



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

Lucas Laureano Moreale

**ANÁLISE DA CONFIABILIDADE EM SISTEMAS DE POTÊNCIA:
ESTUDO DE CASO DO IMPACTO DE OBRAS DE REFORÇO EM
SUBESTAÇÕES DE TRANSMISSÃO**

Florianópolis
2026

Lucas Laureano Moreale

**ANÁLISE DA CONFIABILIDADE EM SISTEMAS DE POTÊNCIA:
ESTUDO DE CASO DO IMPACTO DE OBRAS DE REFORÇO EM
SUBESTAÇÕES DE TRANSMISSÃO**

Trabalho de Conclusão de Curso do Curso de Graduação em Engenharia Elétrica do Centro Tecnológico da Universidade Federal de Santa Catarina para a obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica.
Orientador: Prof. Miguel Moreto, Dr.

Florianópolis
2026

Ficha catalográfica gerada por meio de sistema automatizado gerenciado pela BU/UFSC.
Dados inseridos pelo próprio autor.

Moreale, Lucas Laureano

ANÁLISE DA CONFIABILIDADE EM SISTEMAS DE POTÊNCIA:
ESTUDO DE CASO DO IMPACTO DE OBRAS DE REFORÇO EM
SUBESTAÇÕES DE TRANSMISSÃO / Lucas Laureano Moreale ;
orientador, Miguel Moreto, 2026.

80 p.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) -
Universidade Federal de Santa Catarina, Centro Tecnológico,
Graduação em Engenharia Elétrica, Florianópolis, 2026.

Inclui referências.

1. Engenharia Elétrica. 2. Confiabilidade do Sistema Elétrico. 3. Subestações de Transmissão. 4. Modernização de Ativos. 5. Simulação de Monte Carlo. I. Moreto, Miguel. II. Universidade Federal de Santa Catarina. Graduação em Engenharia Elétrica. III. Título.

Lucas Laureano Moreale

**ANÁLISE DA CONFIABILIDADE EM SISTEMAS DE POTÊNCIA:
ESTUDO DE CASO DO IMPACTO DE OBRAS DE REFORÇO EM
SUBESTAÇÕES DE TRANSMISSÃO**

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 Graduação em Engenharia Elétrica.

Florianópolis, 26 de fevereiro de 2026.

Prof. Roberto Coelho, Dr.
Coordenador do Curso

Banca Examinadora:

Prof. Miguel Moreto, Dr.
Orientador

Prof. Mauro Augusto da Rosa, Dr.
Avaliador
Universidade Federal de Santa Catarina

Eng. Guido Rossetto Moraes, Dr.
Avaliador
Universidade Federal de Santa Catarina

Este trabalho é dedicado aos meus pais, irmãos e minha namorada, com o apoio e incentivo incondicional.

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus, por toda a saúde, força e fé concedidas ao longo da minha caminhada.

Agradeço aos meus pais, Michel e Michella. Vocês são os pilares da minha existência e os grandes responsáveis por eu ter me tornado quem sou hoje. Obrigado por cada sacrifício, amor e apoio incondicionais ao longo de toda essa jornada.

Aos meus irmãos, Tiago e Davi, que mesmo mais jovens, foram de grande importância. Obrigado por serem minha dose diária de alegria, pelas risadas divididas e pela companhia que trouxe leveza aos dias mais densos de estudo. O amor e a amizade de vocês tornaram essa jornada muito mais feliz.

Agradeço à minha namorada, Maria Eduarda, por ser meu ponto de paz e meu refúgio seguro. O pensamento de que todo este esforço é por nós foi meu maior combustível. Obrigado pela luz, companheirismo, sabedoria e amor ilimitado. Sua presença foi, e sempre será, fundamental para minhas conquistas.

Agradeço aos meus amigos, tanto os de longa data quanto aqueles que a graduação me presenteou. Obrigado pelo apoio mútuo, pela troca de conhecimentos e, principalmente, pelos momentos de descontração que tornaram tudo bem mais leve. Vocês estão eternizados em minha memória.

Por fim, estendo minha gratidão a toda a minha família, que de perto ou de longe, sempre torceu pelo meu sucesso com carinho e atenção, sendo todos fundamentais também para a conclusão de mais essa jornada da vida.

RESUMO

Este trabalho tem como objetivo avaliar o impacto da modernização de equipamentos de uma subestação de transmissão em arranjo disjuntor e meio sobre a confiabilidade do ponto de interesse (POI) associado ao transformador de potência. Para isso, desenvolveu-se um modelo probabilístico baseado na Simulação de Monte Carlo Sequencial, parametrizado com dados consolidados de confiabilidade provenientes de estudos do CIGRÉ, Energiforsk e IEEE, e validado por meio de um modelo analítico simplificado. Foram analisados quatro cenários: equipamento novo, equipamento envelhecido (base), cenário conservador e cenário crítico, com o objetivo de representar a incerteza inerente aos parâmetros de falha e reparo dos ativos. Os resultados indicam que o envelhecimento dos equipamentos aumenta de forma significativa a frequência e a duração das interrupções, bem como a energia não suprida esperada ao sistema, enquanto a modernização promove reduções consistentes desses impactos, mesmo sob condições de maior incerteza nos dados. A metodologia adotada apresenta aderência direta aos Procedimentos de Rede do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), em especial aos Submódulos 9.1, 9.2 e 3.2, podendo subsidiar justificativas técnico-econômicas para obras de reforço e modernização no setor de transmissão. Conclui-se que a renovação de equipamentos críticos contribui de maneira consistente para o aumento da confiabilidade do suprimento e para uma operação mais segura do sistema elétrico brasileiro.

Palavras-chave: Confiabilidade. Subestações de Transmissão. Monte Carlo. Disjuntor e Meio. Modernização de Ativos. ONS.

ABSTRACT

This work aims to evaluate the impact of equipment modernization in a transmission substation with a breaker-and-a-half arrangement on the reliability of a point of interest (POI) associated with a power transformer. To this end, a probabilistic model based on Sequential Monte Carlo Simulation was developed, using consolidated reliability data from CIGRÉ, Energiforsk, and IEEE, and validated through a simplified analytical model. Four scenarios were analyzed: new equipment, aged equipment (base case), conservative scenario, and critical scenario, in order to represent the uncertainty inherent to failure and repair parameters of transmission assets. The results indicate that asset aging significantly increases the frequency and duration of interruptions, as well as the expected unsupplied energy, whereas modernization leads to consistent reductions in these impacts, even under higher levels of parameter uncertainty. The adopted methodology shows direct adherence to the Brazilian National System Operator (ONS) Grid Procedures, particularly Submodules 9.1, 9.2, and 3.2, and can support technical and economic justifications for reinforcement and modernization projects in transmission systems. It is concluded that the renewal of critical equipment consistently improves supply reliability and contributes to a safer operation of the Brazilian electric power system.

Keywords: Reliability. Transmission Substations. Monte Carlo Simulation. Breaker-and-a-Half. Asset Modernization. ONS.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Representação do Modelo de Markov de dois estados, evidenciando as transições entre sucesso e falha. Fonte: Adaptado de Vieira (2020).	19
Figura 2 – Comparativo das Funções de Densidade de Probabilidade (FDP) para as distribuições Exponencial e de Weibull. Fonte: O autor (2025).	21
Figura 3 – Configuração em barra simples. Fonte: Adaptado de Electrical Engineering Portal (2024).	26
Figura 4 – Esquema de subestação em barra simples. Fonte: Adaptado de Electrical Engineering Portal (2024).	27
Figura 5 – Configuração em Barra Principal e Transferência. Fonte: Adaptado de Electrical Engineering Portal (2024).	27
Figura 6 – Esquema de subestação em Barra Principal e Transferência. Fonte: Adaptado de Electrical Engineering Portal (2024).	28
Figura 7 – Configuração em Barra Dupla Disjuntor Simples a Quatro Chaves. Fonte: Frontin (2013).	29
Figura 8 – Configuração em Disjuntor e Meio. Fonte: Frontin (2013).	30
Figura 9 – Esquema de subestação em Disjuntor e Meio. Fonte: Adaptado de Electrical Engineering Portal (2024).	30
Figura 10 – Disjuntor Siemens modelo 3AP1 FG 145 kV. Fonte: Frontin (2013).	34
Figura 11 – Seccionador Completo. Fonte: Frontin (2013).	35
Figura 12 – Transformador de Potência. Fonte: Frontin (2013).	37
Figura 13 – Transformador de Potencial e Transformador de Corrente. Fonte: Frontin (2013).	38
Figura 14 – Curva típica da taxa de falha ao longo do tempo (Curva da Banheira). Fonte: O autor (2025).	42
Figura 15 – Representação do circuito associado ao AT-1: (a) arranjo físico e (b) modelo lógico de confiabilidade. Fonte: O autor (2025).	49
Figura 16 – Fluxograma do algoritmo da Simulação de Monte Carlo Sequencial. Fonte: O autor (2025).	57
Figura 17 – Convergência temporal do indicador LOLE para os cenários simulados. Fonte: O autor (2025).	67
Figura 18 – Comparativo da Energia Não Suprida Esperada (EENS) entre os cenários Novo e Velho Base. Fonte: O autor (2025).	68
Figura 19 – Comparação da Energia Não Suprida Esperada (EENS) entre os cenários Velho Conservador, Velho Base e Velho Crítico. Fonte: O autor (2025).	70

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Síntese de dados para parâmetros de confiabilidade.	40
Tabela 2 – Exemplos típicos de parâmetros de confiabilidade para equipamentos de subestação.	40
Tabela 3 – Exemplos de vida útil regulatória adotados neste trabalho (valores típicos).	43
Tabela 4 – Parâmetros de confiabilidade adotados para o cenário novo.	63
Tabela 5 – Comparação dos indicadores probabilísticos — Cenário Novo vs. Velho Base.	67
Tabela 6 – Indicadores de confiabilidade para os três cenários de envelhecimento. .	69

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	11
1.1	CONTEXTUALIZAÇÃO	11
1.2	JUSTIFICATIVA E PROBLEMA DE PESQUISA	12
1.3	OBJETIVO	12
1.3.1	Objetivo Geral	12
1.3.2	Objetivos Específicos	13
1.4	ESTRUTURA DO TRABALHO	13
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	15
2.1	A CONFIABILIDADE NO CONTEXTO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO	15
2.1.1	O Papel do ONS e a Justificativa Regulatória para Obras de Reforço	15
2.1.2	Definições Fundamentais da Norma ABNT NBR 5462	16
2.2	FUNDAMENTOS DE PROBABILIDADE APLICADOS À CONFIABILIDADE	17
2.2.1	Natureza Estocástica das Falhas	17
2.2.2	Distribuições de Probabilidade para Modelagem de Falhas e Reparos	18
2.3	PARÂMETROS E INDICADORES DE DESEMPENHO	22
2.3.1	Parâmetros de Componentes	22
2.3.2	Indicadores Sistêmicos e Regulatórios (ONS)	23
2.3.3	Índices de Confiabilidade	24
2.4	CONFIABILIDADE APLICADA A SUBESTAÇÕES DE TRANSMISSÃO	25
2.4.1	Arranjos Típicos e o Impacto na Redundância	26
2.4.2	Modos de Falha e Indisponibilidade de Componentes	30
2.5	EQUIPAMENTOS DE SUBESTAÇÕES E SEU CICLO DE VIDA	32
2.5.1	Perfis de Confiabilidade dos Principais Equipamentos	33
2.6	FONTES DE DADOS PARA PARÂMETROS DE CONFIABILIDADE	37
2.7	CICLO DE VIDA DOS ATIVOS E CURVA DA BANHEIRA	41
2.8	METODOLOGIAS DE AVALIAÇÃO DE CONFIABILIDADE	43
2.8.1	Métodos Analíticos	43
2.8.2	Métodos de Simulação Estocástica	45
2.8.2.1	Simulação de Monte Carlo Sequencial (SMCS)	45
2.8.2.2	Convergência Estatística do Método	46
3	METODOLOGIA	47
3.1	ESCOPO DO ESTUDO E DEFINIÇÃO DO PONTO DE INTERESSE (POI)	47
3.2	MODELAGEM DOS COMPONENTES	48
3.2.1	Disjuntores	50
3.2.2	Chaves Seccionadoras	50
3.2.3	Transformador de Potência AT-1	51
3.2.4	Hipóteses Adotadas	51

3.3	DEFINIÇÃO DOS CENÁRIOS	52
3.3.1	Cenário Novo	52
3.3.2	Cenário Velho	52
3.3.3	Cenário Conservador	53
3.3.4	Cenário Crítico	53
3.4	LÓGICA DE FALHA DO SISTEMA (MODELO TOPOLÓGICO)	53
3.5	METODOLOGIA DE SIMULAÇÃO (MONTE CARLO SEQUENCIAL)	56
3.5.1	Geração dos Tempos até Falha (TTF)	56
3.5.2	Ordenação de eventos e avanço do relógio simulado	58
3.5.3	Aplicação dos Tempos de Reparo (TTR)	58
3.6	CÁLCULO DOS INDICADORES DE CONFIABILIDADE	59
3.6.1	Probabilidade de Indisponibilidade (LOLP)	59
3.6.2	Duração Esperada de Interrupção (LOLE)	59
3.6.3	Frequência Esperada de Interrupção (LOLF)	59
3.6.4	Tempo Médio Entre Falhas (MTBF) e Tempo Médio de Reparo (MTTR)	60
3.6.5	Energia Não Suprida Esperada (EENS)	60
3.6.6	Convergência Estatística e Reprodutibilidade	60
3.7	VALIDAÇÃO ANALÍTICA SIMPLIFICADA	61
3.7.1	Formulações Analíticas por Componente	61
3.7.2	Cálculo da Indisponibilidade Total Equivalente	62
4	RESULTADOS	63
4.1	CARACTERIZAÇÃO DO ESTUDO DE CASO	63
4.2	VALIDAÇÃO DO MODELO PROBABILÍSTICO	64
4.3	RESULTADOS COMPARATIVOS — CENÁRIOS BASE	66
4.4	ANÁLISE DE SENSIBILIDADE — CENÁRIOS VELHOS	69
4.5	DISCUSSÃO DOS RESULTADOS E IMPLICAÇÕES	71
5	CONCLUSÃO	74
	REFERÊNCIAS	76

1 INTRODUÇÃO

A energia elétrica transcendeu a condição de mera comodidade para se consolidar como o alicerce fundamental sobre o qual operam as sociedades modernas. Desde a iluminação de residências e o funcionamento de hospitais até a automação de complexos industriais e a infraestrutura digital que conecta o mundo, a disponibilidade contínua e segura de eletricidade é um pré-requisito indispensável para o progresso social e o desenvolvimento econômico. No centro dessa complexa cadeia de suprimento encontra-se o sistema de transmissão, uma vasta rede de linhas e subestações responsável por transportar grandes blocos de energia dos centros geradores aos centros consumidores, muitas vezes por milhares de quilômetros. A integridade e a performance desta rede são, portanto, de importância estratégica para qualquer nação.

O Brasil, com seu Sistema Interligado Nacional (SIN), opera um dos mais extensos e complexos sistemas de transmissão do mundo, na qual garantir seu funcionamento confiável não é uma tarefa trivial. Nesse contexto, a análise de confiabilidade emerge como uma disciplina de engenharia essencial, por fornecer as ferramentas quantitativas necessárias para avaliar a capacidade do sistema em desempenhar suas funções requeridas, permitindo que planejadores e operadores tomem decisões informadas sobre onde e como investir recursos para garantir a segurança e a continuidade do serviço. Este trabalho se insere precisamente nesta área, buscando aplicar os princípios da engenharia de confiabilidade para avaliar o impacto de intervenções de modernização em um dos nós mais críticos do sistema: as subestações de transmissão.

1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO

O Sistema Elétrico de Potência (SEP) é tradicionalmente dividido em três segmentos: geração, transmissão e distribuição. A transmissão constitui a espinha dorsal do sistema, operando em altos e extra-altos níveis de tensão para transportar energia de forma eficiente por longas distâncias. As subestações de transmissão são os pontos nodais desta rede, onde a energia é manobrada, transformada e redistribuída para diferentes níveis de tensão. A falha de um único componente crítico dentro de uma subestação — seja um disjuntor, um transformador de potência ou um barramento — pode comprometer a capacidade de transmissão e, em casos extremos, levar a interrupções de grande escala.

A confiabilidade de um sistema elétrico é formalmente definida pela Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT) como a "capacidade de um item desempenhar uma função requerida sob condições especificadas, durante um dado intervalo de tempo" (ABNT, 1994). Este atributo, em conjunto com a manutenibilidade e a disponibilidade, constitui a base para a avaliação do desempenho de um sistema. A análise quantitativa destas características permite uma avaliação objetiva do sistema, fundamental para estudos comparativos entre diferentes alternativas de projeto e para a justificativa de novos investimentos (IEEE,

2007).

1.2 JUSTIFICATIVA E PROBLEMA DE PESQUISA

O SIN enfrenta um desafio duplo e contínuo: o envelhecimento natural de sua infraestrutura, que eleva a probabilidade de falhas por desgaste (ABNT, 1994), e a necessidade constante de expansão para atender ao crescimento da demanda por energia. Ambos os fatores impulsionam a necessidade de intervenções na Rede Básica, especialmente em subestações de transmissão, onde a modernização e o reforço de equipamentos são cruciais para garantir a capacidade operativa da rede.

No Brasil, este processo é regulado e coordenado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), que consolida as intervenções necessárias no Plano de Modernização de Instalações (PMI). Uma diretriz fundamental deste plano, conforme estabelecido no Submódulo 3.2 dos Procedimentos de Rede, é que toda proposta de melhoria ou reforço seja acompanhada de suas "justificativas técnico-econômicas" e da demonstração dos "benefícios oriundos de sua implantação" (ONS, 2023b).

Esta exigência regulatória define o problema central desta pesquisa: de que forma a modelagem probabilística estocástica, considerando o perfil de envelhecimento dos ativos, pode quantificar o ganho de confiabilidade e a mitigação do risco operativo proporcionados por obras de modernização e reforço em subestações de transmissão?

Abordagens puramente determinísticas, como o critério N-1 (que avalia a capacidade do sistema de suportar a perda de um componente), embora essenciais para a segurança, são muitas vezes insuficientes para capturar a natureza estocástica e aleatória das falhas. Conforme aponta a literatura, critérios determinísticos podem levar a soluções de custo elevado, pois não diferenciam eventos de alta e baixa probabilidade (Bagen, 2011). A análise probabilística, por outro lado, permite uma avaliação mais refinada, ponderando o custo de um investimento contra a redução esperada do risco de interrupções.

Portanto, este trabalho se justifica pela necessidade de aplicar uma metodologia quantitativa, fundamentada na engenharia de confiabilidade, para avaliar o impacto de uma obra de reforço, traduzindo os ganhos técnicos em benefícios mensuráveis que possam subsidiar as justificativas técnico-econômicas exigidas pelo setor.

1.3 OBJETIVO

1.3.1 Objetivo Geral

Analisar quantitativamente o impacto de uma obra de reforço em uma subestação de transmissão sob a ótica dos indicadores de confiabilidade do sistema, desenvolvendo um estudo de caso comparativo entre os cenários "antes" e "depois" da intervenção e conectando as métricas clássicas de confiabilidade com os indicadores de desempenho utilizados no setor elétrico brasileiro.

1.3.2 Objetivos Específicos

Para alcançar o objetivo geral, este trabalho se propõe a:

- Fundamentar teoricamente os conceitos de Confiabilidade, Manutenibilidade e Disponibilidade, com base na norma ABNT NBR 5462 e em referências internacionais como a norma IEEE Std 493-2007;
- Explorar as principais características e parâmetros de desempenho do sistema, como Taxa de Falha (λ), Tempo Médio Entre Falhas (MTBF), Tempo Médio Para Falha (MTTF) e Tempo Médio Para Reparo (MTTR), e sua relação com os indicadores regulatórios do ONS;
- Analisar as topologias mais comuns de subestações de transmissão e suas implicações para a confiabilidade do sistema;
- Desenvolver e detalhar uma metodologia de avaliação de confiabilidade, baseada em métodos analíticos ou Simulação de Monte Carlo, que seja aplicável para a comparação de diferentes configurações de subestação;
- Aplicar a metodologia a um estudo de caso prático, modelando uma configuração de subestação antes e depois da implementação de uma obra de reforço, utilizando dados de confiabilidade de fontes públicas e consolidadas;
- Analisar comparativamente os resultados, quantificando os ganhos de desempenho e discutindo como essa melhoria se traduz em um impacto positivo para a segurança e a eficiência do sistema.

1.4 ESTRUTURA DO TRABALHO

Este Trabalho de Conclusão de Curso está organizado em cinco capítulos, com o objetivo de apresentar o tema de forma clara, lógica e estruturada. No Capítulo 1 é realizada a introdução ao tema, apresentando a contextualização do problema, a justificativa da pesquisa e os objetivos geral e específicos que orientam o desenvolvimento do estudo. No Capítulo 2 é construída a fundamentação teórica necessária, abordando os conceitos e indicadores de confiabilidade, as características dos equipamentos e arranjos de subestações, bem como as principais metodologias de análise quantitativa aplicadas a sistemas elétricos de potência.

No Capítulo 3 é detalhada a metodologia de análise desenvolvida neste trabalho, descrevendo o escopo do estudo, as premissas adotadas, a modelagem da topologia e do ponto de interesse, a parametrização dos componentes, o método de simulação utilizado e os indicadores de desempenho considerados. No Capítulo 4 é apresentada a aplicação prática da metodologia por meio do estudo de caso, incluindo a caracterização da subestação

analisada, a definição dos cenários simulados e a apresentação e discussão dos resultados obtidos, com comparações quantitativas entre os diferentes cenários avaliados.

