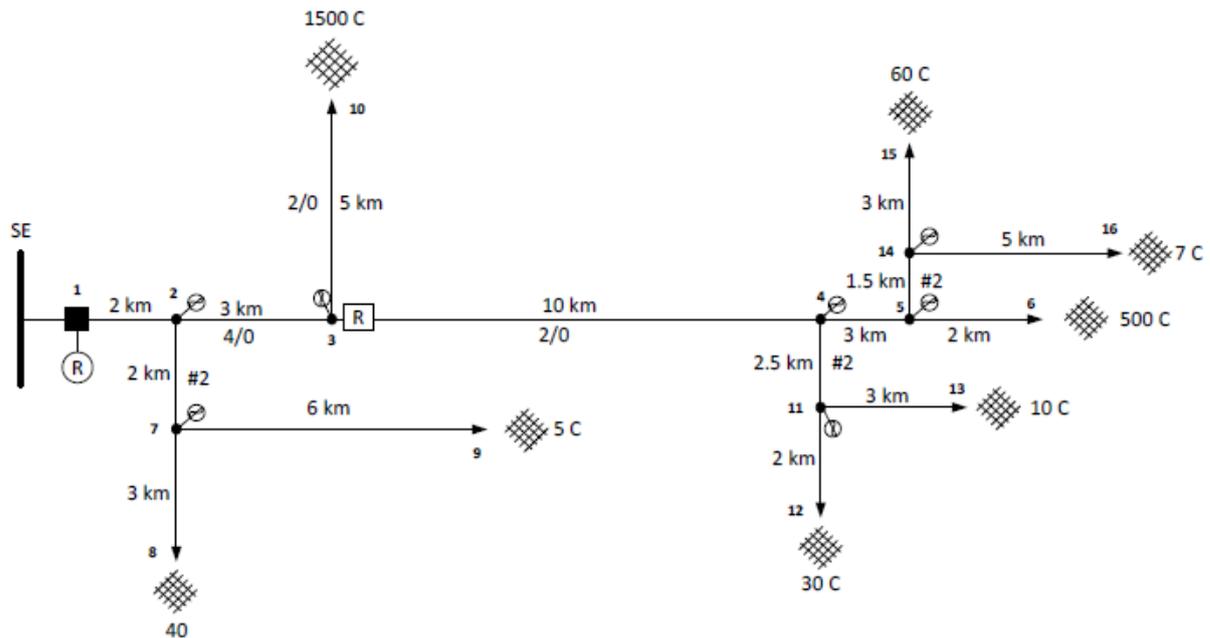
Fonte: Planejamento de Sistemas de Distribuição (2021).

A quinta alternativa (A05) inclui um fusível adicional no tronco entre os nós 3 e 6, além do disjuntor, religador e sete fusíveis nos ramais. A inclusão de proteção adicional no tronco principal isola mais efetivamente as falhas. O custo de implantação e manutenção é maior devido ao fusível adicional no tronco principal, mas há benefícios significativos na redução das interrupções (Venturini, 2018).

### 3.1.6 Alternativa 06 (A06):

Disjuntor na saída da subestação com religador, sete fusíveis nos ramais e um religador no tronco entre os nós 3 e 6.

Figura 12 – Alternativa 06



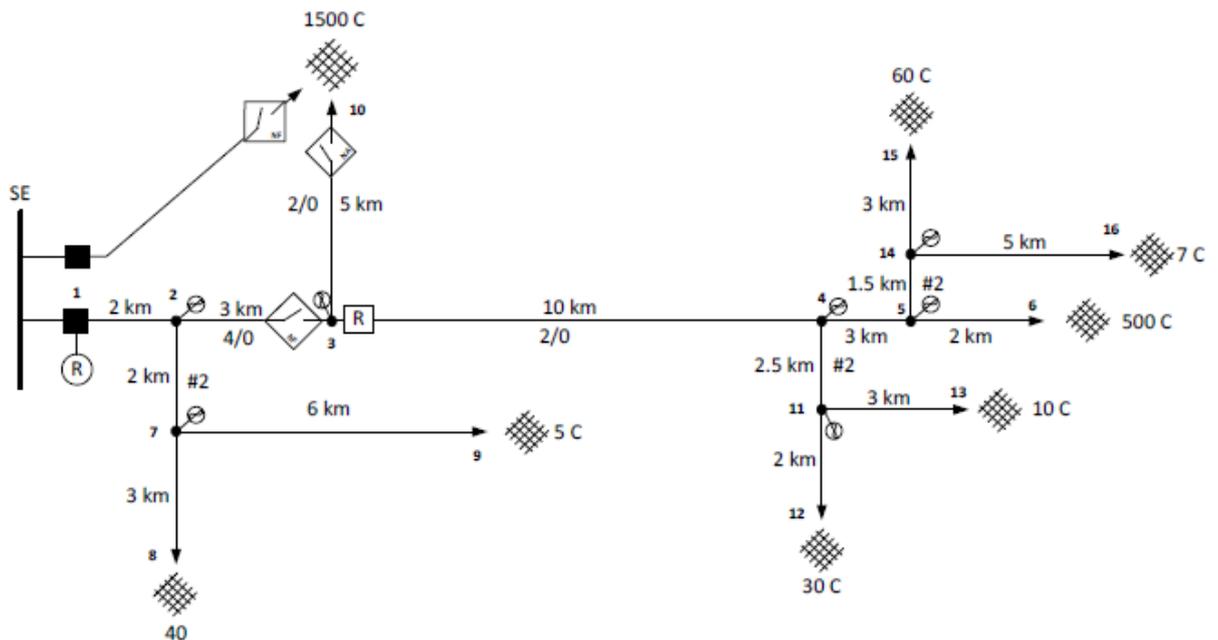
Fonte: Planejamento de Sistemas de Distribuição (2021).