Por fim, no Capítulo 5 é apresentada a conclusão do trabalho, sintetizando os principais achados, destacando as contribuições do estudo para a análise de confiabilidade de subestações de transmissão, apontando suas limitações e sugerindo possíveis direções para trabalhos futuros.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

A análise de confiabilidade em sistemas elétricos de potência é uma disciplina consolidada que emprega fundamentos de estatística, probabilidade e engenharia de sistemas para quantificar a capacidade de um sistema em cumprir sua função de forma contínua e segura. A aplicação desses conceitos é de suma importância no setor de transmissão de energia, onde a interrupção do serviço pode acarretar impactos socioeconômicos de grande magnitude. A avaliação do desempenho dos ativos não se limita apenas a garantir a operação em regime normal, mas também a planejar de forma otimizada os investimentos necessários para a modernização e expansão da rede. Diante de um cenário de envelhecimento da infraestrutura e demanda crescente, a capacidade de justificar tecnicamente e economicamente as intervenções em subestações e linhas de transmissão torna-se um diferencial estratégico para as concessionárias e para a segurança do sistema como um todo.

Este capítulo tem como objetivo apresentar a fundamentação teórica que dará suporte ao desenvolvimento deste trabalho. São abordados, inicialmente, o contexto regulatório e os conceitos normativos que orientam a análise de confiabilidade no Brasil. Em seguida, são detalhados os fundamentos probabilísticos e os principais indicadores quantitativos utilizados para medir o desempenho de componentes e sistemas. Por fim, são exploradas as características dos equipamentos de subestações, seus modos de falha, ciclo de vida, e as metodologias consagradas para a avaliação de sua confiabilidade.

2.1 A CONFIABILIDADE NO CONTEXTO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

A confiabilidade não é apenas um atributo técnico desejável, mas uma premissa fundamental para a operação do SIN. A estrutura regulatória do setor elétrico brasileiro, coordenada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e pelo ONS, estabelece critérios e procedimentos rigorosos para garantir que a rede de transmissão opere com elevados padrões de segurança e continuidade.

2.1.1 O Papel do ONS e a Justificativa Regulatória para Obras de Reforço

O Operador Nacional do Sistema Elétrico é o órgão responsável pela coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica no SIN. Entre suas diversas atribuições, o ONS tem um papel central no planejamento da operação, o que inclui a identificação de necessidades de melhorias e reforços na rede para manter ou elevar seus níveis de segurança e desempenho.

Um dos instrumentos mais importantes nesse processo é o Plano de Modernização de Instalações (PMI), detalhado no Submódulo 3.2 dos Procedimentos de Rede (ONS, 2023b). O PMI consiste no "conjunto de melhorias necessárias em instalações [...], acom-

panhadas das respectivas justificativas técnico-econômicas, dos benefícios oriundos de sua implantação, das datas de necessidade e dos prazos para implantação"(ONS, 2023b). Esta diretriz estabelece que qualquer investimento em modernização ou reforço não pode ser baseado apenas em critérios subjetivos; é mandatório que os agentes demonstrem, de forma quantitativa ou qualitativa, que os benefícios da intervenção superam seus custos.

A avaliação de confiabilidade, objeto deste trabalho, emerge como a principal ferramenta para a elaboração dessas justificativas. Ao quantificar a redução esperada na frequência e na duração das interrupções, a análise de confiabilidade permite calcular o benefício da obra em termos de melhoria de desempenho (Bagen, 2011), servindo como base técnica sólida para a tomada de decisão e para a aprovação dos investimentos junto aos órgãos reguladores.

2.1.2 Definições Fundamentais da Norma ABNT NBR 5462

Para garantir a consistência e o rigor técnico da análise, é fundamental adotar as definições padronizadas pela Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT) através da norma NBR 5462, que trata de Confiabilidade e Manutenibilidade. Os três conceitos centrais para este trabalho são:

- Confiabilidade (Reliability): Definida como a "capacidade de um item desempenhar uma função requerida sob condições especificadas, durante um dado intervalo de tempo"(ABNT, 1994). Na prática, é a probabilidade de um equipamento operar sem falhas por um determinado período. É um indicador que mede a robustez inerente de um componente.
- Manutenibilidade (Maintainability): É a "capacidade de um item ser mantido ou recolocado em condições de executar suas funções requeridas, sob condições de uso especificadas, quando a manutenção é executada sob condições determinadas e mediante procedimentos e meios prescritos"(ABNT, 1994). Em termos simples, mede a facilidade e a rapidez com que um equipamento pode ser reparado após uma falha.
- Disponibilidade (Availability): Conceito que une os dois anteriores, sendo a "capacidade de um item estar em condições de executar uma certa função em um dado instante ou durante um intervalo de tempo determinado, levando-se em conta os aspectos combinados de sua confiabilidade, manutenibilidade e suporte de manutenção"(ABNT, 1994). A disponibilidade, portanto, não depende apenas de quão raramente um equipamento falha (confiabilidade), mas também de quão rapidamente ele pode ser restaurado ao serviço (manutenibilidade). É o indicador que melhor representa a percepção de continuidade do serviço para o sistema (IEEE, 2007).

Estes três conceitos formam o tripé da análise de desempenho de ativos e serão a base para a avaliação comparativa dos cenários de reforço propostos neste TCC.

2.2 FUNDAMENTOS DE PROBABILIDADE APLICADOS À CONFIABILIDADE

A avaliação quantitativa da confiabilidade de sistemas de engenharia, como as subestações de potência, fundamenta-se na aplicação de conceitos de probabilidade e estatística para modelar a ocorrência de eventos incertos, como as falhas de equipamentos. Tratar as falhas como fenômenos aleatórios permite a construção de modelos matemáticos capazes de prever o desempenho futuro de um sistema e quantificar sua robustez.

2.2.1 Natureza Estocástica das Falhas

Historicamente, os estudos para auxiliar em decisões providas de incerteza no planejamento de sistemas elétricos foram conduzidos a partir de duas abordagens distintas: a determinística e a probabilística (Billinton; Allan, 1996; Santos, 2019). A abordagem determinística baseia-se no uso de regras ou heurísticas apoiadas em experiências passadas, como o tradicional "critério N-1", que avalia o sistema assumindo a indisponibilidade não simultânea de seus componentes (Santos, 2019). Embora de ampla difusão, essa abordagem não mensura o risco real de ocorrência das contingências.

Por outro lado, a abordagem probabilística fundamenta-se na modelagem matemática do comportamento estocástico dos componentes (Santos, 2019). As falhas em equipamentos elétricos, embora associadas a mecanismos físicos de degradação, ocorrem em instantes imprevisíveis do tempo. Segundo a literatura especializada, a abordagem probabilística é a única que permite a avaliação do risco de interrupções no fornecimento e as respectivas consequências econômicas de uma forma completa e rigorosa (Billinton; Allan, 1996; Santos, 2019).

A abordagem probabilística não busca prever a falha de um componente individual, mas sim estimar os indicadores e a probabilidade de ocorrência de falhas em uma população de componentes semelhantes ao longo de um horizonte de tempo (IEEE, 2007). Este princípio é sustentado pela Lei dos Grandes Números, um teorema fundamental da teoria da probabilidade que descreve o comportamento da média de uma sequência de variáveis aleatórias independentes. Na literatura matemática, este teorema divide-se em duas formulações principais: a Lei Fraca, que indica uma convergência em probabilidade, e a Lei Forte, que garante a convergência quase certa (com probabilidade 1). É a Lei Forte dos Grandes Números que estabelece que a média dos resultados obtidos a partir de um grande número de ensaios converge e se estabiliza no valor esperado teórico (Ross, 2014).

No contexto da confiabilidade, a Lei Forte possui duas implicações práticas cruciais. A primeira é que ela valida a compilação de grandes bases de dados, ou seja, ao coletar dados de falha de milhares de equipamentos em serviço por muitos anos, um grande número

de "ensaios", as taxas de falha empíricas calculadas, como as apresentadas na norma IEEE Std 493-2007, tornam-se estatisticamente estáveis e representativas do comportamento esperado para aquele tipo de componente. A segunda implicação é que ela fundamenta a validade de metodologias de simulação, como a Simulação de Monte Carlo, que será detalhada posteriormente neste capítulo. Ao simular o ciclo de vida de um sistema milhares de vezes, a convergência garantida pela Lei Forte assegura que a média dos resultados obtidos (como a frequência de interrupções) se aproxime do desempenho real esperado do sistema, conferindo o rigor matemático necessário à análise (Billinton; Allan, 1996; Endrenyi; Anders; Leite da Silva, 2001; Rubinstein; Kroese, 2016).

2.2.2 Distribuições de Probabilidade para Modelagem de Falhas e Reparos

Para modelar matematicamente o tempo até a ocorrência de uma falha (TTF - Time to Failure) ou o tempo necessário para um reparo (TTR - Time to Repair), utilizam-se funções de distribuição de probabilidade. Essas funções matemáticas descrevem a probabilidade de um evento aleatório ocorrer ao longo do tempo (IEEE, 2007). Na engenharia de confiabilidade, duas distribuições se destacam pela sua aplicabilidade e representatividade dos fenômenos de falha: a Exponencial e a de Weibull.

- A Distribuição Exponencial e o Modelo de Markov

A distribuição exponencial é o modelo mais amplamente utilizado em análises de confiabilidade de sistemas de potência, especialmente quando se assume uma taxa de falha constante. Essa hipótese é considerada válida para populações de componentes que operam em regime de falhas aleatórias, associado à fase de vida útil estável da Curva da Banheira (IEEE, 2007; Nowlan; Heap, 1978). A função de densidade de probabilidade (PDF), que descreve a probabilidade relativa de uma falha ocorrer em um instante de tempo t , é dada por:

$$f(t) = \lambda e^{-\lambda t}, \quad \text{para } t \geq 0 \quad (1)$$

A partir da PDF, deriva-se a função de confiabilidade, $R(t)$, que representa a probabilidade de um item operar sem falhas por um período superior a t :

$$R(t) = e^{-\lambda t} \quad (2)$$

A aplicação desta distribuição está intrinsecamente ligada à modelagem estocástica do ciclo de falha e reparo, tradicionalmente representada por um modelo de Markov a dois estados (Santos, 2019; Vieira, 2020). Neste modelo, um componente possui disponibilidade máxima quando se encontra no estado de sucesso (*up*) e capacidade nula no estado de falha (*down*).

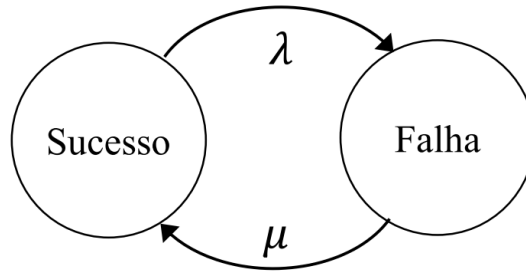


Figura 1 – Representação do Modelo de Markov de dois estados, evidenciando as transições entre sucesso e falha. Fonte: Adaptado de Vieira (2020).

As transições entre esses estados são definidas pelos seguintes parâmetros: o parâmetro λ descreve a taxa com que o componente transita do estado *up* para o estado *down* (taxa de falha); similarmente, o parâmetro μ representa a taxa com que o componente transita do estado *down* para o *up* (taxa de reparo). Assumindo que as durações de permanência em cada estado são distribuídas exponencialmente, os tempos de residência podem ser obtidos computacionalmente pelo método da transformada inversa (Vieira, 2020; Rubinstein; Kroese, 2016), de acordo com as seguintes expressões:

$$T_{up} = -\frac{1}{\lambda} \ln U \quad (3)$$

$$T_{down} = -\frac{1}{\mu} \ln U \quad (4)$$

onde T_{up} é o tempo até a falha (TTF), T_{down} é o tempo de reparo (TTR), e U é um número pseudoaleatório amostrado a partir de uma distribuição uniforme no intervalo $[0, 1]$.

Uma propriedade fundamental e distintiva deste processo estocástico exponencial é a "falta de memória". Matematicamente, a probabilidade de um componente falhar no próximo intervalo de tempo é independente de há quanto tempo ele já está operando (IEEE, 2007). A simplicidade conceitual e a vasta disponibilidade dos parâmetros de transição (λ e μ) em referências consolidadas tornam este modelo a escolha padrão para a base da Simulação de Monte Carlo Sequencial.

- A Distribuição de Weibull

A distribuição de Weibull é amplamente empregada em engenharia de confiabilidade por sua capacidade de representar diferentes regimes de falha ao longo do ciclo de vida de um equipamento (Dong; Nassif, 2019; Nowlan; Heap, 1978). Em contraste com a distribuição exponencial, que pressupõe uma taxa de falha constante, a Weibull permite modelar situações em que a taxa de falha varia ao longo do tempo, podendo

ser decrescente, aproximadamente constante ou crescente. Essa flexibilidade torna a distribuição de Weibull particularmente adequada para representar, de forma unificada, os diferentes comportamentos de falha tradicionalmente associados às fases do ciclo de vida dos equipamentos, frequentemente descritas pela Curva da Banheira, cuja fundamentação teórica será explorada posteriormente (IEEE, 2007). Sua função de densidade de probabilidade (PDF) é dada por

$$f(t) = \frac{\beta}{\eta} \left(\frac{t}{\eta} \right)^{\beta-1} e^{-(t/\eta)^\beta}, \quad t \geq 0, \quad (5)$$

enquanto a função de confiabilidade, que representa a probabilidade de o componente operar sem falhas até pelo menos o instante t , é

$$R(t) = e^{-(t/\eta)^\beta}. \quad (6)$$

O modelo é parametrizado pelos valores η (parâmetro de escala) e β (parâmetro de forma). O parâmetro η , também denominado vida característica, corresponde ao tempo em que 63,2% da população terá falhado, atuando como um fator de escala temporal. Já o parâmetro β determina o comportamento da taxa de falha e é responsável pela versatilidade do modelo: valores de $\beta < 1$ representam a fase de mortalidade infantil, com taxa de falha decrescente; o caso $\beta = 1$ reduz a Weibull à distribuição exponencial, caracterizando a vida útil estável com taxa de falha constante; e $\beta > 1$ modela a fase de desgaste, na qual a taxa de falha aumenta devido ao envelhecimento, fadiga de materiais ou degradação acumulada.

Uma propriedade fundamental da Weibull é sua função de taxa instantânea de falha (ou hazard function), definida como

$$h(t) = \frac{f(t)}{R(t)} = \frac{\beta}{\eta} \left(\frac{t}{\eta} \right)^{\beta-1}. \quad (7)$$

Essa expressão é particularmente útil na análise de equipamentos envelhecidos, pois permite calcular diretamente a taxa de falha correspondente à idade real do ativo, especialmente quando $\beta > 1$, situação típica da fase de desgaste (Nowlan; Heap, 1978). No presente trabalho, essa formulação é empregada para estimar a taxa de falha dos componentes no cenário “velho”, conforme detalhado na metodologia de simulação.

A relação entre os parâmetros de Weibull e a vida média esperada de um equipamento também desempenha papel central na modelagem. A vida média (MTTF) para a distribuição de Weibull é dada por

$$MTTF = \eta \Gamma \left(1 + \frac{1}{\beta} \right), \quad (8)$$

onde $\Gamma(\cdot)$ representa a função gama. Essa relação permite estimar o parâmetro η a partir da vida média informada em bases de dados de confiabilidade, como CIGRÉ e Energiforsk, o que é especialmente útil quando essas fontes fornecem apenas valores médios sem especificar diretamente os parâmetros da distribuição. Assim, pode-se obter

$$\eta = \frac{MTTF}{\Gamma \left(1 + \frac{1}{\beta} \right)}, \quad (9)$$

permitindo uma modelagem compatível com informações empíricas disponíveis.

Na Figura 2 é ilustrada de forma comparativa as funções de densidade de probabilidade (FDP) associadas às distribuições Exponencial e de Weibull. Observa-se que, no caso da distribuição exponencial, o que permanece constante ao longo do tempo é a sua taxa de falha, embora a sua FDP decaia exponencialmente. Em contraste, a distribuição de Weibull apresenta diferentes conformações da FDP em função do valor do parâmetro de forma β , permitindo representar regimes com taxas de falha variáveis. Cabe destacar que a distribuição exponencial é, matematicamente, um caso particular da distribuição de Weibull quando $\beta = 1$. Por outro lado, para valores de $\beta > 1$, a Weibull permite representar regimes de falha associados ao envelhecimento (desgaste) dos equipamentos. Com isso, a distribuição de Weibull é mais flexível para modelar ativos em fim de vida útil, de forma a justificar sua adoção em estudos de modernização e substituição de equipamentos.

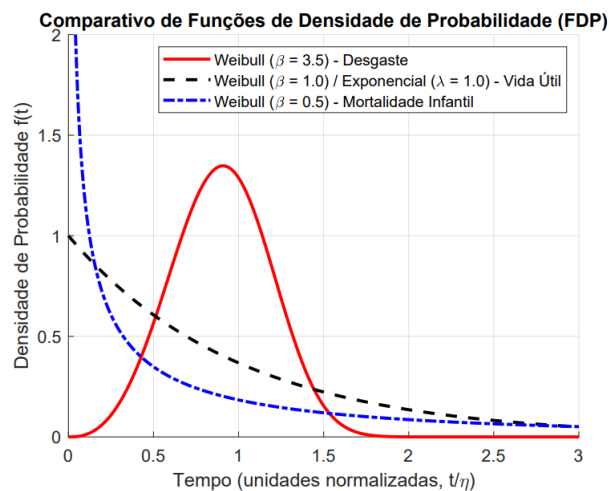


Figura 2 – Comparativo das Funções de Densidade de Probabilidade (FDP) para as distribuições Exponencial e de Weibull. Fonte: O autor (2025).

2.3 PARÂMETROS E INDICADORES DE DESEMPENHO

A avaliação da confiabilidade transcende a análise puramente qualitativa e exige a utilização de métricas padronizadas que permitam quantificar o desempenho de equipamentos e do sistema. Estes parâmetros são essenciais para comparar alternativas de projeto, monitorar a performance da rede ao longo do tempo e subsidiar as análises técnico-econômicas de investimentos (IEEE, 2007). Os parâmetros podem ser divididos em duas categorias principais: aqueles que caracterizam o desempenho de componentes individuais e aqueles que medem o impacto das falhas no sistema como um todo, sob a ótica do serviço entregue ao consumidor.

2.3.1 Parâmetros de Componentes

Os parâmetros de componentes são as características fundamentais que alimentam qualquer modelo de confiabilidade. Eles são obtidos a partir da análise estatística de grandes volumes de dados de falha, coletados ao longo de muitos anos de operação de uma vasta população de equipamentos (IEEE, 2007). Os três parâmetros mais importantes são:

- Taxa de Falha (λ - Failure Rate): A taxa de falha é definida como o número total de falhas de um componente ou item, dividido pelo tempo total de operação desse item (IEEE, 2007). É a métrica que expressa a frequência esperada com que um componente irá falhar. Geralmente, é expressa em unidades de falhas/ano ou falhas/hora. Quando se assume uma taxa de falha constante, o que é comum para equipamentos na fase de vida útil, a taxa de falha é o parâmetro λ da distribuição exponencial.
- Tempo Médio Entre Falhas (MTBF - Mean Time Between Failures): O MTBF representa o tempo médio de operação de um item reparável entre duas falhas consecutivas (ABNT, 1994). Para um componente com taxa de falha constante λ , o MTBF é simplesmente seu inverso, conforme a Equação:

$$MTBF = 1/\lambda \quad (10)$$

É crucial, como aponta o IEEE Std 493-2007, não confundir MTBF com a vida útil de um componente. O MTBF é uma métrica estatística de uma população, associada ao intervalo médio de tempo entre falhas, enquanto a vida útil se refere à longevidade esperada de um único item antes que o desgaste se torne significativo. Um MTBF elevado (e.g., centenas de anos) não significa que o equipamento durará séculos, mas sim que sua falha aleatória durante a vida útil é um evento de baixa probabilidade.

- Tempo Médio Para Reparo (MTTR - Mean Time To Repair): O MTTR é o tempo médio necessário para reparar um item que falhou, recolocando-o em condição opera-

cional (ABNT, 1994). Este tempo inclui não apenas o reparo em si, mas também as etapas de detecção da falha, diagnóstico, deslocamento da equipe, obtenção de peças e testes finais (IEEE, 2007). O MTTR é um indicador direto da manutenibilidade do sistema e tem um impacto significativo na duração das interrupções. Valores de MTTR para diversos equipamentos de subestação são tabelados em referências como o IEEE Gold Book (493-2007) e relatórios e brochuras técnicas do CIGRÉ.

Matematicamente, em modelos de avaliação de confiabilidade baseados no Processo de Markov de dois estados, o MTTR atua como o inverso da taxa de transição de reparo (μ) (Zardo, 2014; Santos, 2019). Em abordagens práticas de simulação aplicadas ao planejamento do setor elétrico, é comum assumir o tempo de reparo como uma variável de natureza determinística (fixada em seu valor médio), dado o alto grau de padronização logística das equipes de manutenção. Sob esta premissa metodológica, os tempos até a falha mantêm a sua natureza estocástica, mas os períodos de indisponibilidade obedecem estritamente aos tempos médios de reparo mapeados (Billinton; Allan, 1996).

2.3.2 Indicadores Sistêmicos e Regulatórios (ONS)

Enquanto os indicadores de componentes descrevem o comportamento dos equipamentos, os indicadores sistêmicos medem o impacto agregado das falhas na ponta do sistema, ou seja, na continuidade do fornecimento de energia. No Brasil, o Submódulo 9.1 dos Procedimentos de Rede do ONS estabelece os indicadores de confiabilidade para a Rede Básica, que são fundamentais para a avaliação do desempenho das concessionárias de transmissão (ONS, 2020a). Entre os diversos indicadores, três são particularmente relevantes para a análise do impacto de obras de reforço:

- Energia Não Suprida (ENS): A ENS é definida como a "relação percentual entre a energia não suprida, face à interrupção do fornecimento [...] e a energia total que seria suprida na ausência das interrupções"(ONS, 2020a). Este é, talvez, o indicador de maior relevância socioeconômica, pois quantifica diretamente o "tamanho" da interrupção em termos de energia que deixou de ser entregue aos consumidores. Em análises de custo-benefício, a redução da ENS esperada é frequentemente utilizada para calcular o benefício financeiro de um investimento em confiabilidade (Bagen, 2011).
- Frequência Equivalente de Interrupção de Carga (FREQ): Este indicador mede o "número de vezes, no período observado, em que houve interrupção equivalente ao total do atendimento às cargas da área em análise"(ONS, 2020a). Ele normaliza a frequência de interrupções pela carga máxima da área, permitindo comparar o desempenho de diferentes pontos do sistema. Sua formulação é dada pela Equação:

$$FREQ = \sum (P_{int})_i / P_{max} \quad (11)$$

Onde $(P_{int})_i$ é a potência interrompida na ocorrência i e P_{max} é a potência máxima da área de apuração. Este indicador está diretamente relacionado à frequência de falhas dos componentes do sistema. Para ilustrar sua aplicação, considere uma área de apuração cuja potência máxima demandada (P_{max}) seja de 200 MW. Suponha que, durante o período de observação, ocorram duas contingências distintas que resultem em corte de carga: a primeira interrompendo 100 MW e a segunda interrompendo 50 MW. Aplicando a formulação, o FREQ será calculado pela razão entre a soma das potências interrompidas (150 MW) e a potência máxima (200 MW), resultando em um indicador de 0,75. Fisicamente, isso significa que as duas interrupções parciais equivalem a 0,75 interrupções totais da carga máxima daquela área no período analisado.

- Duração Equivalente de Interrupção de Carga (DREQ): De forma análoga ao FREQ, o DREQ mede a "duração equivalente à perda total do atendimento às cargas da área em análise, no período observado" (ONS, 2020a). Ele pondera a duração de cada interrupção pela potência interrompida. Sua formulação é dada pela Equação:

$$DREQ = \sum [(P_{int})_i * (T_{int})_i] / P_{max} \quad (12)$$

Onde $(T_{int})_i$ é a duração da interrupção na ocorrência i . Este indicador é fortemente influenciado tanto pela frequência de falhas quanto pelo tempo de reparo (MTTR) dos componentes.

Os resultados de uma análise de confiabilidade, como a proposta neste trabalho, podem ser diretamente traduzidos nestes indicadores regulatórios, permitindo uma avaliação do impacto da obra de reforço que está alinhada com os critérios de desempenho do setor elétrico brasileiro.

2.3.3 Índices de Confiabilidade

Enquanto os indicadores regulatórios do ONS (como ENS, FREQ e DREQ) possuem natureza predominantemente determinística e são utilizados para apurar eventos passados, a avaliação probabilística exige métricas capazes de projetar o risco futuro. Para isso, os resultados estatísticos da avaliação da adequação de sistemas de potência dão-se na forma de índices de confiabilidade. De acordo com a literatura (Billinton; Allan, 1996; Vieira, 2020), esses índices podem ser estimados através de funções teste ($H(\mathbf{x})$), que expressam matematicamente as suas respectivas definições. Através de processos estatísticos, essas funções mapeiam os estados de sucesso ou de falha do sistema. Os índices

de confiabilidade representam, estocasticamente, o valor esperado dessas funções teste, denotado por $E[H(\mathbf{X})]$ (Santos, 2019; Vieira, 2020).

Apesar da grande variedade de designações e dependendo do nível hierárquico considerado, os índices podem ser categorizados em três classes principais (Billinton; Allan, 1996; Vieira, 2020):

- **Índices de Probabilidade:**

- *LOLP (Loss Of Load Probability – Probabilidade de Perda de Carga)*: Expressa a probabilidade do sistema falhar em suprir a demanda.
- *LOLE (Loss Of Load Expectation – Esperança de Perda de Carga)*: Representa a duração média de tempo em que o sistema encontra-se indisponível durante o período analisado. Geralmente é expresso em horas/ano.

- **Índices de Energia:**

- *EPNS (Expected Power Not Supplied – Potência Não Suprida Esperada)*: Quantifica a potência média não atendida em eventos de falha, expressa em MW.
- *EENS (Expected Energy Not Supplied – Energia Não Suprida Esperada)*: Reflete a energia média não suprida no período de análise devido às interrupções. É frequentemente expressa em MWh/ano.

- **Índices de Frequência e Duração:**

- *LOLF (Loss Of Load Frequency – Frequência de Perda de Carga)*: Representa o número médio de ocorrências de interrupção no período analisado, expressa em falhas/ano.
- *LOLD (Loss Of Load Duration – Duração da Perda de Carga)*: Expressa a duração média de cada evento de falha individual, dada em horas/ocorrência.

2.4 CONFIABILIDADE APLICADA A SUBESTAÇÕES DE TRANSMISSÃO

A configuração física de uma subestação, conhecida como arranjo ou topologia de barramentos, é um dos fatores mais determinantes para a sua confiabilidade e flexibilidade operacional. A escolha do arranjo define o grau de redundância do sistema, a capacidade de realizar manobras e manutenções sem interromper o fornecimento de energia, e a extensão do impacto de uma falha em um de seus componentes (IEEE, 2007). Uma topologia mais simples e de menor custo, por exemplo, geralmente oferece menor confiabilidade do que uma mais complexa e robusta. Portanto, a análise de diferentes arranjos é um passo fundamental no planejamento da expansão e modernização de subestações.

2.4.1 Arranjos Típicos e o Impacto na Redundância

A escolha do arranjo de barramentos de uma subestação é uma decisão de projeto de alto impacto, que influencia diretamente a confiabilidade, a flexibilidade operacional e a capacidade de expansão futura da instalação. No Brasil, essa decisão não é apenas guiada por boas práticas internacionais, mas também por requisitos mínimos estabelecidos pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). O Submódulo 2.6 dos Procedimentos de Rede, em sua seção 3.1, estabelece diretrizes claras para os arranjos de barramento em função do nível de tensão e da importância da subestação para a Rede Básica, visando garantir um padrão mínimo de segurança e continuidade em todo o sistema (ONS, 2023a). A seguir, são descritos os arranjos mais comuns, analisados sob a ótica da confiabilidade e em conformidade com os requisitos do ONS.

- Barra Simples:

O arranjo de barra simples é a configuração de menor custo e maior simplicidade construtiva. Nele, todas as linhas de transmissão e transformadores são conectados a um único barramento principal, conforme é ilustrado na Figura 3, que apresenta o diagrama unifilar típico desse arranjo, assim como na Figura 4, que mostra uma representação esquemática da subestação. A principal característica deste arranjo é a total ausência de redundância no barramento. Uma falha no barramento ou a necessidade de sua manutenção programada implica o desligamento completo de todos os circuitos conectados, resultando em uma interrupção total da subestação (IEEE, 2007). Devido a esta severa limitação de confiabilidade, os Procedimentos de Rede do ONS restringem explicitamente sua aplicação. O Submódulo 2.6 estabelece que o arranjo de barra simples não é permitido para novas subestações da Rede Básica em tensões iguais ou superiores a 230 kV (ONS, 2023a). Seu uso é, portanto, relegado a instalações de menor tensão ou de menor criticidade sistêmica, onde o impacto de uma interrupção total é considerado aceitável.

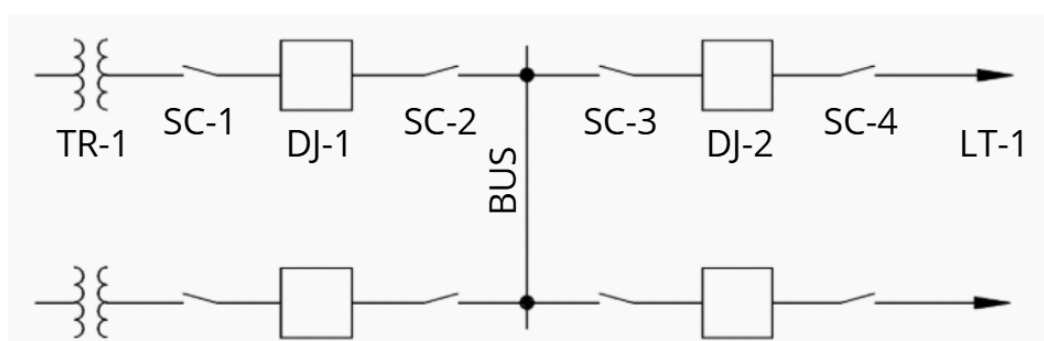


Figura 3 – Configuração em barra simples. Fonte: Adaptado de Electrical Engineering Portal (2024).

- Barra Principal e Transferência:

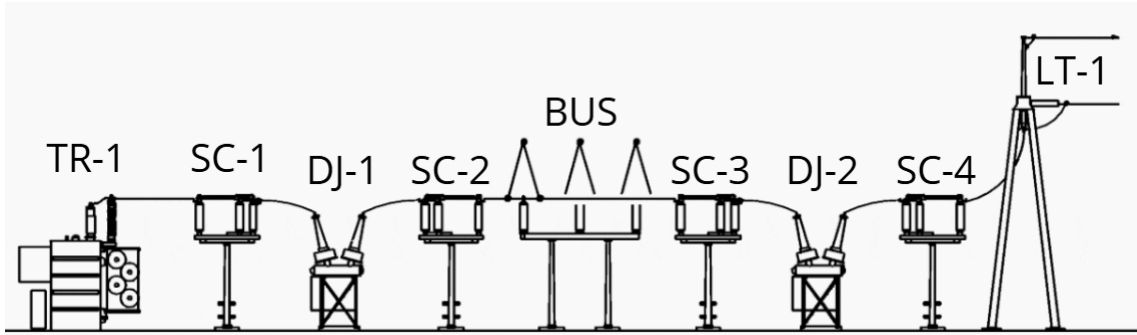


Figura 4 – Esquema de subestação em barra simples. Fonte: Adaptado de Electrical Engineering Portal (2024).

O arranjo de barra principal e transferência constitui uma evolução do arranjo de barra simples, incorporando uma barra de transferência adicional e um disjuntor de transferência com o objetivo de aumentar a flexibilidade operativa durante manutenções. Na Figura 5 é apresentado o diagrama unifilar típico dessa configuração, enquanto na Figura 6 é ilustrada uma representação esquemática da subestação, evidenciando a presença da barra de transferência paralela ao barramento principal e os dispositivos de comutação associados.

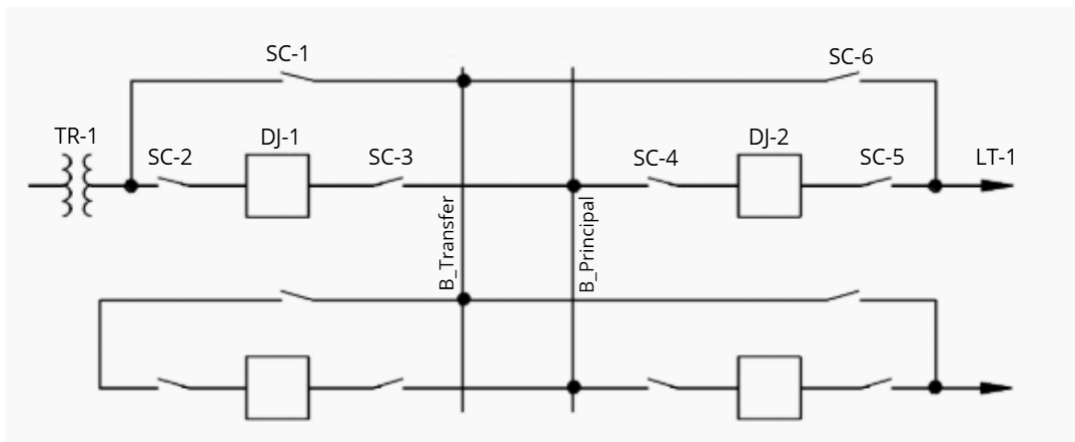


Figura 5 – Configuração em Barra Principal e Transferência. Fonte: Adaptado de Electrical Engineering Portal (2024).

A principal vantagem é a capacidade de retirar qualquer disjuntor de circuito para manutenção sem interromper o fluxo de energia, que é desviado temporariamente pela barra de transferência (IEEE, 2007). Contudo, a vulnerabilidade a falhas no barramento principal permanece a mesma do arranjo de barra simples. Em razão dessa limitação, o ONS também impõe restrições ao seu uso. O Submódulo 2.6 determina que, para tensões iguais ou superiores a 230 kV, o arranjo de barra principal e transferência só é admitido em subestações com sistemas radiais simples, desde que o arranjo permita a evolução para barra dupla com disjuntor simples a quatro chaves (ONS, 2023a).

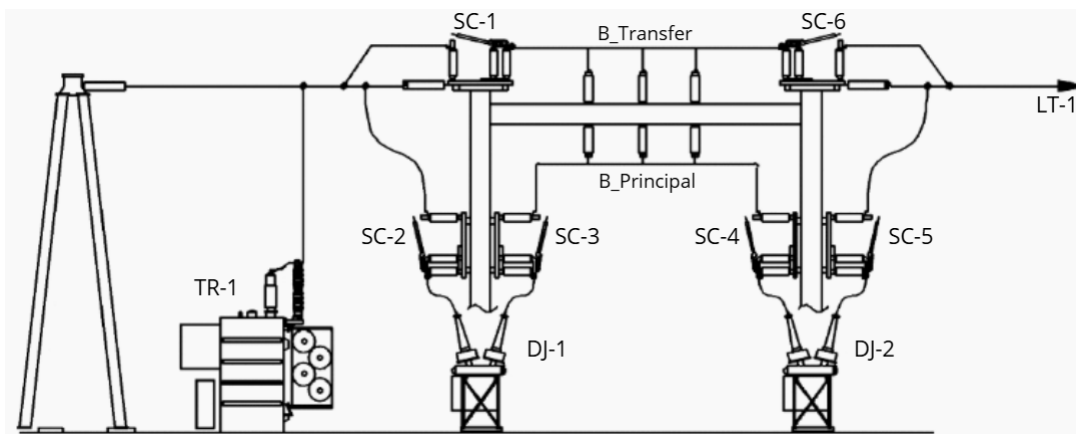


Figura 6 – Esquema de subestação em Barra Principal e Transferência. Fonte: Adaptado de Electrical Engineering Portal (2024).

- Barra Dupla com Disjuntor Simples a Quatro Chaves:

No arranjo de barra dupla com disjuntor simples a quatro chaves, cada circuito pode ser conectado a um dos dois barramentos principais por meio de seccionadoras, utilizando apenas um disjuntor por circuito. Na Figura 7 é apresentado o diagrama unifilar típico dessa configuração, no qual se observa a possibilidade de comutação dos circuitos entre os dois barramentos sem a necessidade de interrupção do fornecimento. Essa topologia permite que um dos barramentos seja retirado de serviço para manutenção, com a transferência dos circuitos para o barramento remanescente, mantendo a continuidade do atendimento. Sua confiabilidade é superior à do arranjo de barra principal e transferência, uma vez que uma falha em um dos barramentos não resulta no desligamento total da subestação. No entanto, o processo de transferência de circuitos pode ser complexo, e, reconhecendo esse equilíbrio entre confiabilidade e complexidade operativa, o Submódulo 2.6 dos Procedimentos de Rede do ONS admite este arranjo para subestações da Rede Básica em nível de tensão igual a 230 kV, como uma alternativa de maior confiabilidade em relação aos arranjos mais simples (ONS, 2023a).

- Disjuntor e Meio: O arranjo de disjuntor e meio é recomendado pelos Procedimentos de Rede como a configuração preferencial para subestações de nível de tensão igual ou superior a 345 kV no SIN, devido à sua combinação otimizada de alta confiabilidade, flexibilidade operacional e custo razoável (ONS, 2023a). Na Figura 8 é apresentado o diagrama unifilar típico do arranjo de disjuntor e meio, no qual se observa a conexão de dois circuitos a dois barramentos por meio de três disjuntores. Na Figura 9 é complementada essa representação ao ilustrar, de forma esquemática, a disposição física dos equipamentos e dos barramentos, facilitando a compreensão da redundância estrutural inerente a esse arranjo.

Este arranjo conecta um par de circuitos a dois barramentos por meio de três

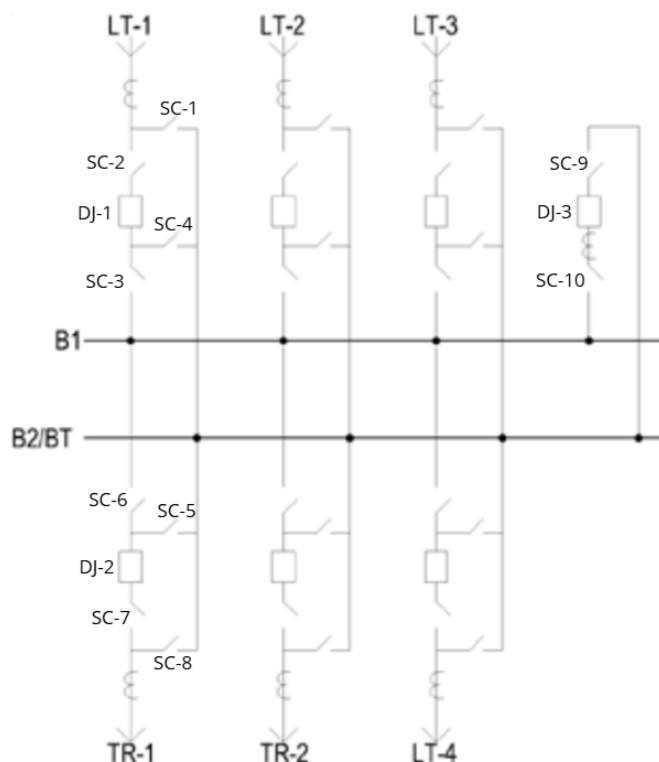


Figura 7 – Configuração em Barra Dupla Disjuntor Simples a Quatro Chaves. Fonte: Frontin (2013).

disjuntores, oferecendo elevada flexibilidade operativa e um nível de confiabilidade compatível com os requisitos do SIN. De acordo com a literatura técnica especializada sobre arranjos de subestações (Frontin, 2013) e com as diretrizes estabelecidas pelo Submódulo 2.6 dos Procedimentos de Rede do ONS (ONS, 2023a), o arranjo de disjuntor e meio apresenta as seguintes características:

- Redundância para manutenção: qualquer disjuntor pode ser retirado de serviço para manutenção sem interromper o fornecimento dos circuitos associados, uma vez que o fluxo de potência pode ser sustentado pelos dois demais disjuntores do arranjo.
- Robustez frente a falhas de barra: a perda de um dos barramentos pode ser isolada pelos disjuntores adjacentes, preservando a continuidade do atendimento aos circuitos conectados.
- Comportamento frente à falha de disjuntor: a falha do disjuntor central implica a perda dos dois circuitos do arranjo, enquanto a falha de um disjuntor de extremidade impacta apenas o circuito diretamente associado, conforme descrito em (Frontin, 2013).

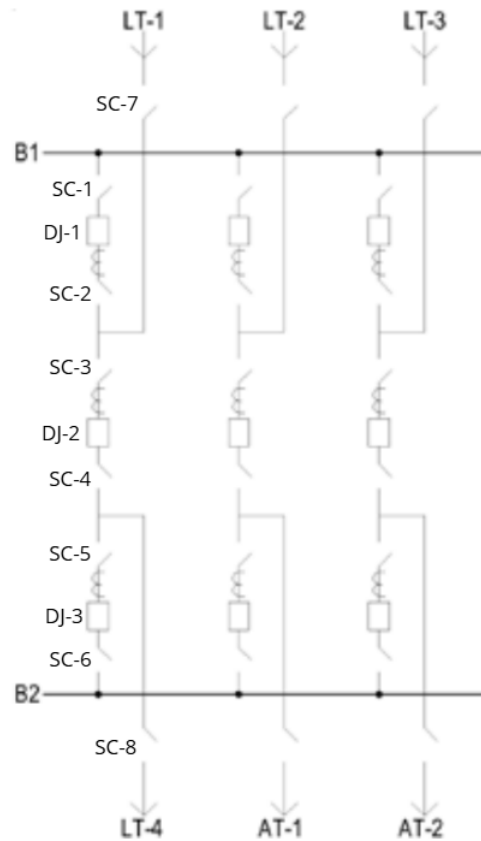


Figura 8 – Configuração em Disjuntor e Meio. Fonte: Frontin (2013).

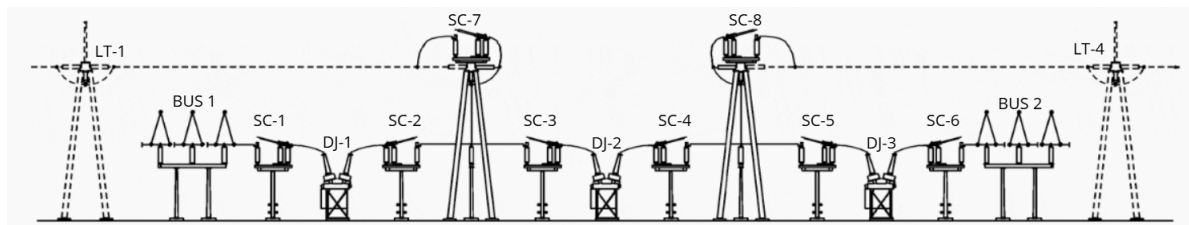


Figura 9 – Esquema de subestação em Disjuntor e Meio. Fonte: Adaptado de Electrical Engineering Portal (2024).

2.4.2 Modos de Falha e Indisponibilidade de Componentes

A confiabilidade de uma subestação não depende apenas de quais componentes falham, mas também de como eles falham. A forma como uma falha se manifesta e o motivo pelo qual um equipamento se torna indisponível têm impactos distintos na operação e na segurança do sistema. Uma análise de confiabilidade robusta deve, portanto, ser capaz de diferenciar e modelar esses diversos eventos (IEEE, 2007).