A sexta alternativa (A06) adiciona um religador no tronco entre os nós 3 e 6, além dos dispositivos de proteção presentes na quinta alternativa. Esta configuração, devido ao religador, permite a restauração automática de falhas transitórias neste segmento crítico. O custo de implantação e manutenção é maior devido ao religador adicional, mas há melhorias significativas na continuidade do fornecimento de energia (Venturini, 2018).

### 3.1.7 Alternativa 07 (A07):

Disjuntor na saída da subestação com religador, sete fusíveis nos ramais, um religador no tronco entre os nós 3 e 6, e uma linha adicional conectando o nó 10 à subestação por meio de uma chave NA (normalmente aberta).

Figura 13 – Alternativa 07



Fonte: Planejamento de Sistemas de Distribuição (2021).

A sétima alternativa (A07) apresenta a maior complexidade, com a adição de uma linha conectando o nó 10 à subestação por meio de uma chave NA (normalmente aberta), além do disjuntor, religador, sete fusíveis nos ramais e um religador no tronco entre os nós 3 e 6. Esta configuração, com redundância adicional, permite redirecionamento do fornecimento de energia em caso de falhas. O custo de implantação e manutenção é o mais alto devido à complexidade e ao número de dispositivos de proteção, mas os benefícios em termos de confiabilidade e continuidade do serviço são máximos (Venturini, 2018).

Essas alternativas de proteção foram analisadas quanto ao impacto nos índices de confiabilidade do sistema, como a segmentação do sistema e a confiabilidade de fornecimento.

### 3.2 CÁLCULO DE CUSTOS

Para o estudo da viabilidade financeira das alternativas, os custos de implementação foram estimados com base nos preços atuais de mercado (em magnitude, não sendo associado a uma moeda específica) e incluem os custos de aquisição e instalação dos componentes. A Tabela 1 apresenta os custos unitários dos principais componentes utilizados nas alternativas de proteção.

Tabela 1 - Custos dos materiais (aquisição e instalação)

Material	Custo x 1.000 (\$)
Cubículo (Disjuntor, relés secundários, sobrecorrente de fase e neutro e medição de kWh, Ampere e kVARh)	100
Idem ao anterior (mais relé de religamento)	120
Km. do alimentador 4/0	40
Km. do alimentador 2/0	35
Km. do alimentador cabo #2	30
Conjunto chave fusível	2
Conjunto chave faca	2
Religador instalado	30

Fonte: Adaptado de Cipoli (1993).

#### 3.2.1 Transformação do Investimento Inicial em Custo Anualizado

Para comparar as diversas alternativas de investimento em sistemas de distribuição de energia, é fundamental transformar o custo de implantação em valores anuais equivalentes. Este procedimento permite uma análise mais justa e comparativa ao considerar os custos operacionais e de manutenção ao longo do tempo.

Considerando que os custos de manutenção e o valor da energia não vendida são constantes ao longo dos anos, o custo inicial de implantação deve ser convertido em pagamentos anuais equivalentes. Este processo é realizado através do FRC (Lew, 2003).

Para o cálculo do FRC, utiliza-se o custo de implementação (aquisição e instalação dos materiais). Além disso, considera-se a vida útil média de uma linha de distribuição como sendo 20 anos, com um valor residual próximo de zero. A taxa de juros aplicada para esse estudo é de 6% ao ano.

Por fim, ao multiplicar o FRC, apresentado na Equação (5), com o valor de implementação (aquisição e instalação), é possível determinar o valor anual necessário para recuperar o capital investido.

### **3.2.2 Custos de manutenção**

Os dados de falhas das linhas foram obtidos através do controle de interrupções das distribuidoras, formando um histórico estatístico dos equipamentos. Para o presente trabalho, com o intuito de analisar a manutenção do sistema, foram adotados os seguintes valores:

- Saídas permanentes: 0,5 saídas por quilômetro por ano (falhas acidentais que necessitam de reparos para possibilitar o religamento);
- Saídas transitórias: 4,0 saídas por quilômetro por ano (falhas acidentais que não necessitam de reparos para possibilitar o religamento);
- Saídas programadas: 0,3 saídas por quilômetro por ano (interrupções programadas para expansão e manutenção preventiva do sistema elétrico).

Esses valores refletem a ocorrência de diferentes tipos de falhas ao longo do ano, proporcionando uma base sólida para a análise de confiabilidade do sistema.