- Classificação dos Modos de Falha

Conforme a literatura especializada, as falhas de equipamentos podem ser categorizadas com base em seu impacto imediato no sistema elétrico. A classificação proposta

por Mitchurechart & Chaitusaney (2013) é particularmente útil para a modelagem:

- Falha Passiva: Ocorre quando um componente perde sua capacidade de executar uma ou mais de suas funções, mas sem causar um curto-circuito ou perturbação no fluxo de potência. Exemplos incluem a falha de uma bobina de abertura de um disjuntor, que o impede de abrir sob comando, ou a falha no motor de acionamento de uma seccionadora. Embora não causem uma interrupção imediata, as falhas passivas são perigosas por criarem vulnerabilidades ocultas. Elas removem uma camada de proteção ou de manobra do sistema, deixando-o em um estado degradado e incapaz de responder corretamente a uma contingência futura.
- Falha Ativa: Este é o modo de falha mais severo e disruptivo. Ocorre quando um componente falha de forma a causar um curto-circuito (fase-terra, fase-fase, etc.). Exemplos clássicos são a perfuração dielétrica de um isolador de barramento, a falha de isolamento interna de um transformador ou o fechamento de um disjuntor sobre um curto-circuito que ele não consegue extinguir. Uma falha ativa exige a atuação imediata e seletiva do sistema de proteção para isolar o componente defeituoso e extinguir o defeito o mais rápido possível (IEEE, 2007). O impacto de uma falha ativa (quantos circuitos são interrompidos) depende diretamente da seletividade da proteção e da robustez do arranjo de barramentos, como discutido na subseção anterior.
- Indisponibilidade por Manutenção: Além das falhas não planejadas, a indisponibilidade de equipamentos para a realização de manutenções preventivas ou corretivas é um fator crucial na análise de confiabilidade. Embora planejada, a retirada de um componente de serviço tem um efeito prático idêntico à sua falha passiva: a redução temporária da redundância do sistema (IEEE, 2007). Por exemplo, em um arranjo de disjuntor e meio, a manutenção de um disjuntor não interrompe o serviço, mas enquanto ele estiver fora de operação, o sistema estará mais vulnerável a uma segunda contingência. A frequência e a duração das manutenções são, portanto, parâmetros que devem ser incluídos no modelo de confiabilidade, geralmente tratados como "falhas" programadas com taxas e durações próprias.
- Falhas de Causa Comum (Common Cause Failures): Uma categoria especial e crítica de eventos são as falhas de causa comum. Elas ocorrem quando múltiplos componentes, que são considerados independentes no modelo de confiabilidade, falham simultaneamente ou em um curto intervalo de tempo devido a uma única causa externa ou a uma falha sistêmica latente (IEEE, 2007). Falhas de causa comum são particularmente perigosas porque elas anulam os benefícios da redundância. Exemplos de causas comuns incluem:

- Eventos Ambientais Extremos: Inundações na casa de controle, incêndios, terremotos ou descargas atmosféricas severas que afetam múltiplos equipamentos.
- Erro Humano: Um procedimento de manutenção incorreto que danifica equipamentos redundantes ou desabilita proteções de forma indevida.
- Falhas de Sistemas Auxiliares: Perda da alimentação dos serviços auxiliares que impede a operação de todos os disjuntores da subestação.
- Defeitos de Fabricação em Lote: Um lote de disjuntores ou TCs com um vício oculto de fabricação que os torna propensos a falhar sob as mesmas condições de estresse.

A modelagem de falhas de causa comum é reconhecidamente complexa e, quando desconsiderada, pode levar à superestimação da confiabilidade de sistemas com alta redundância, uma vez que eventos externos ou defeitos sistêmicos podem afetar simultaneamente múltiplos componentes que, em princípio, seriam tratados como independentes. Em análises detalhadas, abordagens como o modelo do fator Beta (β) podem ser empregadas para representar a fração das falhas atribuíveis a uma causa comum (IEEE, 2007). No contexto deste trabalho, entretanto, tais falhas são discutidas apenas em nível conceitual, com o objetivo de explicitar os limites da redundância. A modelagem quantitativa adotada nos capítulos seguintes assume independência estatística entre as falhas dos componentes, hipótese usual em estudos de confiabilidade de subestações quando não há dados suficientes para caracterizar adequadamente a ocorrência de falhas de causa comum.

- Modelagem Matemática dos Modos de Falha: Para fins de cálculo, os diferentes modos de falha são frequentemente agregados em uma taxa de falha total para cada componente. Por exemplo, a taxa de falha total de um disjuntor (λ_{total}) seria a soma das taxas de falha de cada modo:

$$\lambda_{total} = \lambda_{ativa} + \lambda_{passiva} + \dots \quad (13)$$

Da mesma forma, a taxa de indisponibilidade por manutenção (λ_{manut}) pode ser adicionada à taxa de falha total para se obter uma taxa de indisponibilidade total. Os dados para cada modo de falha são geralmente obtidos de pesquisas detalhadas como as conduzidas pelo CIGRÉ, que investigam não apenas se um equipamento falhou, mas também a causa e o modo da falha (CIGRÉ A3.39, 2022).

2.5 EQUIPAMENTOS DE SUBESTAÇÕES E SEU CICLO DE VIDA

A confiabilidade de uma subestação de transmissão é o resultado direto do desempenho agregado de seus componentes individuais. Cada equipamento, desde os transformadores de potência até os transformadores de instrumento, possui características operacionais,

mecanismos de degradação e modos de falha distintos que contribuem de forma única para o perfil de risco da instalação. Compreender o comportamento e a criticidade de cada um desses ativos é, portanto, um pré-requisito para uma análise de confiabilidade precisa. Além disso, a performance de um equipamento não é estática ao longo do tempo; ela evolui de acordo com seu ciclo de vida, um conceito que será explorado nesta seção para justificar a necessidade de modernização e substituição de componentes.

2.5.1 Perfis de Confiabilidade dos Principais Equipamentos

A análise a seguir detalha a função e os principais aspectos de confiabilidade dos equipamentos mais críticos encontrados em uma subestação de alta tensão, com base em referências técnicas consolidadas e na experiência do setor elétrico brasileiro.

- Disjuntores de Alta Tensão

Os disjuntores são, indiscutivelmente, um dos equipamentos mais importantes e complexos de uma subestação. Sua função primária é a de interromper correntes elétricas, tanto em condições nominais de operação (manobras de energização e desenergização) quanto, e principalmente, em condições de curto-circuito (Frontin, 2013). A capacidade de um disjuntor extinguir um arco elétrico de milhares de ampères em milissegundos é o que garante a proteção dos demais equipamentos e a seletividade na isolação de defeitos, evitando desligamentos em cascata. Devido à sua complexidade mecânica e dielétrica, os disjuntores apresentam múltiplos modos de falha. O livro organizado por Frontin (2013) detalha que as falhas podem ser classificadas de acordo com o subsistema do equipamento:

1. Sistema de Interrupção: Falhas no meio de extinção (gás SF₆ ou vácuo), como vazamentos de gás que reduzem a rigidez dielétrica e a capacidade de interrupção, ou perda de vácuo nas ampolas.
2. Sistema de Acionamento: É historicamente a principal fonte de falhas, envolvendo problemas no mecanismo que fornece a energia para o movimento dos contatos (sistemas mola-motor, hidráulicos ou pneumáticos). Falhas podem impedir a abertura ou o fechamento do disjuntor quando comandado (falha passiva).
3. Sistema de Isolação: Falhas dielétricas nos isoladores de suporte (porcelana ou poliméricos) devido à poluição, vandalismo ou degradação, podendo levar a um curto-circuito para a terra (falha ativa).

Pesquisas internacionais, como a do CIGRÉ (2022), corroboram que os mecanismos de acionamento são a submontagem mais crítica, responsáveis por uma parcela significativa das falhas totais. A falha de um disjuntor em abrir sob curto-circuito é

um dos eventos mais severos em uma subestação, pois exige a atuação de proteções de retaguarda, desligando uma área muito maior do que a necessária.

Na Figura 10 é apresentado um exemplo típico de disjuntor de alta tensão, evidenciando a complexidade construtiva desse equipamento, que integra sistemas de interrupção, acionamento mecânico e isolamento elétrico. Essa complexidade está associada à diversidade de modos de falha, os quais impactam a confiabilidade das subestações.



Figura 10 – Disjuntor Siemens modelo 3AP1 FG 145 kV. Fonte: Frontin (2013).

- Seccionadoras

As seccionadoras são dispositivos de manobra mecânica cuja função primária é garantir uma isolamento galvânica visível e segura em um circuito, permitindo que trabalhos de manutenção sejam realizados sem o risco de energização acidental (Frontin, 2013). Diferentemente dos disjuntores, elas não possuem capacidade de interrupção de corrente de carga ou de curto-circuito. Sua operação (abertura ou fechamento) deve ser realizada "em vazio", ou seja, com o circuito previamente desenergizado por um disjuntor. A única exceção é a capacidade de interromper pequenas correntes capacitivas de barramentos ou linhas curtas, ou correntes de magnetização de transformadores (Frontin, 2013). Seu perfil de confiabilidade é dominado por falhas de natureza mecânica e de contatos. Os principais modos de falha incluem:

1. Sistema de Acionamento e Articulações: Falhas no motor de acionamento, nas caixas de comando ou emperramento das articulações mecânicas devido à corrosão ou falta de lubrificação, impedindo a operação completa do equipamento.

2. Contatos Principais: Aumento da resistência de contato devido à oxidação ou perda de pressão, causando superaquecimento (ponto quente) que pode levar à falha do componente e, em casos graves, ao rompimento do circuito.
3. Sistema de Isolação: Falhas dielétricas nos isoladores de suporte, geralmente de porcelana ou poliméricos, devido à poluição, vandalismo ou degradação natural, podendo evoluir para uma falha ativa (curto-circuito fase-terra).

Embora uma falha passiva em uma seccionadora raramente cause uma interrupção imediata, ela compromete severamente a flexibilidade operacional da subestação, podendo impedir a reconfiguração da rede ou a isolamento de um equipamento para manutenção. Dados de confiabilidade do IEEE Gold Book (2007) indicam que seccionadoras possuem taxas de falha inferiores às dos disjuntores, refletindo sua menor complexidade.

Na Figura 11 é apresentado um exemplo típico de seccionadora de alta tensão, com seus elementos construtivos, como o sistema de contatos, os isoladores de suporte e o mecanismo de acionamento. Essa configuração evidencia o caráter predominantemente mecânico do equipamento, o que explica a predominância de falhas associadas a problemas de acionamento, articulações e degradação dos contatos ao longo do tempo.

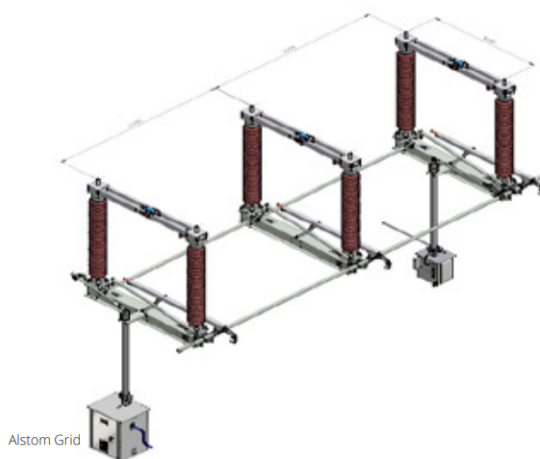


Figura 11 – Seccionador Completo. Fonte: Frontin (2013).

- Transformadores de Potência

Os transformadores de potência são o coração de uma subestação, responsáveis por adequar os níveis de tensão para a transmissão e distribuição de energia. São equipamentos estáticos, robustos, de altíssimo custo e longa vida útil esperada (tipicamente acima de 25 anos). Contudo, sua substituição é um processo logístico complexo e demorado, podendo levar meses, o que torna sua falha um dos eventos de maior impacto para a confiabilidade do sistema (Frontin, 2013). Os modos de

falha estão majoritariamente associados ao seu sistema de isolamento (composto por papel isolante impregnado em óleo mineral) e aos enrolamentos. As principais causas de falha são (Frontin, 2013):

1. Falhas Dielétricas nos Enrolamentos: Degradação do sistema de isolamento devido à umidade, envelhecimento térmico (depolimerização da celulose) ou sobretensões (atmosféricas ou de manobra). Essa degradação pode levar a curtos-circuitos entre espiras, entre enrolamentos ou entre um enrolamento e o tanque.
2. Falhas nas Buchas: As buchas são os isoladores que permitem a passagem dos condutores de alta tensão através do tanque aterrado do transformador. São componentes altamente solicitados e uma fonte comum de falhas, principalmente por contaminação do seu meio isolante (óleo ou papel), que podem resultar em curtos-circuitos e falhas explosivas.
3. Falhas no Comutador de Derivação (TAP): O comutador de TAP, especialmente o do tipo sob carga (OLTC - On-Load Tap Changer), é a parte móvel mais complexa do transformador e uma fonte significativa de falhas. Problemas nos contatos ou no mecanismo de acionamento podem levar à operação incorreta e a arcos elétricos internos.
4. Danos por Curto-Circuito Externo: A passagem de correntes de curto-circuito elevadas gera esforços eletrodinâmicos nos enrolamentos que podem causar deformações mecânicas, afrouxamento e, eventualmente, levar a uma falha dielétrica interna.

Devido à sua criticidade, os transformadores de potência são intensivamente monitorados através de técnicas como a análise de gases dissolvidos no óleo (cromatografia), que permite um diagnóstico precoce de falhas incipientes (Frontin, 2013).

Na Figura 12 é ilustrado um transformador de potência típico de subestação, equipamento com caráter crítico para a operação do sistema elétrico, bem como complexo devido aos seus sistemas internos de isolamento e comutação, os quais estão diretamente relacionados aos principais modos de falha observados em serviço.

- Transformadores de Instrumento (TCs e TPs)

Os Transformadores de Corrente (TCs) e de Potencial (TPs) são equipamentos vitais que "traduzem" os altos valores de corrente e tensão do sistema para níveis seguros e padronizados (tipicamente 5 A e 115 V), permitindo a atuação dos relés de proteção e a realização de medição para faturamento e controle (Frontin, 2013). Sua confiabilidade é, portanto, a base para a confiabilidade de todo o sistema de proteção e automação da subestação. A falha de um TC ou TP pode ter consequências severas e enganosas:



Figura 12 – Transformador de Potência. Fonte: Frontin (2013).

- Falha em Medir Corretamente: Pode levar à operação indevida de uma proteção (desligando um circuito sadio) ou, pior, à falha de atuação da proteção durante um curto-circuito real, o que pode resultar em danos catastróficos a equipamentos de alto valor, como transformadores de potência.
- Falha Dielétrica: Assim como outros equipamentos, TCs e TPs podem sofrer falhas em seu sistema isolante (óleo-papel, gás SF₆ ou resina), resultando em curtos-circuitos. Falhas em TCs do tipo capacitivo podem ser particularmente violentas, com risco de explosão e projeção de fragmentos, danificando equipamentos adjacentes (Frontin, 2013).

O envelhecimento do sistema de isolamento, causado por estresse térmico e entrada de umidade, é a principal causa de deterioração. Por sua criticidade, a confiabilidade dos transformadores de instrumento é um pilar para a segurança e seletividade da proteção da subestação.

Na Figura 13 é apresentado um exemplo de transformador de corrente (TC) e transformador de potencial (TP), utilizados em subestações de alta tensão, de forma a expor suas características construtivas e o papel fundamental desses equipamentos na interface entre o sistema primário e os sistemas de proteção, medição e controle. A integridade física e elétrica desses dispositivos é essencial para garantir a correta atuação das proteções e a confiabilidade global da subestação.

2.6 FONTES DE DADOS PARA PARÂMETROS DE CONFIABILIDADE

A definição dos parâmetros de confiabilidade dos componentes é um passo fundamental para qualquer estudo quantitativo de desempenho em sistemas de potência. Esses parâmetros, em especial a taxa de falha (λ), o tempo médio entre falhas (MTBF), o tempo



Figura 13 – Transformador de Potencial e Transformador de Corrente. Fonte: Frontin (2013).

médio para reparo (MTTR) e os parâmetros de Weibull (η , β), são a base para modelar matematicamente o comportamento de falhas e indisponibilidades dos equipamentos ao longo de seu ciclo de vida (IEEE, 2007; Billinton; Allan, 1996; Endrenyi; Anders; Leite da Silva, 2001).

A literatura técnica recomenda que tais parâmetros sejam obtidos exclusivamente de bases estatísticas consolidadas e verificáveis, de modo a garantir a rastreabilidade e a robustez da análise.

Em primeiro lugar, a norma *IEEE Std 493-2007*, conhecida como *Gold Book*, é uma das referências mais amplamente utilizadas no setor elétrico para avaliação de confiabilidade de sistemas elétricos industriais e comerciais (IEEE, 2007). Ela apresenta, a partir de extensos bancos de dados históricos, informações estatísticas como:

- taxas médias de falha (λ) e tempos médios de reparo (MTTR) para diversos tipos de equipamentos elétricos;
- tempos associados a atividades de manutenção preventiva;
- dados organizados por categoria de equipamento e natureza da indisponibilidade (falhas forçadas e interrupções programadas);
- exemplos de aplicação desses parâmetros em estudos de confiabilidade e de continuidade de serviço.

Os valores apresentados na norma representam, em geral, equipamentos em fase de vida útil estável, para os quais a modelagem probabilística usualmente adota a distribuição exponencial ($\beta = 1$). Embora o foco principal do *Gold Book* sejam instalações industriais

e comerciais, sua abordagem metodológica e algumas de suas ordens de grandeza são frequentemente utilizadas como referência inicial ou para comparação em estudos de sistemas de potência mais amplos (IEEE, 2007; Billinton; Allan, 1996).

Em segundo lugar, o *Conseil International des Grands Réseaux Électriques* (CIGRÉ) realiza, desde a década de 1970, pesquisas internacionais de confiabilidade de equipamentos de alta tensão. Os resultados são publicados em brochuras técnicas amplamente aceitas como fontes de referência para análises de desempenho (CIGRÉ A3.39, 2022; CIGRÉ A3.48, 2024; CIGRÉ A3.06, 2012; CIGRÉ A2.37, 2015; CIGRÉ A2.62, 2024).

As principais contribuições incluem:

- taxas de falha anuais e tempos médios de indisponibilidade por tipo de equipamento e faixa de tensão;
- modos de falha categorizados (por exemplo, falhas ativas e passivas);
- dados específicos para disjuntores, seccionadoras, transformadores de potência, buchas e transformadores de instrumento;
- tendências estatísticas relacionadas ao envelhecimento de ativos e ao impacto de diferentes tecnologias construtivas.

Por sua abrangência e atualização periódica, as brochuras do CIGRÉ são hoje uma das principais referências internacionais para estudos de confiabilidade de subestações.

Além disso, para aumentar a representatividade estatística e permitir análises de sensibilidade, outras fontes técnicas complementam os dados principais:

- **Energiforsk (Suécia)** — relatório de confiabilidade de equipamentos de alta tensão, com dados recentes, segmentados por tipo de equipamento e nível de tensão, obtidos a partir de experiência operacional de concessionárias nórdicas (He, 2022);
- **Billinton e Endrenyi** — obras clássicas que fundamentam metodologias de avaliação probabilística e a utilização desses parâmetros em modelos analíticos e de simulação (Billinton; Allan, 1996; Endrenyi; Anders; Leite da Silva, 2001).

Essas fontes são particularmente úteis para análises comparativas e validação cruzada dos valores adotados.

Ademais, no contexto brasileiro, parâmetros regulatórios e informações complementares podem ser obtidos a partir de normas e relatórios oficiais do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e do Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico (MCPSE).

- **Procedimentos de Rede do ONS** — Submódulos 2.6, 9.1 e 9.2, que estabelecem requisitos mínimos para arranjos de subestações, critérios de desempenho e indicadores de continuidade do fornecimento (ONS, 2023a, 2020a,b);

- **MCPSE** — define a vida útil regulatória de equipamentos de transmissão no Brasil, servindo de referência para a depreciação regulatória e para a gestão de ativos do setor elétrico (ANEEL, 2022);

Essas fontes permitem alinhar a análise técnica às exigências regulatórias nacionais, o que é essencial para estudos de justificativa técnico-econômica de obras de modernização.

É importante reconhecer que as taxas de falha médias internacionais podem não refletir integralmente as condições operacionais brasileiras (clima, manutenção, padrões construtivos, entre outros). Por essa razão, a literatura recomenda que esses valores sejam utilizados como bases devidamente justificadas, acompanhados de análise de sensibilidade.

Tabela 1 – Síntese de dados para parâmetros de confiabilidade.

Fonte	Escopo	Aplicação principal
CIGRÉ (A2/A3)	Alta tensão	Taxas atualizadas e modos de falha
Energiforsk	Dados internacionais	Taxas atualizadas e modos de falha
ONS / MCPSE	Brasil	Vida útil regulatória e Indicadores

Tabela 2 – Exemplos típicos de parâmetros de confiabilidade para equipamentos de subestação.

Equipamento	λ (falhas/ano)	MTTR (h)
Disjuntor de potência	1×10^{-2}	24
Seccionadora	5×10^{-3}	12
Transformador de potência	1×10^{-2}	72
Transformador de corrente (TC)	2×10^{-3}	24
Transformador de potencial (TP)	3×10^{-3}	24

Os valores apresentados na Tabela 2 refletem o comportamento médio dos equipamentos em condições típicas de operação. Esses parâmetros servirão como base de entrada para a modelagem probabilística e para a simulação de Monte Carlo desenvolvida no Capítulo 3.

Por conseguinte, a combinação de fontes internacionais consolidadas (CIGRÉ e Energiforsk) e normativas nacionais (ONS e MCPSE) permite estabelecer uma base de parâmetros tecnicamente robusta e rastreável. Essa base assegura que os resultados da análise de confiabilidade possuam consistência técnica e aderência regulatória, tornando-se adequados para embasar justificativas técnico-econômicas de obras de modernização no setor de transmissão.

2.7 CICLO DE VIDA DOS ATIVOS E CURVA DA BANHEIRA

A confiabilidade dos equipamentos de uma subestação não é constante ao longo do tempo. Ao contrário, ela varia de acordo com o estágio de vida útil do ativo, sendo influenciada por mecanismos físicos de degradação, falhas prematuras e envelhecimento natural (IEEE, 2007; Billinton; Allan, 1996; Endrenyi; Anders; Leite da Silva, 2001; ABNT, 1994). A representação clássica desse comportamento é dada pela chamada Curva da Banheira (*Bathhtub Curve*), amplamente utilizada em engenharia de confiabilidade para caracterizar a evolução da taxa de falha (λ) ao longo do tempo de operação de um equipamento.

Essa curva é dividida em três fases distintas: falhas iniciais, vida útil estável e desgaste. Cada uma dessas etapas está associada a fenômenos físicos específicos e requer estratégias diferenciadas de manutenção e substituição.

Primeiramente, a fase inicial é caracterizada por uma taxa de falha decrescente ao longo do tempo. Essa etapa ocorre logo após a instalação ou comissionamento do equipamento e está associada principalmente a defeitos de fabricação, problemas de montagem, erros de instalação ou ajustes inadequados (IEEE, 2007; Billinton; Allan, 1996). Matematicamente, essa fase pode ser modelada pela distribuição de Weibull com $\beta < 1$:

$$R(t) = e^{-\left(\frac{t}{\eta}\right)^\beta}, \quad \beta < 1 \quad (14)$$

onde η representa o parâmetro de escala (vida característica) e β o parâmetro de forma, determinando a tendência da taxa de falha ao longo do tempo (Dong; Nassif, 2019).

Posteriormente, após a eliminação das falhas precoces, o equipamento entra em uma etapa de vida útil estável, na qual a taxa de falha se mantém aproximadamente constante (IEEE, 2007; Billinton; Allan, 1996). Nessa fase, os eventos de falha são geralmente aleatórios, causados por fatores externos (ex.: descargas atmosféricas, surtos elétricos, erros operacionais) e não pelo envelhecimento intrínseco do equipamento. A modelagem mais utilizada para esta etapa é a distribuição exponencial ($\beta = 1$), cuja função de confiabilidade é dada por:

$$R(t) = e^{-\lambda t}, \quad \beta = 1 \quad (15)$$

Esta etapa representa, na prática, a maior parte da vida operacional de ativos bem projetados e mantidos. Por essa razão, as taxas médias de falha publicadas em relatórios como o *IEEE Gold Book* refletem majoritariamente essa fase (IEEE, 2007).

Por fim, a fase final da curva da banheira é caracterizada por uma taxa de falha crescente ao longo do tempo, causada pelo envelhecimento dos materiais, fadiga mecânica, degradação dielétrica, corrosão, entre outros mecanismos (Billinton; Allan, 1996; Endrenyi; Anders; Leite da Silva, 2001). Nessa etapa, as falhas se tornam mais frequentes e muitas vezes mais severas, exigindo intervenções de manutenção corretiva mais complexas ou a

substituição completa do equipamento. A distribuição de Weibull com $\beta > 1$ é o modelo mais apropriado para representar esse comportamento:

$$R(t) = e^{-\left(\frac{t}{\eta}\right)^\beta}, \quad \beta > 1 \quad (16)$$

Nesta fase, a estratégia de gestão de ativos assume papel central, pois atrasar a substituição de equipamentos críticos pode elevar exponencialmente os riscos de falhas catastróficas e interrupções prolongadas.

Na Figura 14 é apresentada a forma típica da curva da banheira. A fase I apresenta λ decrescente, a fase II apresenta λ constante, e a fase III mostra λ crescente. Essa representação é universalmente utilizada para o planejamento de manutenção e substituição de ativos de infraestrutura elétrica (IEEE, 2007; Billinton; Allan, 1996).

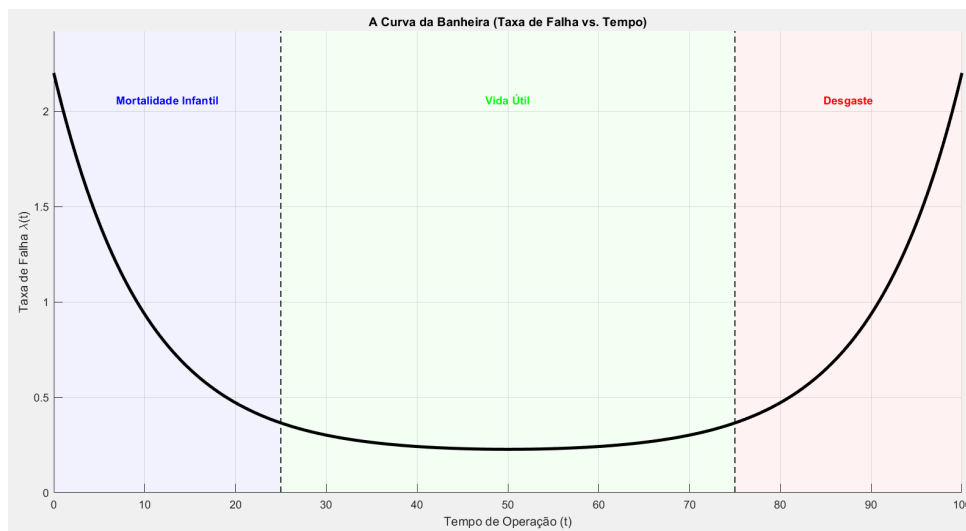


Figura 14 – Curva típica da taxa de falha ao longo do tempo (Curva da Banheira). Fonte: O autor (2025).

No Brasil, a definição de vida útil regulatória dos equipamentos de transmissão é estabelecida pelo Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico (MCPSE) (ANEEL, 2022). Esse documento especifica prazos de depreciação e vidas úteis econômicas para diferentes classes de ativos, que servem de referência tanto para a regulação tarifária quanto para a gestão patrimonial das instalações de transmissão.

De forma geral, os principais equipamentos de uma subestação, como transformadores de potência, disjuntores, seccionadoras e transformadores de instrumento, são enquadrados em faixas de vida útil regulatória da ordem de algumas décadas. À medida que a idade real do ativo se aproxima desses prazos, é razoável assumir que o equipamento está migrando da fase de vida útil estável para a fase de desgaste da curva da banheira, com aumento da taxa de falha e dos custos associados à manutenção corretiva (Billinton; Allan, 1996; Endrenyi; Anders; Leite da Silva, 2001; ANEEL, 2022).

Na Tabela 3 são apresentados valores típicos de vida útil regulatória adotados neste trabalho, em linha com as faixas usualmente atribuídas a equipamentos de transmissão no âmbito do MCPSE. Esses valores não são utilizados de forma determinística, mas como referência para a modelagem do envelhecimento dos ativos e para a definição dos cenários “antes” e “depois” das obras de modernização.

Tabela 3 – Exemplos de vida útil regulatória adotados neste trabalho (valores típicos).

Equipamento	Vida útil regulatória (anos)
Transformador de potência	30–40
Disjuntor de alta tensão	25–30
Seccionadora	25–30
Transformadores de instrumento (TC/TP)	25–30

Essa relação entre idade e confiabilidade é central para o planejamento de intervenções de modernização, especialmente quando associada a dados históricos de falha e estatísticas probabilísticas de desempenho. Equipamentos próximos do fim de sua vida útil regulatória devem ter sua taxa de falha atualizada no modelo de confiabilidade para refletir o crescimento característico da fase de desgaste, conceito representado pela curva da banheira (Billinton; Allan, 1996; Endrenyi; Anders; Leite da Silva, 2001).

Em suma, a curva da banheira fornece um modelo conceitual robusto para compreender a evolução da confiabilidade ao longo do tempo. Sua associação com a vida útil regulatória definida no MCPSE e com parâmetros estatísticos provenientes de bases internacionais (IEEE, CIGRÉ, Energiforsk) permite uma modelagem mais realista dos ativos do sistema elétrico de potência (IEEE, 2007; CIGRÉ A3.39, 2022; He, 2022).

2.8 METODOLOGIAS DE AVALIAÇÃO DE CONFIABILIDADE

A avaliação de confiabilidade em sistemas elétricos de potência é uma etapa fundamental para embasar decisões de planejamento, operação e modernização de ativos de transmissão. Ela permite quantificar a probabilidade de falhas em componentes e seus impactos sobre a continuidade do fornecimento, subsidiando análises de risco e de custo-benefício (Billinton; Allan, 1996; Endrenyi; Anders; Leite da Silva, 2001).

As metodologias podem ser classificadas em duas grandes categorias: métodos analíticos e métodos de simulação. Cada uma possui vantagens e limitações específicas, e a escolha depende do grau de complexidade do sistema em estudo, da disponibilidade de dados e dos objetivos da análise.

2.8.1 Métodos Analíticos

Os métodos analíticos são baseados na enumeração dos estados do sistema, de maneira que os índices são calculados pela obtenção da função massa de probabilidade

dos estados (Vieira, 2020). A estimativa do índice associado a uma função teste H é dada pelo seu valor esperado $E[H(\mathbf{X})]$:

$$E[H(\mathbf{X})] = \sum_{\mathbf{x} \in A} H(\mathbf{x})f(\mathbf{x}) \quad (17)$$

onde \mathbf{x} é a realização da variável aleatória \mathbf{X} (representando um estado do sistema); A é o conjunto de todos os estados possíveis; e $f(\mathbf{x})$ é a probabilidade de ocorrência do estado \mathbf{x} .

Esses métodos são didáticos e computacionalmente eficientes para análises preliminares e sistemas de pequeno porte. Entretanto, ao considerar sistemas reais e complexos, o número de estados aumenta exponencialmente. Por exemplo, se um sistema possui n componentes de dois estados (operação ou falha), o número total de combinações é 2^n . Para arranjos de subestações de alta tensão, esse crescimento combinatório torna a enumeração completa computacionalmente inviável, exigindo o truncamento de eventos múltiplos, o que pode comprometer a precisão dos índices (Santos, 2019; Vieira, 2020).

A **redução série-paralelo** consiste em representar um sistema complexo como combinações equivalentes de blocos em série e/ou em paralelo. Para sistemas em série, a confiabilidade global é dada por:

$$R_{\text{eq}}(t) = \prod_{i=1}^n R_i(t) \quad (18)$$

enquanto para sistemas em paralelo:

$$R_{\text{eq}}(t) = 1 - \prod_{i=1}^n [1 - R_i(t)] \quad (19)$$

onde $R_i(t)$ é a função de confiabilidade do componente i , n representa o número total de componentes do respectivo bloco e o símbolo \prod denota o operador matemático de produto (Billinton; Allan, 1996; Endrenyi; Anders; Leite da Silva, 2001).

Embora simples e eficiente, este método apresenta limitações quando a topologia do sistema não pode ser reduzida diretamente a combinações série-paralelo — como é o caso de arranjos de subestações mais complexos (ex.: *disjuntor e meio*, barra principal e transferência, etc.).

Para topologias mais complexas, utiliza-se a **análise de cortes mínimos**, que identifica os conjuntos mínimos de componentes cuja falha simultânea provoca a perda do ponto de interesse (*Point of Interest* — POI). Uma vez identificados os cortes mínimos C_j , a indisponibilidade do sistema pode ser aproximada por:

$$Q_{\text{sys}} \approx \sum_{j=1}^m \prod_{i \in C_j} Q_i \quad (20)$$

onde Q_i é a indisponibilidade do componente i e m é o número de cortes mínimos (Billinton; Allan, 1996).

Esse método apresenta alta eficiência computacional para sistemas moderados, porém torna-se menos preciso quando há dependência entre falhas, múltiplos caminhos redundantes ou falhas comuns.

2.8.2 Métodos de Simulação Estocástica

Os métodos de simulação são baseados no processo de Monte Carlo, no qual as estimativas dos índices e a estabilidade estatística são obtidas através da simulação computacional do comportamento estocástico dos componentes (Rubinstein; Kroese, 2016; Vieira, 2020). A grande vantagem conceitual em relação aos métodos analíticos reside no fato de que o número de amostras necessárias para garantir um certo nível de precisão não depende da dimensão física do sistema (2^n), mas sim da confiabilidade inerente à própria rede (Santos, 2019).

A Simulação de Monte Carlo (SMC) pode ser classificada de acordo com a forma como os estados do sistema são amostrados. Se os estados dos equipamentos são sorteados isoladamente e sem qualquer conexão temporal entre si, a abordagem é denominada **Simulação de Monte Carlo Não Sequencial (SMCNS)**. Por outro lado, caso a amostragem considere a cronologia dos eventos, reproduzindo a evolução dos tempos de falha e de funcionamento de cada equipamento no decorrer dos anos, utiliza-se a **Simulação de Monte Carlo Sequencial (SMCS)** (Santos, 2019; Vieira, 2020).

2.8.2.1 Simulação de Monte Carlo Sequencial (SMCS)

Na SMCS, um histórico de operação do sistema é sinteticamente gerado para um determinado horizonte simulado. Esse método garante que dois estados consecutivos do sistema diferem entre si pela transição de estado de um único componente (Santos, 2019). Esta característica metodológica é vital, pois permite representar processos temporais complexos, incorporar modelos de degradação variável (como a função de risco de Weibull) e rastrear as trajetórias exatas de indisponibilidade.

Matematicamente, a estimação de um índice de confiabilidade genérico $\hat{E}[H(\mathbf{X})]$ é obtida pela média da função teste H avaliada ao longo dos N_Y períodos simulados (por exemplo, anos):

$$\hat{E}[H(\mathbf{X})] = \frac{1}{N_Y} \sum_{k=1}^{N_Y} H(\mathbf{y}_k) \quad (21)$$

onde \mathbf{y}_k representa a sequência temporal de estados do sistema no período k .

Através desta formulação, os indicadores são explicitamente acumulados. Para o índice LOLE, a função teste mensura a proporção do tempo simulado em que o sistema esteve no conjunto de estados de falha (S_f):

$$H_{LOLE}(\mathbf{y}_k) = \sum_{i=1}^{N_k} d(\mathbf{x}_i) \cdot H_{LOLE}(\mathbf{x}_i) \quad (22)$$

onde N_k é o total de estados avaliados no período k , $d(\mathbf{x}_i)$ é a duração de tempo do estado \mathbf{x}_i , e a função $H_{LOLE}(\mathbf{x}_i)$ assume valor 1 caso haja a perda do POI, e 0 caso o sistema esteja em sucesso (Vieira, 2020).

Diferentemente das abordagens não sequenciais, os cálculos de frequência são diretos na SMCS. Para a estimação da Frequência de Perda de Carga (LOLF), contabiliza-se exclusivamente o número de transições de um estado de sucesso para um estado de falha:

$$H_{LOLF}(\mathbf{y}_k) = \sum_{i=1}^{N_k} h(\mathbf{x}_i, \mathbf{x}_{i-1}) \quad (23)$$

onde a função de transição $h(\mathbf{x}_i, \mathbf{x}_{i-1})$ assume o valor 1 estritamente se o estado atual \mathbf{x}_i for de falha e o estado imediatamente anterior \mathbf{x}_{i-1} tiver sido de sucesso (Vieira, 2020).

2.8.2.2 Convergência Estatística do Método

A estabilidade da SMCS é tradicionalmente monitorada através do Coeficiente de Variação (β) da estimativa. Considerando a variância amostral do estimador (S^2), o coeficiente β é definido como a relação entre o desvio padrão e o valor esperado da função teste correspondente ao índice (Santos, 2019; Vieira, 2020):

$$\beta = \frac{\sqrt{S^2/N}}{\widehat{E}[H(\mathbf{X})]} \quad (24)$$

Segundo a Lei dos Grandes Números, à medida que o número de amostras N aumenta e tende ao infinito, a variância amostral diminui e a estimativa do índice se aproxima de seu valor teórico real, fazendo com que o coeficiente β tenda a zero (Vieira, 2020; Ross, 2014).

Enquanto algumas abordagens de simulação utilizam o β como critério dinâmico de parada (encerrando o processo quando β atinge, por exemplo, 5%), metodologias baseadas em horizonte amostral fixo, como a adotada no presente estudo, ancoram-se na simulação de um volume massivo de eventos. A adoção de um horizonte elevado (e.g., 100.000 anos simulados) atua como uma margem de segurança conservadora, assegurando que o coeficiente de variação seja suprimido a níveis marginais, mitigando a variabilidade amostral e garantindo a convergência robusta dos indicadores avaliados.

3 METODOLOGIA

Este capítulo apresenta os procedimentos metodológicos adotados para quantificar, por meio de técnicas probabilísticas, a confiabilidade de uma subestação em arranjo disjuntor e meio e avaliar o impacto da substituição de equipamentos envelhecidos sobre a continuidade do suprimento ao ponto de interesse (POI). A abordagem integra fundamentos estatísticos, modelagem da topologia elétrica, parametrização dos componentes, simulação estocástica e pós-processamento orientado aos indicadores regulatórios do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).

A metodologia é organizada em sete etapas principais: (i) definição do escopo, premissas e do ponto de interesse; (ii) modelagem topológica da subestação e dos modos de falha; (iii) parametrização de confiabilidade dos componentes com base em referências consolidadas; (iv) definição dos cenários de estudo, incluindo análise de sensibilidade; (v) implementação da Simulação de Monte Carlo Sequencial; (vi) cálculo dos indicadores de desempenho (LOLE, LOLP, Disponibilidade e EENS); (vii) validação conceitual e comparação com um modelo analítico simplificado.

A estrutura apresentada a seguir formaliza o procedimento seguido neste trabalho e estabelece o vínculo direto entre a modelagem probabilística, os requisitos normativos aplicáveis e a lógica operacional do arranjo disjuntor e meio recomendado para instalações de 345 kV pelo Submódulo 2.6 dos Procedimentos de Rede do ONS.

3.1 ESCOPO DO ESTUDO E DEFINIÇÃO DO PONTO DE INTERESSE (POI)

O objetivo deste estudo é avaliar a confiabilidade operativa de uma subestação em arranjo disjuntor e meio, determinando a probabilidade e a duração esperada de indisponibilidade do transformador de potência AT-1, definido como Ponto de Interesse (POI). A escolha do transformador de potência como POI se justifica por sua elevada criticidade sistêmica, uma vez que esse equipamento concentra grande parcela da potência transmitida, possui alto custo de reposição e apresenta tempos de reparo significativamente superiores aos dos demais componentes da subestação. Assim, sua indisponibilidade está diretamente associada a impactos relevantes sobre a continuidade do suprimento e sobre indicadores globais de desempenho do sistema.

Além disso, a literatura clássica de confiabilidade em sistemas elétricos, bem como pesquisas recentes no estado da arte, frequentemente adotam transformadores de potência como pontos de interesse em estudos de avaliação probabilística, justamente devido ao seu papel dominante na determinação de indicadores como o tempo esperado de indisponibilidade e a energia não suprida esperada (Billinton; Allan, 1996; Endrenyi; Anders; Leite da Silva, 2001; Li; Feng, 2021).

A escolha do arranjo disjuntor e meio decorre tanto de sua relevância operacional no Sistema Interligado Nacional (SIN) quanto de sua obrigatoriedade normativa para

subestações de **345 kV**, estabelecida pelo Submódulo 2.6 dos Procedimentos de Rede do ONS, que recomenda este arranjo como padrão mínimo de confiabilidade para instalações da Rede Básica em níveis de tensão elevados (ONS, 2023a). Assim, a modelagem realizada neste capítulo está alinhada aos requisitos técnicos e regulatórios vigentes.

A análise é estruturada em dois cenários principais:

- **Cenário Novo:** todos os equipamentos operando em sua fase de vida útil estável, com taxas de falha constantes modeladas por distribuições exponenciais;
- **Cenário Velho:** equipamentos envelhecidos, com aumento da taxa de falha modelado por distribuições de Weibull, refletindo a fase de desgaste da curva da banheira.

Para ampliar a robustez do estudo, são definidos adicionalmente dois cenários complementares de sensibilidade:

- **Cenário Conservador:** parâmetros ajustados para refletir condições operativas favoráveis (menores taxas de falha);
- **Cenário Crítico:** parâmetros ajustados para representar condições mais severas (maiores taxas de falha, MTTR ampliado e parâmetros de Weibull mais agressivos).

Todos os cenários utilizam a mesma topologia e o mesmo POI, variando apenas os parâmetros estocásticos de falha e reparo. A definição destes cenários permite quantificar não apenas o desempenho esperado da subestação, mas também as incertezas associadas ao envelhecimento dos ativos, elemento essencial para estudos de reforço e modernização segundo o Submódulo 3.2 do ONS.

3.2 MODELAGEM DOS COMPONENTES

A modelagem probabilística dos componentes é um elemento central na avaliação de confiabilidade, pois define como falhas e reparos são estocasticamente representados ao longo do horizonte de simulação. Neste trabalho, cada equipamento do circuito associado ao AT-1 é modelado como um componente independente, caracterizado por uma taxa de falha (λ), um tempo médio de reparo (MTTR) e, no caso do cenário envelhecido, por uma função risco crescente derivada da distribuição de Weibull.

A topologia considerada inclui três disjuntores (superior, inferior e de meio), seis chaves seccionadoras associadas e o transformador de potência AT-1. Os modos de falha utilizados representam o comportamento *ativo* (falha que interrompe imediatamente o serviço, como travamento de disjuntor) e *passivo* (falha que apenas impede a operação da chave), conforme classificação comum nas pesquisas do CIGRÉ (CIGRÉ A3.39, 2022; CIGRÉ A3.06, 2012).

Para facilitar a visualização espacial e a compreensão das interdependências topológicas antes da modelagem estocástica, na Figura 15 é apresentado, de forma conjugada, o arranjo estudado. Em (a), é ilustrada a representação unifilar física típica de um *bay* em disjuntor e meio. Em (b), é detalhado o diagrama de blocos de confiabilidade (topologia lógica), evidenciando os dois caminhos redundantes (superior e inferior) e a posição do disjuntor central como elemento crítico para a manutenção do suprimento ao POI.