Para viabilizar o cálculo do custo de manutenção para as diversas alternativas, foram estimados os seguintes valores:

- Custo horário de uma turma de manutenção (6 homens), equipada, incluindo veículos e materiais: \$ 350,00/h;
- Custo horário de uma equipe de plantão (2 homens), incluindo veículos e materiais: \$ 100,00/h.

O tempo de restabelecimento para diferentes tipos de defeitos foi estimado com base em dados históricos. A saída transitória do trecho 01-02, nas alternativas 02 a 07, ocasiona um tempo de restabelecimento praticamente igual a zero, pois o disjuntor possui relé de religamento.

Considerando as particularidades de cada alternativa, foi definido que a alternativa 01 exigirá meia hora de uma equipe de plantão (ou operador) para religar o disjuntor em cada defeito transitório. Nos defeitos permanentes ocorridos no tronco, uma turma de manutenção terá que trabalhar 4 horas para recuperar o sistema. Para defeitos permanentes nos ramais, uma turma de manutenção gasta 5 horas para corrigir o defeito. Cada defeito transitório nos ramais, nas alternativas de 03 a 07, demandará 2 horas de serviço de uma equipe de plantão. Essas considerações são essenciais para a análise detalhada dos custos e tempos de recuperação associados a cada alternativa de proteção, permitindo uma avaliação mais precisa da eficiência e eficácia dos diferentes sistemas propostos.

Dessa forma, a Tabela 2 leva em consideração as especificidades apontadas anteriormente e apresenta todos esses dados de forma explícita.

Tabela 2 – Dados de restabelecimento

Trecho	Comp. (km)	Falha Permanente		Falha Transitória	Tempo de Restabelecimento por alternativa (h)							Saídas programadas	
		Qtd (falhas /km/ano)	Tempo Restab. (h)	Qtd (falhas /km/ano)	A1	A2	A3	A4	A5	A6	A7	Qtd (falhas /km/ano)	Tempo (h)
01-02	2,0	0,5	4	4	0,5	0	0	0	0	0	0	0,3	3
02-07	2,0	0,5	5	4	0,5	0	2	2	2	2	2	0,3	3
07-08	3,0	0,5	5	4	0,5	0	2	2	2	2	2	0,3	3
07-09	6,0	0,5	5	4	0,5	0	2	2	2	2	2	0,3	3
02-03	3,0	0,5	4	4	0,5	0	0	0	0	0	0	0,3	3
03-10	5,0	0,5	4	4	0,5	0	0	0	2	0	0	0,3	3
03-04	10,0	0,5	4	4	0,5	0	0	2	2	0	0	0,3	3
04-11	2,5	0,5	5	4	0,5	0	2	2	2	0	0	0,3	3
11-12	2,0	0,5	5	4	0,5	0	2	2	2	0	0	0,3	3
11-13	3,0	0,5	5	4	0,5	0	2	2	2	0	0	0,3	3
04-05	3,0	0,5	4	4	0,5	0	0	2	2	0	0	0,3	3
05-14	1,5	0,5	5	4	0,5	0	2	2	2	0	0	0,3	3
14-15	3,0	0,5	5	4	0,5	0	2	2	2	0	0	0,3	3
14-16	5,0	0,5	5	4	0,5	0	2	2	2	0	0	0,3	3
05-06	2,0	0,5	5	4	0,5	0	0	2	2	0	0	0,3	3
01-17	8,0	0,5	1	4	0	0	0	0	0	0	0	0,3	3

Fonte: elaborado pelo autor.

Somente então, com a descrição desses dados, é possível verificar quantas horas de reparo ocorrem no intervalo de um ano e por conseguinte apontar o custo anual das equipes de manutenção.

### 3.2.3 Custos de Interrupção de Energia Elétrica

Os custos de interrupção de energia elétrica são calculados com base nos dados da Tabela 3, obtidos de sistemas de porte similar ao utilizado no presente trabalho.

Tabela 3 - Dados base para cálculo de prejuízo por energia interrompida

Demanda Máxima (kW)	Fator de Carga	Demanda Média (kW)	Energia não faturada por hora de interrupção (kW)	Custo por kWh não faturado (\$)	Unidades Consumidoras
2000	0,55	1100	1100	0,3315	2152

Fonte: elaborado pelo autor.

Com base nesses dados, procede-se ao cálculo da energia perdida e do custo associado para as diferentes alternativas de sistemas de distribuição, utilizando o SAIDI obtido para cada uma dessas alternativas.

A Equação (6) para encontrar a energia não fornecida, e que se torna essencial para a análise financeira, fica evidenciada abaixo:

$$E_{\text{não fornecida}} = SAIDI \times E_{\text{não faturada}} \quad (6)$$

Nesse caso, podemos apenas multiplicar o SAIDI pela energia não faturada e obter a energia não fornecida na unidade de quilowatt-hora por ocorrência.

Posteriormente será realizado o cálculo de custo médio da energia não fornecida, multiplicando energia não fornecida pelo custo por kWh não faturado. Conforme segue a Equação (7):

$$C_{\text{perdida}} = E_{\text{perdida}} \times C_{\text{kWh não faturado}} \quad (7)$$

Dessa forma, a análise financeira se baseia na soma de todos os custos envolvidos, dentro da escala escolhida, que nesse caso será no intervalo de um ano.