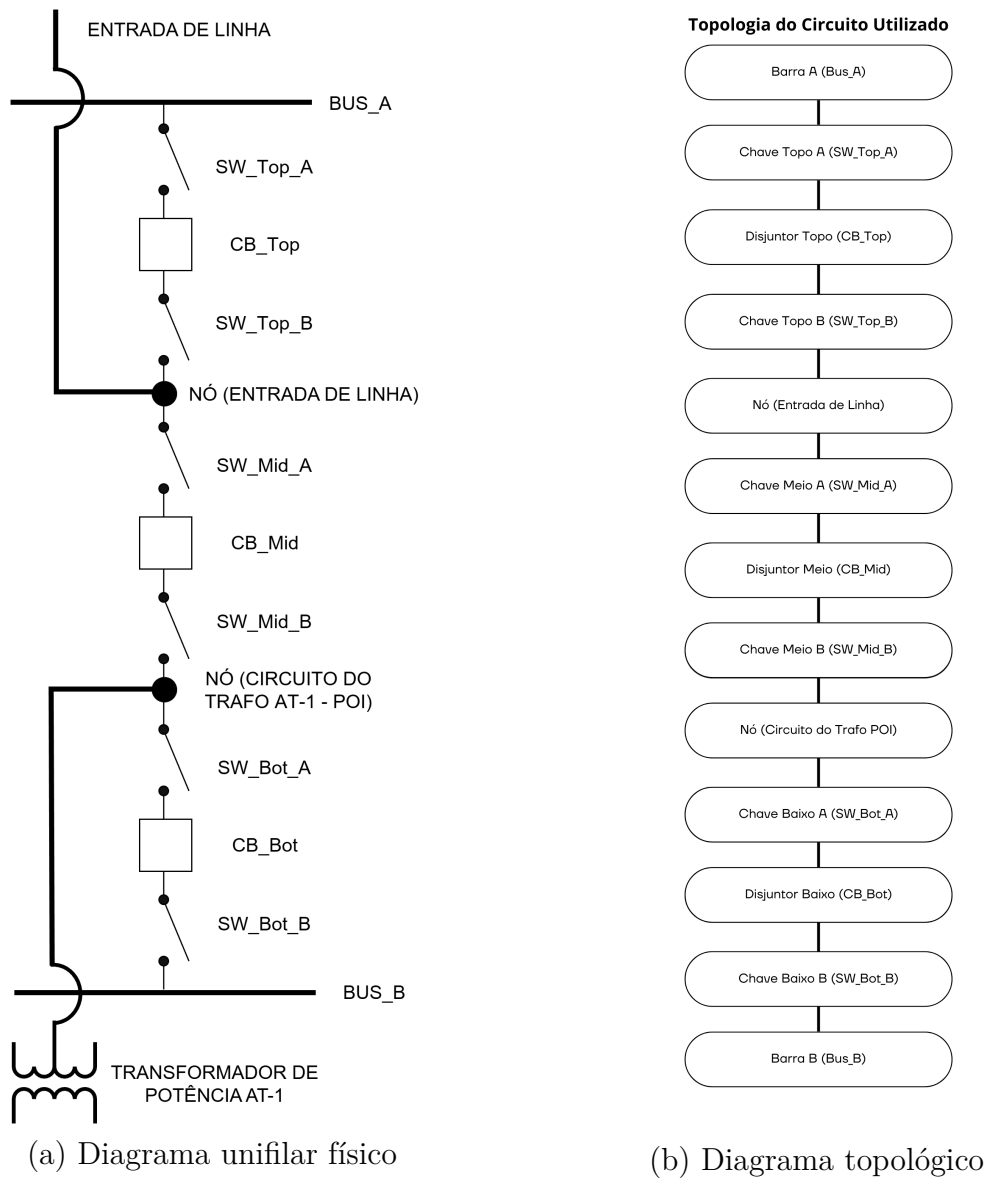


Figura 15 – Representação do circuito associado ao AT-1: (a) arranjo físico e (b) modelo lógico de confiabilidade. Fonte: O autor (2025).

A seguir são descritos os critérios de modelagem adotados para cada categoria de equipamento.

3.2.1 Disjuntores

Os disjuntores são componentes críticos da topologia disjuntor e meio, responsáveis tanto pela condução quanto pela interrupção de correntes de falta. Suas taxas de falha são obtidas a partir de bases estatísticas internacionais, em especial o relatório da Energiforsk para equipamentos de alta tensão (faixa de 380–420 kV), que fornece taxas anuais de falha típicas para disjuntores SF₆ (He, 2022). No cenário novo, assume-se taxa constante e distribuição exponencial:

$$\lambda_{CB, \text{ novo}} = \text{constante}$$

representando operação em regime estável da curva da banheira.

No cenário envelhecido, a degradação é modelada por uma distribuição de Weibull com parâmetro de forma $\beta > 1$, de acordo com a literatura clássica (Billinton; Allan, 1996; Endrenyi; Anders; Leite da Silva, 2001):

$$\lambda_{CB, \text{ velho}}(t) = \left(\frac{\beta}{\eta}\right) \left(\frac{t}{\eta}\right)^{\beta-1}$$

onde t representa a idade do equipamento no cenário analisado. (Cabe ressaltar que a aplicação deste modelo ocorre de forma estática para a idade de referência, conforme será detalhado na Seção 3.5). O MTTR é representado em horas e convertido para anos, seguindo diretrizes típicas de avaliação de confiabilidade (IEEE, 2007).

Além disso, modelam-se dois efeitos relevantes:

- **Falha ativa do disjuntor do meio:** caso ocorra uma falha de travamento ou abertura fracassada, assume-se que os demais disjuntores do diâmetro atuam para isolar o equipamento, acarretando a perda imediata do POI. Essa simplificação é inspirada na lógica discutida por Vega e Sarmiento no contexto de efeitos de falhas críticas em subestações (Vega; Sarmiento, 2008).
- **Falha passiva dos disjuntores superior e inferior:** estes atuam apenas dentro da lógica de redundância da topologia, afetando os caminhos superior e inferior para alimentação do AT-1.

3.2.2 Chaves Seccionadoras

As chaves seccionadoras são modeladas como componentes com taxa de falha significativamente menor que a dos disjuntores, conforme indicado nas brochuras CIGRÉ TB 947 e TB 511 para equipamentos de alta tensão (CIGRÉ A3.06, 2012; CIGRÉ A3.48, 2024). Sua função é predominantemente mecânica, e seus modos de falha são classificados majoritariamente como passivos.

No cenário novo, utiliza-se a taxa média anual de falhas por 100 equipamentos reportada pelo CIGRÉ, ajustada para valor anual. No cenário envelhecido, aplica-se a

distribuição de Weibull com os mesmos parâmetros gerais definidos para equipamentos mecânicos de alta tensão em fim de vida, conforme recomendações típicas da literatura (Billinton; Allan, 1996).

O MTTR típico desses equipamentos é curto, refletindo a simplicidade do reparo mecânico. Os tempos adotados são compatíveis com diretrizes operativas compiladas no *IEEE Gold Book* (IEEE, 2007), sendo convertidos de horas para fração de ano no algoritmo de simulação.

3.2.3 Transformador de Potência AT-1

O transformador AT-1 é o componente fundamental do estudo, pois representa diretamente o ponto de interesse (POI). Suas taxas de falha são obtidas do relatório internacional de confiabilidade de transformadores de potência da Energiforsk, que consolida dados de falhas de equipamentos entre 220 e 330 kV (He, 2022). Esses valores são compatíveis com as estatísticas clássicas publicadas em estudos do CIGRÉ para transformadores de grande porte (CIGRÉ A2.37, 2015).

No cenário novo, assume-se taxa de falha constante, coerente com a fase de operação estável. No cenário envelhecido, aplica-se novamente a modelagem por Weibull (avaliada estaticamente para a idade de referência), dada a forte correlação entre idade e ocorrência de falhas em transformadores, destacada em diversos estudos internacionais (Nowlan; Heap, 1978; Endrenyi; Anders; Leite da Silva, 2001).

O MTTR do transformador segue valores médios internacionais, sendo o valor utilizado convertido para horas para compatibilização com o algoritmo.

3.2.4 Hipóteses Adotadas

A modelagem considera as seguintes hipóteses, amplamente aceitas em estudos de confiabilidade de subestações:

- **Independência estatística** entre falhas dos componentes — falhas de causa comum não são modeladas quantitativamente, mas discutidas conceitualmente no Capítulo 2;
- **Taxa de falha constante durante a simulação de cada cenário** (avaliação estática), variando-se os valores de entrada e os parâmetros de Weibull unicamente entre os diferentes cenários para refletir as idades avaliadas;
- **Modelo de Markov a dois estados:** a disponibilidade de cada equipamento é representada exclusivamente por transições entre dois estados operacionais mutuamente exclusivos (sucesso/operante e falha/indisponível). Assume-se que não há estados intermediários de degradação parcial de capacidade, em conformidade com as formulações estocásticas clássicas para componentes de subestações (Billinton; Allan, 1996; Santos, 2019; Vieira, 2020);

- **Topologia fixa**, sem manobras, reconfigurações ou operação de backup.

Essas hipóteses fornecem um modelo suficientemente detalhado para capturar os mecanismos relevantes de falha da topologia disjuntor e meio, mantendo ao mesmo tempo a simplicidade necessária para viabilizar a simulação sequencial em horizontes de tempo longos.

3.3 DEFINIÇÃO DOS CENÁRIOS

A avaliação probabilística desenvolvida neste trabalho compara o desempenho do ponto de interesse (AT-1) sob diferentes condições operativas associadas à idade e ao estado dos equipamentos da subestação. Para isso, são definidos quatro cenários principais, que diferem apenas em seus parâmetros estocásticos de falha e reparo, mantendo-se fixa a topologia em arranjo disjuntor e meio e a mesma lógica de operação.

Os cenários empregados refletem tanto situações típicas de operação de subestações quanto condições extremas utilizadas para análise de sensibilidade. A seguir, descrevem-se formalmente os critérios que fundamentam cada cenário.

3.3.1 Cenário Novo

No **Cenário Novo**, assume-se que os equipamentos encontram-se em condição operacional consolidada, isto é, já comissionados, testados e em operação regular, fora da fase inicial de mortalidade infantil da curva da banheira. Nessa condição, considera-se que o comportamento de falhas é predominantemente aleatório, sem influência significativa de defeitos de fabricação ou de desgaste por envelhecimento. Por essa razão, a literatura técnica recomenda a modelagem por meio de uma distribuição exponencial com taxa de falha constante (Billinton; Allan, 1996; Endrenyi; Anders; Leite da Silva, 2001). Ressalta-se que, embora o termo “novo” seja utilizado, este cenário não representa a fase inicial da curva da banheira, mas sim a fase de vida útil estável, que corresponde à maior parcela do tempo de operação dos equipamentos ao longo de seu ciclo de vida.

As taxas de falha e demais parâmetros adotados são obtidos diretamente de bases estatísticas consolidadas, representativas de populações de equipamentos em operação normal. Além disso, esse cenário estabelece a referência de desempenho contra a qual os demais cenários de envelhecimento são comparados.

3.3.2 Cenário Velho

O **Cenário Velho** representa a operação dos mesmos equipamentos em fase de desgaste, quando a probabilidade de falha aumenta de forma significativa com a idade. Esse comportamento é amplamente documentado em estudos de confiabilidade de transformadores e disjuntores (Endrenyi; Anders; Leite da Silva, 2001; Nowlan; Heap, 1978), e é modelado por meio da distribuição de Weibull com parâmetro de forma $\beta > 1$.

Esse cenário corresponde ao ponto de partida de estudos de reforço e modernização, conforme estabelecido pelo Submódulo 3.2 dos Procedimentos de Rede do ONS (ONS, 2023b), em que a modelagem probabilística deve explicitar o efeito do envelhecimento dos ativos.

3.3.3 Cenário Conservador

O **Cenário Conservador** é utilizado para análise de sensibilidade e representa uma condição operacional mais favorável do que a observada em campo. Esse cenário permite avaliar a robustez da conclusão do estudo frente a incertezas dos parâmetros.

As modificações típicas incluem:

- redução moderada das taxas de falha (λ), dentro dos intervalos mínimos reportados pelas fontes CIGRÉ/Energiforsk;
- uso de parâmetro de Weibull com β reduzido no cenário envelhecido, aproximando a operação de um regime mais constante de falhas.

Nenhum desses ajustes altera a topologia, a lógica de falha ou o ponto de interesse; apenas avaliam o impacto da incerteza dos dados sobre os resultados.

3.3.4 Cenário Crítico

O **Cenário Crítico** representa a condição mais severa do conjunto de estudo e é concebido para identificar o limite inferior de desempenho do sistema. O cenário considera:

- aumento das taxas de falha, dentro da faixa superior observada nas bases estatísticas internacionais;
- aumento do MTTR para refletir limitações de logística de manutenção;
- parâmetros de Weibull mais agressivos (β maior e η menor), ampliando a probabilidade de falhas no cenário envelhecido.

Esse cenário não tem caráter preditivo, mas fornece um envelope de segurança metodológico para a análise, permitindo verificar a consistência das conclusões independentemente de variações plausíveis nos parâmetros.

3.4 LÓGICA DE FALHA DO SISTEMA (MODELO TOPOLÓGICO)

A avaliação da confiabilidade do arranjo em disjuntor e meio exige a definição explícita das condições que levam à perda do ponto de interesse (POI), o transformador AT1. Essa etapa é fundamental porque a Simulação de Monte Carlo opera sobre estados individuais de falha de cada componente, mas a indisponibilidade do sistema depende

da configuração topológica e da lógica de proteção que atuaria em cada contingência, uma premissa estrutural válida tanto em métodos de simulação quanto em avaliações probabilísticas contemporâneas (Billinton; Allan, 1996; Endrenyi; Anders; Leite da Silva, 2001; Li; Feng, 2021).

Assim, o modelo precisa refletir, de forma simplificada porém consistente com a literatura técnica, como as falhas dos componentes se propagam até o POI em um arranjo do tipo disjuntor e meio. A lógica adotada neste estudo baseia-se em três blocos principais: (i) falhas diretas do equipamento protegido, (ii) falhas ativas do disjuntor central e (iii) indisponibilidade simultânea dos caminhos redundantes superior e inferior.

Falha direta do equipamento principal

A falha do transformador AT1 implica perda imediata do POI, independentemente do estado dos demais componentes. Assim, sempre que o estado de AT1 for igual a 1 (falhado), o sistema é considerado indisponível. Essa condição é padrão na literatura de confiabilidade e em análises de risco recentes, dado o papel crítico do transformador como componente terminal da conexão (CIGRÉ A2.37, 2015; Li; Feng, 2021).

Falhas ativas do disjuntor do meio

O disjuntor central (CB_Meio), no arranjo de disjuntor e meio, é o elemento mais crítico da topologia, pois conduz a corrente dos dois circuitos simultaneamente. A literatura demonstra que falhas ativas deste disjuntor, como falha em abrir durante curto-circuito ou travamento em posição conduzindo, resultam na atuação imediata das proteções e na retirada forçada de dos circuitos superior e inferior, o que implica a perda direta do POI (Vega; Sarmiento, 2008).

Além disso, estudos como os do CIGRÉ indicam que falhas nos mecanismos de acionamento são um dos modos mais frequentes de falha em disjuntores de alta tensão, reforçando a necessidade de modelar essa contingência de forma explícita (CIGRÉ A3.39, 2022).

No algoritmo, essa condição é representada pela verificação:

$$\text{se } CB_Meio = 1 \quad \Rightarrow \quad \text{falha do sistema.}$$

Isto garante que a falha ativa do disjuntor central seja tratada como evento de indisponibilidade imediata, conforme indicado nos modelos de corte mínimo (Vega; Sarmiento, 2008).

Redundância e perda simultânea dos caminhos superior e inferior

Quando o disjuntor central está operacional, o arranjo disjuntor e meio fornece dois caminhos independentes entre o barramento e o transformador:

- Caminho superior: Barra 1 → CB_Topo → chaves associadas → CB_Meio → AT1,
- Caminho inferior: Barra 2 → CB_Baixo → chaves associadas → AT1.

A perda do POI ocorre apenas quando *ambos* os caminhos, superior e inferior, estão indisponíveis, o que caracteriza uma topologia do tipo série-paralelo. Esse princípio é amplamente utilizado em análises de confiabilidade de subestações com redundância, onde a perda do elemento protegido depende da falha simultânea dos conjuntos paralelos de componentes (Billinton; Allan, 1996).

A implementação computacional verifica, portanto:

$$\text{falha do sistema} \iff (\text{superior indisponível}) \wedge (\text{inferior indisponível}).$$

Cada caminho é considerado indisponível se ao menos um componente crítico do respectivo trajeto estiver em estado de falha. Essa estrutura é consistente com análises por conjuntos de corte mínimo e com o comportamento físico da topologia (Vega; Sarmiento, 2008).

Função *verificar_sistema*

A lógica topológica descrita anteriormente foi implementada computacionalmente no ambiente MATLAB, sendo consolidada na função `verificar_sistema`. Esta função recebe como entrada um vetor binário (onde 0 indica operação normal e 1 indica falha) representando o estado operacional atual dos componentes do diâmetro e retorna valor unitário quando identifica a perda do Ponto de Interesse (POI). Em termos de precisão de modelagem, a função não gera os eventos estocásticos, mas realiza a verificação lógica da indisponibilidade do sistema avaliando a ocorrência de três condições críticas:

1. falha direta do transformador de potência AT-1;
2. falha ativa do disjuntor central do arranjo disjuntor e meio;
3. verificação topológica série-paralelo da perda simultânea dos dois caminhos redundantes de alimentação.

A lógica implementada nesta função reflete diretamente a configuração do circuito ilustrada na Figura 15. Ao verificar o estado individual de cada equipamento, o algoritmo avalia se a combinação de falhas interrompe simultaneamente os caminhos de alimentação, determinando a disponibilidade do POI. É esse mapeamento topológico que permite quantificar de forma objetiva o impacto das falhas na confiabilidade global do arranjo e, conseqüentemente, fundamentar as obras de reforço conforme as diretrizes do Programa de Modernização das Instalações (PMI) do ONS (ONS, 2023b).

3.5 METODOLOGIA DE SIMULAÇÃO (MONTE CARLO SEQUENCIAL)

A Simulação de Monte Carlo Sequencial (SMCS) é a técnica adotada neste estudo para estimar indicadores probabilísticos de confiabilidade associados ao ponto de interesse (POI). Essa abordagem é amplamente recomendada pela literatura clássica para a avaliação de sistemas elétricos de potência, sobretudo quando a topologia apresenta redundância e dependências condicionais que inviabilizam modelos analíticos simples (Billinton; Allan, 1996; Endrenyi; Anders; Leite da Silva, 2001; Zhang et al., 2020; Bagen, 2011).

Diferentemente da Simulação de Monte Carlo Não Sequencial, o método sequencial reproduz explicitamente a evolução cronológica do estado dos componentes ao longo do tempo, por meio da geração de tempos até falha (TTF) e tempos de reparo (TTR) associados aos parâmetros de cada equipamento. Essa característica permite representar a ocorrência sucessiva de eventos de falha e restauração ao longo do período simulado, estimando métricas temporais de confiabilidade, tais como LOLE, LOLF, MTBF e disponibilidade (Billinton; Allan, 1996; Endrenyi; Anders; Leite da Silva, 2001).

A metodologia de simulação desenvolvida neste trabalho é sintetizada no fluxograma apresentado na Figura 16. O diagrama ilustra as etapas principais do algoritmo computacional, incluindo a inicialização dos parâmetros, a geração dos próximos eventos de falha, o avanço do tempo simulado, a aplicação dos tempos de reparo e a verificação da condição de falha do sistema no Ponto de Interesse (POI).

3.5.1 Geração dos Tempos até Falha (TTF)

Para cada componente do sistema, é gerado um tempo até falha de acordo com sua distribuição estatística. Os equipamentos no cenário *novo* utilizam distribuição exponencial com taxa de falha constante, coerente com a fase de vida útil estável (região central da curva da banheira) (IEEE, 2007). A função densidade da distribuição é dada por:

$$f(t) = \lambda e^{-\lambda t}, \quad t \geq 0, \quad (25)$$

e o tempo até a falha simulado é obtido pelo método da transformada inversa:

$$\text{TTF} = -\frac{\ln(U)}{\lambda}, \quad U \sim \mathcal{U}(0, 1). \quad (26)$$

Para os cenários envelhecidos (*velho*), a taxa de falha instantânea teórica é regida pela função risco da distribuição de Weibull com parâmetro de forma $\beta > 1$, representando a fase de desgaste (Dong; Nassif, 2019). A taxa de falha associada à idade t é dada por:

$$\lambda(t) = \frac{\beta}{\eta} \left(\frac{t}{\eta} \right)^{\beta-1}. \quad (27)$$

O modelo computacional desenvolvido fundamenta-se nas premissas de transição de estados clássicas, amplamente validadas na literatura nacional para estudos de confiabili-

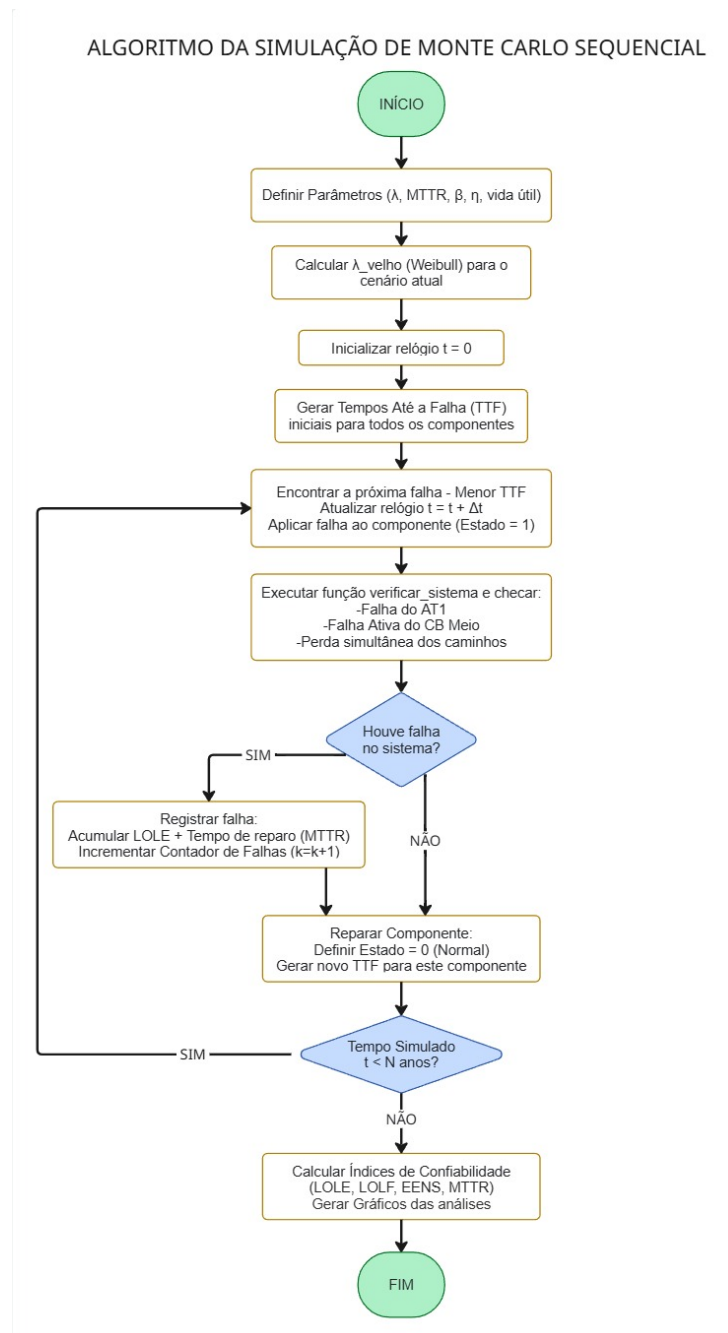


Figura 16 – Fluxograma do algoritmo da Simulação de Monte Carlo Sequencial. Fonte: O autor (2025).

dade de sistemas de energia (Zardo, 2014; Santos, 2019). Contudo, para incorporar o efeito do envelhecimento sem violar a homogeneidade temporal exigida pelo motor de simulação exponencial, adotou-se a estratégia de avaliação estática para uma idade de referência. Neste formato, a taxa de falha é calculada analiticamente a partir da curva de Weibull para uma idade de referência específica (e.g., 35 anos) e injetada como uma constante no gerador de números aleatórios. Assim, o algoritmo avalia o risco operativo esperado estaticamente para aquele ano específico de vida da subestação, isolando o comportamento da degradação em um cenário temporal congelado. Esse procedimento preserva o rigor

matemático sem a necessidade de simular cronologicamente as décadas prévias de operação dos ativos (Billinton; Allan, 1996; Endrenyi; Anders; Leite da Silva, 2001).

3.5.2 Ordenação de eventos e avanço do relógio simulado

Para cada componente, é inicialmente atribuído um TTF independente. O menor TTF entre todos os componentes define o próximo evento a ocorrer no sistema. O relógio da simulação é então avançado em:

$$\Delta t = \min(\text{TTF}_i), \quad (28)$$

e todos os TTF remanescentes daquele estado de operação são reduzidos em Δt . Esse procedimento de avanço pelo próximo evento é consistente com a formulação clássica de processos de renovação em Monte Carlo sequencial (Billinton; Allan, 1996; Zhang et al., 2020).

Uma vez identificada a falha de um componente k , a simulação executa a seguinte rotina:

1. marcação do componente como falhado por um período predeterminado TTR;
2. atualização da topologia via função `verificar_sistema`;
3. acumulação do tempo de indisponibilidade, caso o POI tenha sido perdido no evento;
4. agendamento de um novo tempo até falha (TTF) estocástico para o componente recém-reparado.

O processo de avanço no tempo continua recursivamente até que o horizonte total simulado (N_{anos}) seja atingido.

Para ilustrar a dinâmica temporal deste algoritmo, suponha que, em um dado instante, a geração de números pseudoaleatórios determine que o menor TTF entre todos os componentes do diâmetro pertença ao disjuntor central, com falha agendada para ocorrer no ano simulado 2,14. O relógio da simulação avança diretamente para este instante. Imediatamente, a função `verificar_sistema` é acionada e avalia a matriz topológica, constatando a falha ativa deste disjuntor e, por consequência da configuração disjuntor e meio, a perda simultânea da alimentação ao POI. O algoritmo então soma o tempo de reparo correspondente ao acumulador total de indisponibilidade, agenda um novo TTF estocástico para este disjuntor e retoma o ciclo de varredura para os próximos eventos.

3.5.3 Aplicação dos Tempos de Reparo (TTR)

O tempo médio de reparo (MTTR) de cada componente, originalmente extraído das bases de dados em horas, é convertido para unidades de anos, de modo a manter a consistência temporal da simulação:

$$\text{TTR}_{ano} = \frac{\text{MTTR}}{8760}. \quad (29)$$

Neste trabalho, adotou-se a premissa de um tempo de reparo determinístico e fixo (igual ao seu valor médio), em oposição a um sorteio estocástico. Esta abordagem reflete a padronização logística das equipas de manutenção do setor elétrico, conferindo um caráter constante ao período de indisponibilidade. Durante o intervalo de reparo, o componente permanece no estado de falha, e nenhum novo evento de falha é gerado para ele, alinhando-se aos modelos clássicos regenerativos utilizados em confiabilidade (Bagen, 2011; Santos, 2019).

3.6 CÁLCULO DOS INDICADORES DE CONFIABILIDADE

A partir da evolução temporal do sistema construída pela SMCS, extraem-se os indicadores probabilísticos que quantificam o desempenho do POI. A lógica do código consiste em registrar, ao longo das iterações, o tempo total em que o POI esteve indisponível (T_{ind}) e o número de eventos de interrupção (N_{falhas}). Com esses acumuladores, obtêm-se as seguintes métricas (Billinton; Allan, 1996; Vieira, 2020):

3.6.1 Probabilidade de Indisponibilidade (LOLP)

A probabilidade média de indisponibilidade, ou indisponibilidade adimensional (U), é definida pela razão:

$$\text{LOLP} = \frac{T_{ind}}{T_{sim}}, \quad (30)$$

onde T_{sim} é a duração total simulada (horizonte amostral). Essa métrica representa a fração percentual do tempo em que o fornecimento ao POI não pôde ser mantido.

3.6.2 Duração Esperada de Interrupção (LOLE)

Multiplicando-se a probabilidade de indisponibilidade pelo número de horas em um ano base, obtêm-se o tempo de indisponibilidade anualizado:

$$\text{LOLE} = \text{LOLP} \times 8760 \quad [\text{h/ano}]. \quad (31)$$

Esta métrica corresponde ao indicador equivalente ao DREQ (Duração de Interrupção Equivalente) regulatório do ONS quando aplicado especificamente a um único ponto de carga ou transformação.

3.6.3 Frequência Esperada de Interrupção (LOLF)

A frequência média de interrupções é obtida pela taxa de transições para o estado de falha do sistema:

$$\text{LOLF} = \frac{N_{\text{falhas}}}{T_{\text{sim}}} \quad [\text{falhas/ano}]. \quad (32)$$

Esta métrica é equivalente ao indicador FREQ (Frequência de Interrupção Equivalente) quando aplicada ao caso particular do POI modelado.

3.6.4 Tempo Médio Entre Falhas (MTBF) e Tempo Médio de Reparo (MTTR)

O tempo médio entre falhas do sistema global é definido pelo inverso de sua frequência:

$$\text{MTBF} = \frac{1}{\text{LOLF}} \quad [\text{anos}]. \quad (33)$$

Já o tempo médio de reparo equivalente do sistema é estimado pela razão entre o tempo indisponível acumulado e o número de falhas observadas:

$$\text{MTTR} = \frac{T_{\text{ind}} \times 8760}{N_{\text{falhas}}} \quad [\text{horas}]. \quad (34)$$

3.6.5 Energia Não Suprida Esperada (EENS)

A Energia Não Suprida Esperada (EENS) associada ao POI é calculada conforme a metodologia probabilística padrão (Billinton; Allan, 1996):

$$\text{EENS} = \text{LOLE} \times P_{\text{carga}} \quad [\text{MWh/ano}], \quad (35)$$

onde P_{carga} é a potência média atendida (180 MW neste estudo). Conforme fundamentado na literatura, a EENS atua como uma métrica prospectiva e estocástica. Diferentemente do indicador regulatório ENS, que afere o volume determinístico e histórico de energia cortada em eventos passados, a EENS representa o valor médio esperado de corte em um horizonte futuro frente às incertezas do sistema, servindo como base quantitativa principal para análises de viabilidade de modernização.

3.6.6 Convergência Estatística e Reprodutibilidade

Na literatura de avaliação probabilística, a estabilidade de métodos estocásticos é tipicamente monitorada e balizada pelo Coeficiente de Variação (β) da estimativa dos índices (Santos, 2019; Vieira, 2020). Sendo S^2 a variância amostral do estimador e N o número de períodos simulados, o coeficiente é definido por:

$$\beta = \frac{\sqrt{S^2/N}}{\hat{E}} \quad (36)$$

onde \hat{E} é a estimativa do valor esperado do indicador (e.g., LOLE).

Embora o acompanhamento do β seja frequentemente empregado como um critério de parada dinâmico em tempo de execução (interrompendo a simulação quando $\beta \leq 5\%$), o presente trabalho não implementou o cálculo dinâmico deste parâmetro durante o *loop* de simulação. Em vez disso, adotou-se um critério de truncamento estático, fixando o horizonte temporal em um volume massivo de 100.000 anos. Segundo a Lei Forte dos Grandes Números, esse horizonte superdimensionado atua como uma margem de segurança teórica, assegurando que o termo amostral S^2/N tenda a zero e que o limite de convergência seja implicitamente satisfeito.

Para fins de validação e registro metodológico da estabilidade, a convergência foi atestada *a posteriori* pela análise da evolução cumulativa do LOLE, atestando que o truncamento adotado suprimiu as variabilidades estocásticas inerentes à amostragem. Adicionalmente, a adoção de uma semente fixa predefinida no gerador pseudoaleatório garante a total reprodutibilidade computacional dos resultados e a rastreabilidade da metodologia desenvolvida.

3.7 VALIDAÇÃO ANALÍTICA SIMPLIFICADA

Antes da análise comparativa dos resultados da SMCS, a robustez do motor de simulação foi testada por meio de uma verificação analítica de primeira ordem. Essa validação é uma prática fundamental na engenharia de confiabilidade (Billinton; Allan, 1996) e tem o objetivo de assegurar que os algoritmos topológicos, os parâmetros de entrada e os mecanismos de reparo foram computacionalmente bem modelados.

A validação foi conduzida sobre o **Cenário Novo**, no qual a taxa de falha é constante e não há variação do risco ao longo do tempo ($\beta = 1$ da Weibull). Devido à natureza estática da simulação e à premissa de baixas probabilidades de falha simultânea múltipla, é possível aproximar a indisponibilidade total do POI por meio das regras clássicas de associação em série e paralelo.

3.7.1 Formulações Analíticas por Componente

A indisponibilidade anual de um componente crítico individual, em horas por ano, é dada pela aproximação (Billinton; Allan, 1996):

$$U_i \approx \lambda_i \cdot r_i \quad [\text{h/ano}], \quad (37)$$

onde λ_i é a taxa de falha (falhas/ano) e r_i é o tempo médio de reparo (horas).

(i) Transformador e Disjuntor Central: Como a falha do transformador (AT1) ou a falha ativa do disjuntor central (CBm) levam imediatamente à perda do POI, estes equipamentos encontram-se logicamente em série com a carga. Suas indisponibilidades contribuem diretamente e de forma aditiva para o total:

$$U_{AT1} = \lambda_{AT1} \cdot r_{AT1}, \quad U_{CBm} = \lambda_{CBm} \cdot r_{CBm}. \quad (38)$$

(ii) **Caminhos Redundantes:** O arranjo possui dois caminhos paralelos independentes (superior e inferior). A indisponibilidade de cada caminho é aproximada pela soma das indisponibilidades de seus equipamentos constituintes (chaves e disjuntores adjacentes):

$$U_{\text{sup}} = \sum_i (\lambda_i \cdot r_i), \quad U_{\text{inf}} = \sum_j (\lambda_j \cdot r_j). \quad (39)$$

A perda simultânea da redundância é calculada pela aproximação clássica de blocos em paralelo contínuos, expressa em horas/ano (Billinton; Allan, 1996):

$$U_{\text{par}} \approx \frac{U_{\text{sup}} \cdot U_{\text{inf}}}{8760}. \quad (40)$$

3.7.2 Cálculo da Indisponibilidade Total Equivalente

Assumindo a ocorrência de eventos independentes, a indisponibilidade total teórica ($U_{\text{analítico}}$) imposta ao POI no Cenário Novo resulta da soma das contingências críticas e da perda da redundância:

$$U_{\text{analítico}} \approx U_{AT1} + U_{CBm} + U_{\text{par}}. \quad (41)$$

O valor analítico computado é então confrontado com o indicador extraído diretamente do motor de simulação de Monte Carlo:

$$\text{LOLE}_{\text{SMCS}} = \text{LOLP}_{\text{SMCS}} \times 8760. \quad (42)$$

A aderência entre $U_{\text{analítico}}$ e o $\text{LOLE}_{\text{SMCS}}$ comprova a exatidão computacional. A obtenção de um erro relativo baixo entre os dois métodos assegura que a conversão temporal (*clock*) está fluindo corretamente e que a função lógica `verificar_sistema` está interpretando o nível hierárquico das falhas de contingência do arranjo em disjuntor e meio. Concluída essa etapa, considera-se o modelo apto para simular os cenários comparativos de envelhecimento e os cenários adicionais de análise de sensibilidade.

4 RESULTADOS

4.1 CARACTERIZAÇÃO DO ESTUDO DE CASO

O estudo conduzido neste trabalho avalia a confiabilidade de um arranjo de subestação em *disjuntor e meio* operando no nível de tensão de 345 kV, topologia amplamente utilizada no sistema brasileiro de transmissão devido à sua elevada flexibilidade operativa e à capacidade de manutenção sem interrupção do serviço (ONS, 2023a). Em conformidade com o Submódulo 2.6 dos Procedimentos de Rede do ONS, esse arranjo é obrigatório para instalações acima de 345 kV, constituindo, portanto, uma configuração tecnicamente aderente ao padrão nacional.

O ponto de interesse definido para a análise é o transformador de potência AT1, que representa a fronteira elétrica entre o arranjo de barramentos e a carga. Dessa forma, qualquer evento que interrompa o suprimento ao transformador é interpretado como uma indisponibilidade do POI e se reflete diretamente nos indicadores de continuidade do sistema.

A modelagem adota três grupos de componentes principais:

- **Disjuntores:** CB_Topo, CB_Baixo e CB_Meio, sendo este último responsável pela função de interligação e pela maioria das consequências associadas a falhas ativas no arranjo;
- **Seccionadoras:** seis unidades distribuídas entre o caminho superior, inferior e o acesso direto ao POI, modeladas como elementos de falha passiva que podem isolar ramos;
- **Transformador AT1:** componente crítico e único elemento sem redundância, cuja falha resulta imediatamente na perda do POI.

As taxas de falha e tempos de reparo do *cenário novo* foram obtidos a partir das bases internacionais consolidadas do CIGRÉ e Energiforsk para equipamentos de alta tensão (CIGRÉ A3.39, 2022; He, 2022), enquanto os tempos médios de reparo (MTTR) adotam valores compatíveis com estatísticas do *IEEE Std. 493-2007* (IEEE, 2007). Na Tabela 4 são apresentados os valores utilizados.

Tabela 4 – Parâmetros de confiabilidade adotados para o cenário novo.

Componente	λ_{novo} (falhas/ano)	MTTR (h)	Fonte
Disjuntor (CB)	0.0081	19.81	Energiforsk (2023)
Seccionadora (SW)	0.0039	4.0	CIGRÉ TB 511; IEEE 493
Transformador (AT1)	0.0304	7.81	Energiforsk (2023)

A avaliação considera quatro cenários distintos:

- **Novo:** parâmetros internacionais diretos (modelo exponencial, sem desgaste);
- **Velho Base:** desgaste moderado, com modelagem Weibull $\beta = 2.5$;
- **Velho Conservador:** envelhecimento mais suave ($\beta = 2.0$);
- **Velho Crítico:** envelhecimento severo ($\beta = 3.0$) com aumento de 50% nos tempos de reparo.

Esses cenários constituem a base para a análise comparativa dos impactos da modernização, bem como para uma avaliação de sensibilidade que permite testar a robustez das conclusões diante da incerteza intrínseca dos parâmetros de confiabilidade.

4.2 VALIDAÇÃO DO MODELO PROBABILÍSTICO

Antes de analisar os resultados comparativos entre cenários, é necessário verificar se o modelo probabilístico adotado neste trabalho é capaz de reproduzir, com boa precisão, resultados obtidos por uma formulação analítica clássica de confiabilidade. Essa etapa de validação é recomendada pela literatura de avaliação probabilística de sistemas elétricos, como forma de conferir robustez ao modelo de simulação antes de sua aplicação em estudos de planejamento (Billinton; Allan, 1996; Endrenyi; Anders; Leite da Silva, 2001).

A validação foi realizada tomando como referência o **cenário Novo**, no qual todos os componentes são considerados em fase de vida útil estável, com taxa de falha constante (modelo exponencial). Nessa condição, a topologia de disjuntor e meio pode ser representada, do ponto de vista do ponto de interesse (AT1), como a combinação de:

- um componente *crítico* em série (transformador AT1);
- um componente *crítico* associado à proteção do arranjo (disjuntor central);
- um bloco redundante formado pelos caminhos superior e inferior em paralelo.

Para cada componente i , com taxa de falha λ_i (em falhas/ano) e tempo médio para reparo r_i (em horas), a indisponibilidade média anual em horas/ano pode ser escrita, para pequenas probabilidades, como (Billinton; Allan, 1996; Endrenyi; Anders; Leite da Silva, 2001):

$$U_i \approx \lambda_i \cdot r_i \quad [\text{h/ano}] \quad (43)$$

No contexto deste trabalho, é conveniente definir também a indisponibilidade adimensional q_i , obtida pela normalização em relação ao total de horas do ano:

$$q_i = \frac{U_i}{8760} = \frac{\lambda_i \cdot r_i}{8760} \quad (44)$$

Sob a hipótese de probabilidades pequenas, a indisponibilidade de um **caminho em série** pode ser aproximada pela soma das indisponibilidades dos seus componentes (Billinton; Allan, 1996):

$$q_{\text{caminho}} \approx \sum_{i \in \text{caminho}} q_i \quad (45)$$

Já para dois caminhos redundantes em **paralelo**, a perda simultânea da redundância pode ser aproximada por:

$$q_{\text{par}} \approx q_{\text{sup}} \cdot q_{\text{inf}} \quad (46)$$

onde q_{sup} e q_{inf} são as indisponibilidades adimensionais dos caminhos superior e inferior, respectivamente. A indisponibilidade equivalente em horas/ano é então:

$$U_{\text{par}} = q_{\text{par}} \cdot 8760 \quad (47)$$

No modelo adotado, a perda do POI ocorre quando:

1. o transformador AT1 falha (evento sempre crítico);
2. o disjuntor central falha ativamente, levando à perda imediata do arranjo;
3. *ambos* os caminhos (superior e inferior) tornam-se indisponíveis simultaneamente, eliminando a redundância.

Dessa forma, a indisponibilidade total aproximada do sistema pode ser escrita como:

$$U_{\text{total}} \approx U_{\text{AT1}} + U_{\text{CB,meio}} + U_{\text{par}} \quad (48)$$

onde cada termo é calculado a partir dos parâmetros λ e MTTR do cenário Novo, definidos a partir de bases Energiforsk e CIGRÉ, conforme descrito no Capítulo 2 (CIGRÉ A3.39, 2022; He, 2022).

Aplicando a formulação analítica aos dados de falha e reparo do cenário Novo, o cálculo de primeira ordem é dominado pela indisponibilidade em série do próprio transformador de potência ($U_{\text{AT1}} \approx 0,237$ h/ano) e pela falha ativa do disjuntor central ($U_{\text{CB,meio}} \approx 0,160$ h/ano). A soma dessas contribuições críticas resulta em uma expectativa teórica de indisponibilidade de $U_{\text{total}} \approx 0,397$ h/ano. Por sua vez, a Simulação de Monte Carlo Sequencial obteve o seguinte resultado médio:

$$\text{LOLE}_{\text{MC, Novo}} \approx 0,389 \text{ h/ano.} \quad (49)$$

A diferença entre o referencial analítico e o valor estimado pela simulação apresenta um erro relativo da ordem de apenas 2%, atestando a exatidão estrutural do motor computacional. Cabe ressaltar que a magnitude de $\approx 0,39$ h/ano reflete deterministicamente as taxas predefinidas nas bases de dados internacionais utilizadas. Por se tratar de um Ponto de Interesse (POI) sem redundância terminal, a indisponibilidade não é diluída

topologicamente, sendo balizada pelas métricas de falha e tempo de reparo (MTTR) destes componentes críticos (Calado, 2015). Esta pequena divergência percentual em relação ao modelo analítico é compatível com:

- o uso de aproximações de primeira ordem na formulação analítica (soma de indisponibilidades em série e produto em paralelo);
- a variabilidade estatística inerente à Simulação de Monte Carlo, mitigada pelo elevado tempo total simulado, o que reduz o erro amostral dos indicadores (Billinton; Allan, 1996; Endrenyi; Anders; Leite da Silva, 2001).

Em relação à estabilidade do método, a literatura de avaliação probabilística de sistemas de potência frequentemente adota o Coeficiente de Variação (β) como critério dinâmico de parada, interrompendo o algoritmo quando a variância atinge uma tolerância restrita (Silva, 2024; Santos, 2019). Em contraste a essa abordagem, o presente trabalho optou por um critério de truncamento estático, fixando o horizonte amostral em 100.000 anos para garantir a supressão absoluta de flutuações estatísticas. Este valor massivo não possui significado físico como horizonte de planejamento do sistema, funcionando puramente como um espaço amostral ampliado para a convergência do estimador.

A confirmação da convergência metodológica foi validada *a posteriori* por meio do monitoramento da variância temporal. A Figura 17 ilustra o histórico acumulado de indisponibilidade (LOLE) ao longo das iterações da simulação, com o eixo das abscissas em escala logarítmica. Essa representação visual permite identificar claramente a fase transiente inicial, caracterizada por uma maior variabilidade estocástica, seguida por um amortecimento contínuo das oscilações. Observa-se que o valor estimado para o cenário Novo (assim como para os cenários de envelhecimento) estabiliza-se de forma assintótica em uma faixa estreita em torno de seu valor esperado. A ausência de flutuações nas dezenas de milhares de ciclos finais comprova visualmente que o espaço amostral adotado de 100.000 anos foi estatisticamente suficiente para suprimir o erro amostral e garantir a convergência.