## 4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Nesta seção, apresenta-se os resultados obtidos a partir das simulações realizadas, focando nos índices de confiabilidade dos sistemas de distribuição de energia elétrica. Inicialmente, os índices de confiabilidade, como SAIDI e SAIFI, são calculados para cada uma das alternativas propostas. Em seguida, utiliza-se esses índices como base para a análise financeira, considerando os custos associados às interrupções de energia e a recuperação do capital investido. Esta abordagem integrada permite uma avaliação abrangente, combinando aspectos técnicos e econômicos, para identificar a alternativa mais eficiente e viável para a implementação.

### 4.1 ALTERNATIVA 01

A Alternativa 01 apresenta os piores índices de confiabilidade, com um SAIFI de 238,11 occ./ano e um SAIDI de 252,24 h/occ. Isso ocorre porque, nessa configuração, qualquer falha em qualquer segmento do sistema resulta na perda de carga em todo o sistema, devido à proteção limitada apenas ao disjuntor na saída da subestação (Bolacell et al., 2018).

### 4.2 ALTERNATIVA 02

A introdução de um religador automático na subestação na Alternativa 02 reduz drasticamente os índices de confiabilidade, com o SAIFI diminuindo para 26,83 occ./ano e o SAIDI para 150,09 h/occ. A presença do religador permite o restabelecimento automático da energia após falhas transitórias, melhorando significativamente a confiabilidade do sistema em comparação com a A01 (Bolacell et al., 2018).

### 4.3 ALTERNATIVA 03

A adição de fusíveis nos ramais, exceto no ramal 3-10, na Alternativa 03, melhora ainda mais os índices de confiabilidade, com o SAIFI diminuindo para 12,49

occ./ano e o SAIDI para 49,15 h/occ. Os fusíveis permitem a segmentação do sistema, isolando falhas e minimizando o impacto nas áreas não afetadas (Bolacell et al., 2018).

#### 4.4 ALTERNATIVA 04

A Alternativa 04, que inclui um novo conjunto de fusíveis no ramal 3-10, onde estão conectados quase 70% dos consumidores, melhora ligeiramente os índices de confiabilidade, com o SAIFI reduzindo para 10,62 occ./ano e o SAIDI para 40,73 h/occ. Essa configuração permite isolar melhor as falhas, especialmente nas áreas com maior densidade de carga (Bolacell et al., 2018).

#### 4.5 ALTERNATIVA 05

A inclusão de um fusível no tronco principal entre os nós 3 e 6 na Alternativa 05 resulta em uma melhoria significativa nos índices de confiabilidade, com o SAIFI diminuindo para 4,08 occ./ano e o SAIDI para 13,45 h/occ. A proteção adicional no tronco principal é crucial para isolar falhas em segmentos críticos do sistema (Bolacell et al., 2018).

#### 4.6 ALTERNATIVA 06

A substituição do fusível no tronco principal por um religador automático na Alternativa 06 mantém os índices de confiabilidade semelhantes aos da A05, com um SAIFI de 4,08 occ./ano e um SAIDI de 13,45 h/occ. No entanto, a inclusão do religador permite uma redução significativa nas falhas transitórias, pois restaura o fornecimento de energia automaticamente após falhas temporárias, minimizando o impacto dessas interrupções no sistema (Bolacell et al., 2018).

#### 4.7 ALTERNATIVA 07

A Alternativa 07, que adiciona uma linha de redundância conectando o nó 10 à subestação por meio de uma chave normalmente aberta (NA), apresenta os melhores índices de confiabilidade, com o SAIFI reduzindo para 1,68 ocorrências por ano e o SAIDI para 5,25 horas por ocorrência. A redundância adicional permite

redirecionar o fornecimento de energia em caso de falhas, mitigando os efeitos das interrupções sustentadas para os 1500 consumidores conectados ao nó 10 (Bolacell et al., 2018).

#### 4.8 ANÁLISE DOS ÍNDICES DE CONFIABILIDADE

Para facilitar a visualização desses valores, a Tabela 4 associa as alternativas com seus respectivos índices de confiabilidade.

Tabela 4 – Índices de confiabilidade por alternativa

Alternativa	SAIFI (occ./ano)	SAIDI (h/occ)
A01	238,11	252,24
A02	26,83	150,09
A03	12,49	49,15
A04	10,62	40,73
A05	4,08	13,45
A06	4,08	13,45
A07	1,68	5,25

Fonte: elaborado pelo autor.

Observa-se que, para cada alternativa subsequente, os índices diminuem, indicando uma melhora na confiabilidade do sistema em termos de frequência e duração das interrupções.

A análise dos resultados mostra que o aumento da complexidade das alternativas de proteção resulta em melhorias significativas na confiabilidade e na qualidade do fornecimento de energia. As alternativas com maior segmentação e redundância (A05, A06 e A07) apresentam os melhores índices de SAIFI e SAIDI, reduzindo tanto a frequência quanto a duração das interrupções. A SMCS utilizada permitiu avaliar com precisão os impactos de cada alternativa, considerando a incerteza dos eventos de falha e recuperação.

A Alternativa 01, com proteção mínima, apresenta os piores índices de confiabilidade, destacando a importância de dispositivos de proteção adicionais para melhorar a segmentação e a capacidade de resposta do sistema. A introdução de religadores automáticos e fusíveis nas alternativas subsequentes demonstra uma

melhoria significativa na confiabilidade, com reduções drásticas nos índices de SAIFI e SAIDI.

A Alternativa 07, com a maior complexidade e redundância, oferece a melhor confiabilidade, embora a um custo mais elevado. No entanto, a melhoria na continuidade do fornecimento de energia justifica o investimento, especialmente para áreas com alta densidade de carga e maior sensibilidade a interrupções.

Para facilitar a visualização desses valores, a Tabela 4 associa as alternativas com seus respectivos índices de confiabilidade.

#### 4.9 ANÁLISE FINANCEIRA

O custo de implementação foi anualizado utilizando o fator de recuperação de capital. Assim, considerando uma vida útil de 20 anos e uma taxa de juros de 6% ao ano, e aplicando a Equação (5), os valores anualizados de cada alternativa são apresentados na Tabela 5.

Tabela 5 - Custo de implementação anualizado por alternativa

Alternativa	Custo Total de Implementação (\$)	Custo Anualizado (\$)
A01	2.440.000,00	212.730,32
A02	2.490.000,00	217.089,55
A03	2.502.000,00	218.135,76
A04	2.504.000,00	218.310,13
A05	2.506.000,00	218.484,50
A06	2.534.000,00	220.925,67
A07	3.174.000,00	276.723,78

Fonte: elaborado pelo autor.

Na Tabela 5, observa-se que, o custo de implementação aumenta para cada alternativa subsequente e o custo anualizado também segue a mesma característica linear.

Além do custo de implementação, os custos de manutenção também foram calculados com base nos valores estimados para as equipes de manutenção e os tempos de restabelecimento. A Tabela 6 apresenta os custos anuais de manutenção.

Tabela 6 - Custo de manutenção anual por alternativa

Alternativa	Custo de Manutenção anual (\$)
A01	69.295,00
A02	58.695,00
A03	81.095,00
A04	93.095,00
A05	97.095,00
A06	67.495,00
A07	75.615,00

Fonte: elaborado pelo autor.

Observa-se que a manutenção de cada alternativa possui suas particularidades e não segue um padrão linear, refletindo as diferentes demandas operacionais e características únicas de cada configuração.

Adicionalmente, o custo da energia não fornecida foi calculado utilizando os índices de confiabilidade (SAIDI) e a demanda média do sistema, conforme Tabela 3. A Tabela 7 apresenta os custos anuais associados à energia não faturada devido às interrupções.

Tabela 7 - Custo de energia interrompida anual

Alternativa	SAIDI (h/occ)	Energia não fornecida (kWh)	Custo de Energia Perdida (\$)
A01	252,24	277464	91.979,32
A02	150,09	165099	54.730,32
A03	49,15	54065	17.922,55
A04	40,73	44803	14.852,19
A05	13,45	14795	4.904,54
A06	13,45	14795	4.904,54
A07	5,25	5775	1.914,41

Fonte: elaborado pelo autor.

Essa tabela mostra os custos anuais associados à energia não faturada devido às interrupções. Observa-se que esses custos estão diretamente relacionados aos índices de confiabilidade (SAIDI), onde maiores valores dos índices resultam em custos mais elevados de energia não fornecida, refletindo a importância de melhorar a confiabilidade do sistema para reduzir esse indicador.

Por fim, a Tabela 8 combina os custos de implementação anualizados, manutenção e energia interrompida, oferecendo uma visão consolidada do custo total anual para cada alternativa. Além disso, a Tabela 8 apresenta o ranqueamento com base no custo total anual estimado para cada configuração. Com base no mínimo custo global apresentado, essa análise comparativa permitiu, em um primeiro momento, destacar a alternativa 06 como alternativa de referência.

Tabela 8 - Custo total anual e ranqueamento das alternativas

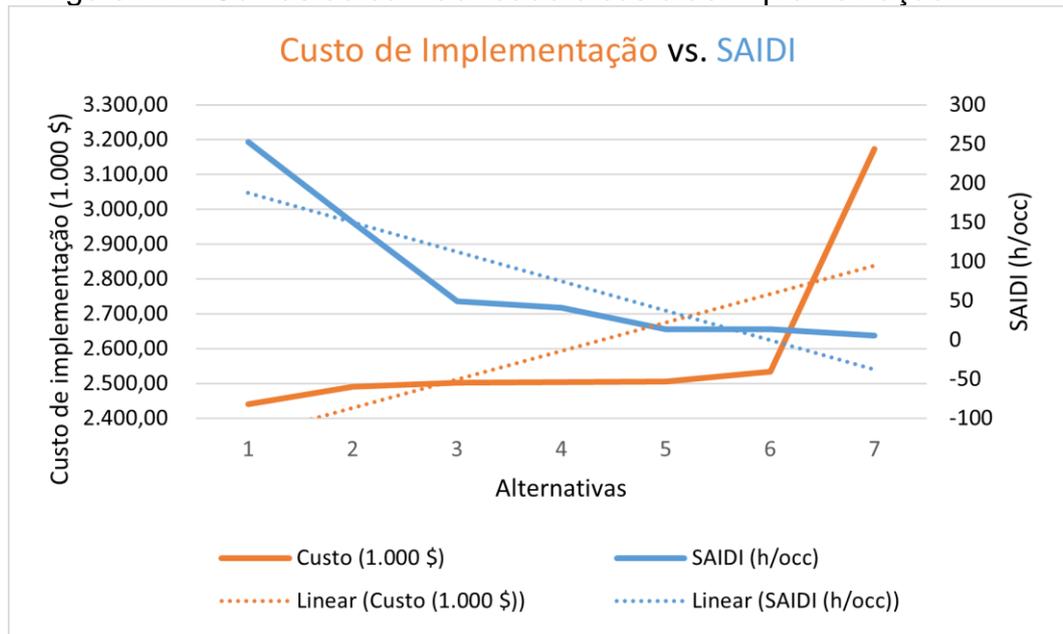
Alternativa	Custo Anualizado de Implementação (\$)	Custo de Manutenção Anual (\$)	Custo de Energia Interrompida (\$)	Custo Total Anual (\$)	Ranqueamento
A01	212.730,32	69.295,00	91.979,32	374.004,64	7º
A02	217.089,55	58.695,00	54.730,32	330.514,87	5º
A03	218.135,76	81.095,00	17.922,55	317.153,31	2º
A04	218.310,13	93.095,00	14.852,19	326.257,33	4º
A05	218.484,50	97.095,00	4.904,54	320.484,04	3º
A06	220.925,67	67.495,00	4.904,54	293.325,21	1º
A07	276.723,78	75.615,00	1.914,41	354.253,20	6º

Fonte: elaborado pelo autor.

A Tabela 8 combina os custos de implementação, manutenção e energia interrompida para cada alternativa, permitindo uma análise clara e detalhada dos custos associados a cada alternativa, facilitando a comparação e a decisão sobre a melhor opção para implementação.

Inicialmente, parece que as alternativas com mais equipamentos são mais caras devido ao aumento dos custos de implementação, como se destaca na Figura 14.

Figura 14 – Curvas de confiabilidade e custo de implementação



Fonte: elaborado pelo autor.

Na Figura 14, observa-se que a alternativa 5 representa um ponto de intersecção entre as curvas linearizadas de custo de implementação e índice de confiabilidade (SAIDI). Esse ponto sugere um equilíbrio entre o aumento do custo de implementação e a melhoria na confiabilidade do sistema. Nas alternativas anteriores, o custo é relativamente baixo, mas o índice de SAIDI é elevado, indicando uma menor confiabilidade. Nas alternativas subsequentes, embora a confiabilidade melhore, o custo aumenta consideravelmente. Portanto, a alternativa 5 pode ser considerada a mais apropriada, pois oferece um compromisso razoável entre custo e confiabilidade, evitando tanto os altos custos das últimas alternativas quanto a baixa confiabilidade das primeiras.

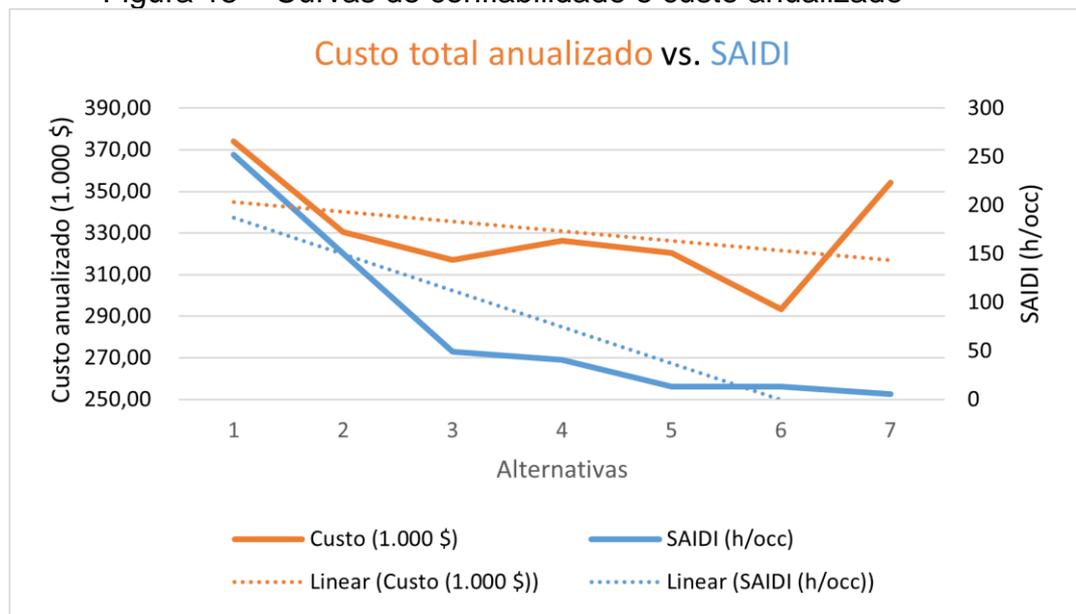
No entanto, ao contextualizar os custos a longo prazo, percebe-se que as configurações mais robustas apresentam benefícios econômicos significativos. Essas alternativas, embora inicialmente mais caras, resultam em menor custo operacional e de manutenção, bem como na minimização das perdas de energia e dos impactos das interrupções no fornecimento.

As configurações mais robustas, que incorporam tecnologias avançadas de proteção e automação, demonstraram ser mais eficientes na redução dos tempos de restabelecimento e na melhoria dos índices de confiabilidade. Isso se traduz em uma

maior continuidade do fornecimento de energia, menor tempo de interrupção e, conseqüentemente, maior satisfação dos consumidores.

Além disso, as análises financeiras mostraram que as alternativas com maior investimento inicial oferecem um melhor retorno a longo prazo, devido à redução dos custos associados às falhas e à manutenção. Isso se evidencia na Figura 15, com a diminuição de ambas as curvas para as alternativas mais caras.

Figura 15 – Curvas de confiabilidade e custo anualizado



Fonte: elaborado pelo autor.

Com base na Figura 15, a Alternativa 6 se destaca como a melhor opção em termos de custo total anualizado e confiabilidade. Ela oferece o menor custo total anualizado, enquanto ainda mantém um SAIDI baixo, tornando-se a escolha mais equilibrada e eficiente. A Alternativa 7, apesar de oferecer a melhor confiabilidade, tem um custo que pode não ser compensado pelos ganhos marginais em confiabilidade, especialmente considerando o aumento significativo no custo total.

Portanto, as configurações mais robustas geralmente oferecem melhor confiabilidade e vantagens econômicas ao longo do tempo.

## 5 CONCLUSÃO

Este trabalho abordou a análise de confiabilidade e custos associados a diferentes alternativas de proteção no sistema de distribuição UFSC 16 nós. Por meio da SMCS, foi possível avaliar o desempenho do sistema sob diversas configurações de proteção, identificando as que proporcionam maior confiabilidade e eficiência econômica.

Os resultados demonstraram que a escolha dos dispositivos de proteção e sua configuração impactam significativamente os índices de confiabilidade, como SAIDI e SAIFI, e os custos de manutenção e interrupção de energia. Alternativas que combinam religadores automáticos e fusíveis mostraram-se eficazes na redução de falhas transitórias e permanentes, melhorando a continuidade do fornecimento de energia e minimizando os custos operacionais.

A análise financeira, que considerou o custo de implementação, manutenção e energia interrompida, evidenciou a importância de um planejamento criterioso na escolha das alternativas de proteção. Uma vez que, a adoção das tecnologias mais avançadas que garantem um serviço de alta qualidade aos consumidores não necessariamente é a mais rentável para as concessionárias de energia.

Em suma, este estudo contribui para o entendimento das melhores práticas na proteção de sistemas de distribuição, oferecendo *insights* valiosos para o planejamento e operação eficiente desses sistemas.

Por fim, este estudo abre diversas oportunidades para pesquisas futuras. Um dos caminhos a ser explorado é a investigação de outras estratégias de proteção e seccionamento, utilizando diferentes abordagens de otimização e métricas alternativas para analisar a relação entre confiabilidade e custo-benefício. Adicionalmente, pode-se considerar redes de distribuição que integrem fontes de energia renovável, como solar e eólica, permitindo uma análise mais profunda sobre o impacto dessas tecnologias na confiabilidade do sistema. Outra direção interessante seria a integração de redes inteligentes (smart grids) e tecnologias de automação avançadas, examinando como essas inovações podem contribuir para a melhoria dos índices de confiabilidade e redução dos custos operacionais. Por fim, recomenda-se a realização de estudos de caso em sistemas de distribuição reais, a fim de validar os resultados obtidos através de simulação e avaliar a viabilidade das soluções propostas em condições reais de operação.

## REFERÊNCIAS

- ANEEL. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST)**. Módulo 8 - Qualidade da Energia Elétrica, versão revisada, 2020.
- ABAIDE, A. D. R. **Development of methods and algorithms for evaluation and optimization of the reliability in networks distribution**. 2005. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, 2005.
- BANKS, J. et al. **Discrete-event system simulation**. 3rd ed. Upper Saddle River: Prentice-Hall, 2001.
- BILLINTON, R.; ALLAN, R. N. **Reliability evaluation of power systems**. 2. ed. New York: Springer, 1996. 540 p.
- BOLACELL, G. S.; VENTURINI, L. F.; ROSA, M. A. D. **Distribution system reliability evaluation considering power quality effects**. Federal University of Santa Catarina, 2018.
- BROWN, R. E. **Electric power distribution reliability**. 2nd ed. CRC Press, 2009.
- CALADO, D. E. D. **Representação de curto-circuito probabilístico na avaliação da confiabilidade de sistemas de distribuição**. 2015. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2015.
- FAISAL, A.; ANWER, N. **A comparative study of the size and management of standalone hybrid renewable energy systems for remote locations in India**. In: SUSTAINABLE Built Environment and Urban Transition, 2023, Växjö. Anais [...]. Växjö: Linnaeus University, 2023.
- GELLINGS, C. W. **The smart grid: enabling energy efficiency and demand response**. CRC Press, 2009.
- GERS, J. M.; HOLMES, E. J. **Protection of electricity distribution networks**. IET, 2004.
- IEEE. **IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices**. IEEE Std 1366-2012, 2012.
- IEEE. **IEEE Recommended Practice for Calculating Short-Circuit Currents in Industrial and Commercial Power Systems**. IEEE Std 551-2006, 2006.
- IEEE. **IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces**. IEEE Std 1547-2018, 2018.
- KINDERMANN, G. **Curto-Circuito**. 5. ed. Florianópolis: UFSC – EEL - LABPLAN, 2010.

LEW, I. P. **Can you afford a parking structure?** National Parking Association, Washington, DC, Jan./Feb. 2003.

LÓPEZ AMÉZQUITA, J. C. **Alocação ótima de chaves de interconexão nas redes de distribuição de energia elétrica.** 2015.

MAMEDE, J. P. **Previsão da manutenção de disjuntores dos alimentadores de distribuição de energia elétrica pelo método de curto-circuito probabilístico.** 2004. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2004.

MAMEDE FILHO, J.; MAMEDE, D. R. **Proteção de sistemas elétricos de potência.** Rio de Janeiro, RJ: LTC, 2011.

MEIRA, P. C. M. **Análise da filosofia de eliminação de defeitos em sistemas de distribuição considerando aspectos de confiabilidade e de qualidade de energia.** 2014. Tese de Doutorado.

MATOS, E. dos R. et al. **Um método para detecção e classificação de curtos-circuitos em redes de distribuição de energia elétrica baseado na transformada de Fourier e em redes neurais artificiais.** 2009.

MERLIN GERIN. **Site do Schneider Electric**, 2024. Disponível em: <https://www.se.com/uk/en/work/products/low-voltage-products-and-systems/>. Acesso em: 27 jul. 2024.

MORETO, M. **Localização de faltas de alta impedância em sistemas de distribuição de energia:** uma metodologia baseada em redes neurais artificiais. 2005. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2005.

NASCIMENTO, F. M. do.; QUADROS, C. J. de.; SILVA JÚNIOR, M. F. da. **Planejamento de manutenção preditiva com uso de termografia em redes de distribuição.** Revista Espacios, 2019.

PARADELO JUNIOR, R. de C. **Proteção de sobrecorrente em sistemas de distribuição de energia elétrica através de abordagem probabilística.** 2006. Dissertação (Mestrado) – Universidade de São Paulo, São Paulo, 2006.

PEDROZA, M. M. **Análise dos modos de falhas em linhas de transmissão de 69KV.** 2005. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia de Produção) – Universidade Federal de Pernambuco, Recife, 2005.

PUENTE, W. R.; MENDEZ, J. R. **Regulation and deregulation of the electricity sector.** In: McGOWAN, F. (Ed.), **International energy experience: markets, regulation and the environment.** Elsevier, 2012.

ROLIM, F. B. B.; TRINDADE, F. C. L.; RIDER, M. J. **Novo modelo para obtenção do ajuste ótimo de proteção de sobrecorrente em sistemas de distribuição de**

**energia elétrica.** Brazilian Society of Electrical Engineering, v. 1, n. 1, 2020.  
Disponível em: <https://doi.org/10.48011/sbse.v1i1.2500>.

ROSA, M. A. D. **Planejamento de Sistemas de Distribuição.** 2021. Apresentação de PowerPoint. 34 slides. color.

RUBINSTEIN, R. Y.; KROESE, D. P. **Simulation and the Monte Carlo method.** 3rd ed. Hoboken: John Wiley & Sons, 2016.

SCHILLING, M. T.; SOUZA, J. C. D. S.; COUTTO FILHO, M. B. D. **Power system probabilistic reliability assessment: current procedures in Brazil.** IEEE Transactions on Power Systems, v. 23, n. 3, p. 868-876, Aug. 2008.

SILVA, L. G. W. da. **Alocação otimizada de dispositivos de proteção em sistema de distribuição de energia elétrica.** 2002. x, 89 p. Dissertação (mestrado) - Universidade Estadual Paulista, Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira, 2002.

SILVA, M. C. da. **Automatização dos grupos geradores da Estação de Bombas VI da unidade de Germano da Samarco Mineração.** 2017. Monografia (Graduação em Engenharia de Controle e Automação) - Escola de Minas, Universidade Federal de Ouro Preto, Ouro Preto, 2017.

SHINSUNG INDUSTRIAL ELETRIC, **Site do Shinsung Industrial Eletric,** 2024.  
Disponível em: <http://www.ssiec.co.kr/>. Acesso em: 27 jul. 2024.

VENTURINI, L. F. **Análise probabilística de sistemas de distribuição a partir da resposta de sistemas de proteção a curtos-circuitos.** 2018. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2018.

VIANA, M. P. **Estudo comparativo da proteção da rede secundária de uma distribuidora de energia elétrica utilizando chave fusível e seccionizador monofásico.** 2016.