4.3 RESULTADOS COMPARATIVOS — CENÁRIOS BASE

Esta seção apresenta a comparação direta entre o **cenário Novo** e o **cenário Velho Base**, que constitui o eixo central da análise deste estudo. O objetivo é quantificar o impacto do envelhecimento dos equipamentos sobre os principais indicadores probabilísticos de continuidade — LOLE, LOLF, disponibilidade e EENS — conforme recomenda a literatura de avaliação probabilística de sistemas elétricos (Billinton; Allan, 1996; Endrenyi; Anders; Leite da Silva, 2001).

Como descrito no Capítulo 3, o cenário Novo utiliza taxas de falha constantes fornecidas por bases internacionais consolidadas (Energiforsk e CIGRÉ), representando

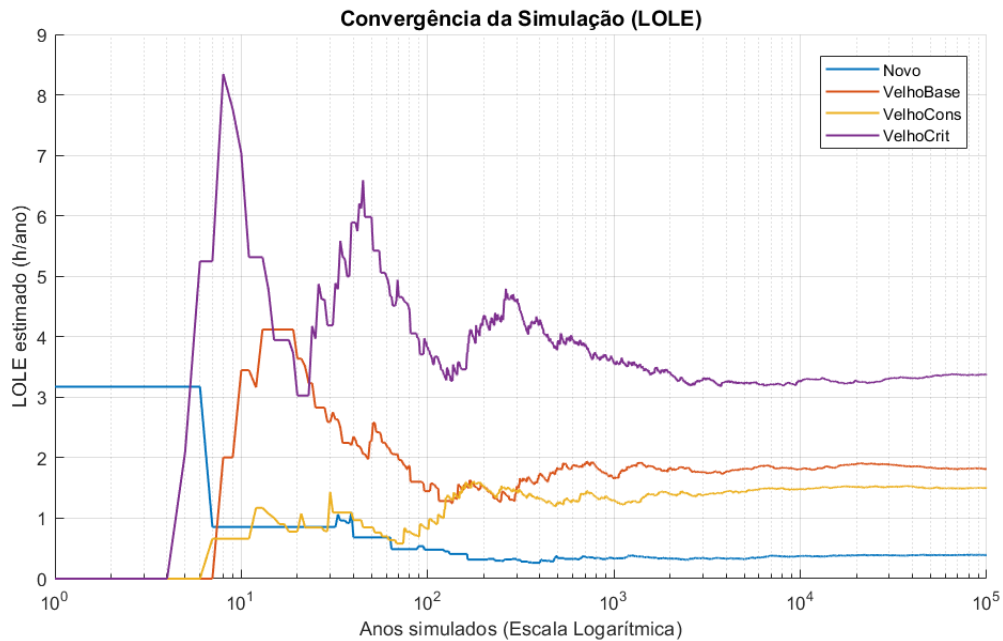


Figura 17 – Convergência temporal do indicador LOLE para os cenários simulados. Fonte: O autor (2025).

equipamentos em fase estável de operação. Já o cenário Velho Base incorpora o aumento da taxa de falha decorrente do desgaste (*aging*) por meio do modelo de Weibull com parâmetro $\beta = 2.5$, compatível com ativos de transmissão próximos ao fim de sua vida útil regulatória (ANEEL, 2022).

Na Tabela 5 são apresentados os resultados obtidos pela Simulação de Monte Carlo Sequencial a partir de um tempo total simulado de 100.000 anos, utilizado como tamanho de amostra para garantir convergência estatística e estabilidade dos estimadores, conforme discutido na Seção 4.2 (Billinton; Allan, 1996; Endrenyi; Anders; Leite da Silva, 2001).

Tabela 5 – Comparação dos indicadores probabilísticos — Cenário Novo vs. Velho Base.

Indicador	Novo	Velho Base	Variação (%)
Disponibilidade (%)	99.995551	99.979268	-0.0163
LOLE (h/ano)	0.3897	1.8162	+366%
LOLF (falhas/ano)	0.0378	0.1143	+203%
MTTR (h)	10.30	15.88	+54%
EENS (MWh/ano)	70.15	326.91	+366%

Os resultados evidenciam três efeitos centrais:

1. **A elevação substancial da LOLE:** O cenário envelhecido resulta em uma expectativa de indisponibilidade do ponto de interesse de 1,8162 horas por ano. Com a modernização dos equipamentos (cenário Novo), esse valor é reduzido para 0,3897 horas por ano, uma queda de aproximadamente 4,5 vezes, refletindo diretamente a mitigação da taxa de falha nos componentes críticos do diâmetro.

2. **Aumento da frequência de interrupções (LOLF):** A taxa média anual de falhas aumenta mais de 200%, indicando que equipamentos envelhecidos entram em condição de falha com maior regularidade — resultado consistente com o modelo de desgaste $\beta > 1$ da distribuição de Weibull.
3. **Crescimento proporcional da energia não suprida esperada (EENS):** Como EENS é diretamente proporcional ao LOLE, observa-se aumento similar de magnitude, reforçando o impacto sistêmico da modernização sobre métricas regulatórias de continuidade definidas pelo ONS (ONS, 2020a).

Apesar de a disponibilidade percentual apresentar variação absoluta pequena, típica de sistemas de transmissão de alta confiabilidade, o comportamento dos indicadores baseados em tempo e energia deixa claro que a modernização reduz significativamente os riscos operacionais associados à perda do transformador AT1.

Na Figura 18 é sintetizado visualmente esse efeito ao comparar a Energia Não Suprida Esperada (EENS) nos cenários Novo e Velho Base. O gráfico evidencia que, embora a variação percentual da disponibilidade seja pequena, o impacto agregado em termos de energia não suprida esperada é expressivo, refletindo diretamente o aumento do tempo e da frequência de interrupções associadas ao envelhecimento dos equipamentos.

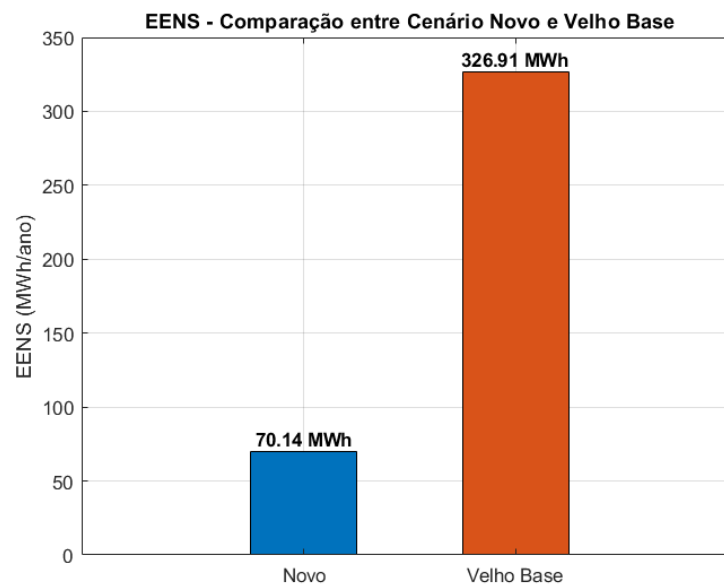


Figura 18 – Comparativo da Energia Não Suprida Esperada (EENS) entre os cenários Novo e Velho Base. Fonte: O autor (2025).

O conjunto desses resultados estabelece a linha de base para as análises subsequentes. Na seção seguinte, avalia-se como diferentes hipóteses sobre os parâmetros de confiabilidade (cenários conservador e crítico) alteram a severidade da degradação observada.

4.4 ANÁLISE DE SENSIBILIDADE — CENÁRIOS VELHOS

A análise de sensibilidade tem como objetivo avaliar a robustez dos resultados frente à incerteza dos parâmetros de confiabilidade associados ao envelhecimento dos equipamentos. Essa abordagem é recomendada pela literatura de avaliação probabilística, pois taxas de falha e tempos de reparo apresentam variabilidade inerente, mesmo quando derivados de bases estatísticas consolidadas (Billinton; Allan, 1996; Endrenyi; Anders; Leite da Silva, 2001).

Nesta etapa, três cenários de envelhecimento são comparados:

1. **Velho Conservador:** envelhecimento mais suave, com $\beta = 2.0$ (desgaste moderado), mantendo os mesmos tempos de reparo do cenário base.
2. **Velho Base:** envelhecimento de severidade intermediária, com $\beta = 2.5$, conforme adotado no Capítulo 3 e consistente com equipamentos próximos ao fim da vida útil regulatória (ANEEL, 2022).
3. **Velho Crítico:** cenário mais severo, combinando $\beta = 3.0$ (desgaste pronunciado) com acréscimo de 50% nos tempos de reparo, simulando condições adversas de manutenção (peças escassas, falhas mais complexas, logística desfavorável).

Na Tabela 6 são apresentados os resultados obtidos pela Simulação de Monte Carlo Sequencial a partir de um tempo total simulado de 100.000 anos (tamanho de amostra), adotado para garantir convergência estatística dos indicadores (Billinton; Allan, 1996; Endrenyi; Anders; Leite da Silva, 2001).

Tabela 6 – Indicadores de confiabilidade para os três cenários de envelhecimento.

Indicador	Velho Cons.	Velho Base	Velho Crítico
Disponibilidade (%)	99.982884	99.979268	99.961474
LOLE (h/ano)	1.4994	1.8162	3.3749
LOLF (falhas/ano)	0.0964	0.1143	0.1379
MTTR (h)	15.55	15.88	24.46
EENS (MWh/ano)	269.89	326.91	607.48

A comparação dos cenários permite destacar três tendências principais:

1. **Crescimento monotônico do risco com o aumento de β :** A elevação do parâmetro de forma da distribuição de Weibull intensifica a taxa de falha instantânea dos equipamentos mais antigos, conforme discutido no Capítulo 2, resultando em aumentos sucessivos de LOLE e LOLF.
2. **Sensibilidade significativa ao MTTR:** Embora o Velho Crítico mantenha a mesma modelagem de falha (Weibull), o acréscimo de 50% nos tempos de reparo

produz aumento substancial do LOLE e do EENS, reforçando a importância operacional da capacidade de restauração do sistema.

- 3. Impacto assimétrico nos indicadores:** Pequenas variações de β ou MTTR não se traduzem em mudanças equivalentes na disponibilidade percentual, que permanece alta em todos os casos, mas produzem efeitos expressivos nos indicadores baseados em tempo e energia, que são diretamente relevantes para avaliação de continuidade e planejamento de obras de reforço.

Esses resultados confirmam que as conclusões sobre a necessidade e o benefício da modernização são robustas: em *todos* os cenários envelhecidos, os indicadores LOLE, LOLF e EENS pioram de forma consistente em relação ao cenário Novo. Ademais, a grande diferença entre o cenário Velho Base e Velho Crítico mostra que incertezas razoáveis sobre parâmetros de confiabilidade podem alterar significativamente o desempenho projetado do sistema, argumento frequentemente utilizado em estudos técnico-econômicos de reforço (ONS, 2023b).

Na Figura 19 é ilustrada graficamente a variação da Energia Não Suprida Esperada (EENS) entre os cenários Velho Conservador, Velho Base e Velho Crítico. Observa-se um crescimento progressivo e não linear da EENS à medida que os parâmetros de envelhecimento e de tempo de reparo se tornam mais severos, evidenciando a elevada sensibilidade desse indicador às incertezas associadas à degradação dos ativos.

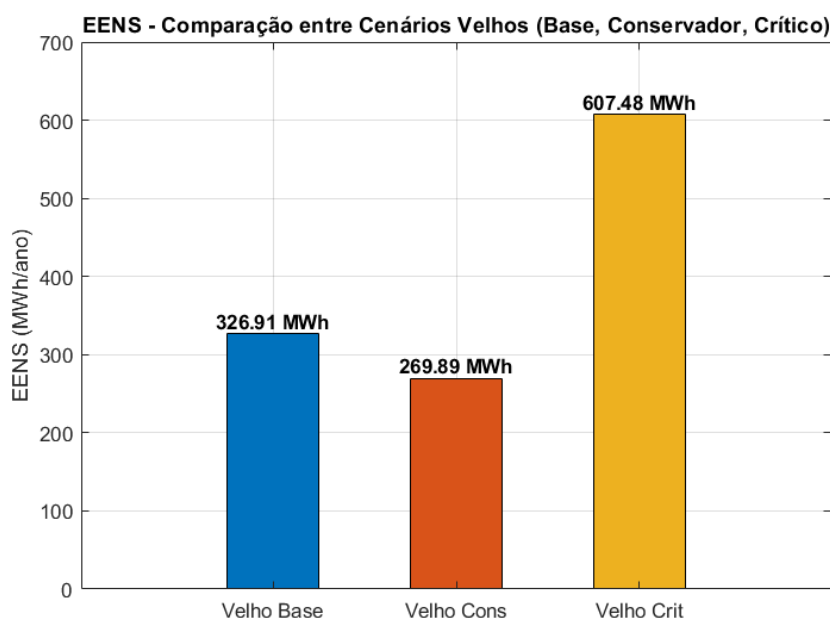


Figura 19 – Comparação da Energia Não Suprida Esperada (EENS) entre os cenários Velho Conservador, Velho Base e Velho Crítico. Fonte: O autor (2025).

A análise de sensibilidade confirma que, independentemente da hipótese adotada para o envelhecimento, a modernização reduz substancialmente os riscos operacionais associados

ao suprimento do transformador AT1. A seção seguinte integra esses achados em uma discussão final, relacionando-os às diretrizes regulatórias e às necessidades de planejamento do sistema.

4.5 DISCUSSÃO DOS RESULTADOS E IMPLICAÇÕES

Os resultados obtidos ao longo deste capítulo evidenciam, de maneira quantitativa e consistente, o impacto do envelhecimento de equipamentos sobre a confiabilidade do suprimento ao transformador AT1, bem como os ganhos decorrentes de sua modernização. A interpretação desses resultados deve ser realizada à luz das diretrizes regulatórias nacionais, das práticas de planejamento do sistema elétrico de potência e das tendências consolidadas da literatura de confiabilidade (Billinton; Allan, 1996; Endrenyi; Anders; Leite da Silva, 2001; IEEE, 2007).

Impacto do envelhecimento e da modernização

A comparação entre os cenários analisados demonstra um comportamento monotônico claro: à medida que os equipamentos avançam no ciclo de vida, a taxa de falha cresce, o tempo de reparo efetivo tende a aumentar e, em consequência, indicadores como LOLE, LOLF e EENS se degradam de forma pronunciada. Esse resultado está alinhado com o comportamento teórico associado à fase de desgaste da distribuição de Weibull, na qual a taxa de falha cresce com o tempo de operação ($\beta > 1$), conforme discutido no Capítulo 2.

O cenário Novo, representando equipamentos modernizados, apresenta valores significativamente menores de indisponibilidade e energia não suprida esperada. Do ponto de vista de planejamento, essa diferença, superior a 300% em LOLE e EENS em relação ao cenário Velho Base, constitui evidência objetiva de que a substituição de ativos críticos reduz substancialmente os riscos de interrupção do serviço.

Aderência aos requisitos regulatórios

Os Procedimentos de Rede do ONS destacam explicitamente o papel dos indicadores de continuidade (como ENS, FREQ e DREQ) na avaliação de desempenho e no planejamento de reforços da rede básica (ONS, 2020a,b). Conforme estabelecido no Submódulo 3.2, intervenções de modernização devem ser justificadas por meio da demonstração quantitativa da melhoria da confiabilidade ou redução do risco operativo.

Sob essa ótica, os resultados obtidos mostram que:

- **EENS:** aumenta de 70 MWh/ano (Novo) para mais de 326 MWh/ano (Velho Base), chegando a 607 MWh/ano no cenário Crítico.
- **LOLE:** cresce de 0,39 h/ano para até 3,37 h/ano, valor elevado para o porte e criticidade de instalações de transmissão de 345 kV.

- **LOLF**: mais que triplica entre Novo e Velho Crítico.

Tais magnitudes excedem, de forma clara, os níveis tipicamente aceitos para ativos desse porte e justificam a substituição dos equipamentos quando avaliados sob critérios técnicos regulatórios.

Robustez dos resultados sob incerteza

A análise de sensibilidade apresentada na Seção 4.4 reforça a robustez das conclusões: independentemente das hipóteses de envelhecimento adotadas, conservadoras ou críticas, a modernização proporciona melhoria significativa dos indicadores probabilísticos. Essa estabilidade frente à incerteza é desejável em estudos de planejamento, uma vez que parâmetros de confiabilidade de equipamentos de alta tensão apresentam variação estatística relevante, mesmo em bancos de dados amplos como os do CIGRÉ e da Energiforsk (CIGRÉ A3.39, 2022; He, 2022).

Além disso, as análises confirmam que:

- a confiabilidade do arranjo é altamente sensível ao desempenho do disjuntor do meio, componente que exerce papel crítico na topologia de disjuntor e meio;
- tempos de reparo têm impacto expressivo na indisponibilidade anual, justificando investimentos em manutenção, estoque de sobressalentes e redução do tempo de recomposição;
- a topologia por si só não garante confiabilidade elevada quando os equipamentos encontram-se em fase avançada de desgaste.

Implicações para o planejamento e reforço da rede

Os resultados obtidos sustentam tecnicamente que:

1. a modernização do conjunto de equipamentos associados ao AT1 reduz o risco de interrupções, melhora indicadores regulatórios e aumenta a segurança operativa;
2. a diferença entre o desempenho do cenário Novo e Velho Crítico evidencia o custo oculto da postergação de obras de reforço, uma vez que a deterioração da confiabilidade pode se acentuar rapidamente;
3. a Simulação de Monte Carlo fornece subsídios quantitativos que permitem ao planejador justificar intervenções perante os processos do ONS previstos no PMI (Procedimentos de Rede Submódulo 3.2).

Finalmente, observa-se que, embora a disponibilidade percentual varie apenas marginalmente entre os cenários, a energia não suprida esperada e o tempo de indisponibilidade apresentam diferenças expressivas. Isso reforça a necessidade de utilizar métricas

probabilísticas apropriadas para fundamentar estudos de modernização, evitando análises puramente determinísticas que possam subestimar o risco associado ao envelhecimento dos ativos.

5 CONCLUSÃO

Este trabalho teve como objetivo avaliar, de forma quantitativa, o impacto da modernização de equipamentos de uma subestação em arranjo disjuntor e meio, no nível de tensão de 345 kV, sobre a confiabilidade do ponto de interesse (POI) correspondente ao transformador AT-1. Para isso, desenvolveu-se um modelo probabilístico baseado em Simulação de Monte Carlo Sequencial (SMCS). O modelo foi parametrizado com dados consolidados de confiabilidade provenientes do CIGRÉ, Energiforsk e IEEE, utilizando uma abordagem de avaliação estática para a representação do envelhecimento, e validado por meio de formulações analíticas clássicas.

Os resultados obtidos permitem responder de forma direta e fundamentada às questões norteadoras da pesquisa. Primeiramente, verificou-se que a idade dos equipamentos exerce influência significativa sobre a indisponibilidade do suprimento ao transformador, produzindo um aumento substancial dos indicadores probabilísticos (LOLE, LOLF e EENS) à medida que os ativos avançam para a fase de desgaste da Curva da Banheira. Em segundo lugar, comprovou-se que a modernização dos equipamentos críticos reduz de forma expressiva o risco operativo. A exatidão do modelo computacional utilizado para essas afirmações foi atestada pela validação analítica de primeira ordem, que apresentou um erro relativo de apenas 2% na estimação da indisponibilidade, comprovando que o algoritmo reproduz com fidelidade a topologia do sistema e a dinâmica estocástica das falhas.

Do ponto de vista técnico-regulatório, o estudo evidencia que os benefícios da modernização podem ser quantificados diretamente por meio de métricas prospectivas. Destaca-se a importância da Energia Não Suprida Esperada (EENS), que atua como um estimador de risco futuro, distinguindo-se fundamentalmente da métrica determinística e histórica de apuração de eventos passados (ENS). Os indicadores calculados possuem aderência direta aos Procedimentos de Rede do ONS, especialmente aos Submódulos 9.1, 9.2 e 3.2, constituindo uma base quantitativa e objetiva para subsidiar decisões de planejamento e justificar a viabilidade de obras de reforço no âmbito do Programa de Modernização das Instalações (PMI).

Ainda que os resultados sejam estatisticamente consistentes, o estudo apresenta premissas metodológicas e limitações de escopo que devem ser devidamente reconhecidas. Destaca-se a adoção de uma avaliação probabilística estática, que quantifica o risco para uma idade de referência pré-definida, sem simular a degradação cronológica contínua dos ativos ao longo de uma mesma iteração temporal. Além disso, adotou-se a premissa de tempos de reparo determinísticos (MTTR fixo), não havendo um sorteio estocástico para a duração das manutenções. Outras restrições incluem a adoção de um horizonte amostral estático e conservador em detrimento de um critério dinâmico de parada, a ausência de modelagem de falhas de causa comum e a representação simplificada da seletividade das

proteções. Tais premissas foram essenciais para o isolamento das variáveis de interesse e não invalidam a análise comparativa, mas indicam os contornos exatos da modelagem desenvolvida.

Trabalhos futuros podem expandir a presente análise ao flexibilizar essas fronteiras metodológicas. No âmbito computacional, recomenda-se a evolução do motor de simulação para permitir a atualização dinâmica da taxa de falha a cada avanço do relógio, além da implementação do Coeficiente de Variação (β) como critério dinâmico de convergência estatística. A adoção de distribuições probabilísticas para os tempos de reparo, a inclusão de lógicas de falhas dependentes e a expansão da avaliação topológica para múltiplos pontos de interesse (POI) representam extensões relevantes. Por fim, sob a ótica do planejamento estratégico, sugere-se a integração destes resultados estocásticos com avaliações de engenharia econômica. A monetização da Energia Não Suprida Esperada (EENS) permite compor o fluxo de caixa de projetos de modernização, subsidiando análises definitivas de viabilidade técnico-econômica em conformidade com as diretrizes regulatórias vigentes.

Conclui-se, portanto, que a modernização do conjunto de equipamentos avaliados mitiga substancialmente o risco operativo e melhora de forma robusta os indicadores de confiabilidade, consistindo em uma medida tecnicamente justificável e alinhada às melhores práticas de planejamento e operação do setor elétrico brasileiro.

REFERÊNCIAS

- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico (MCPSE)**. [S.l.], 2022. Aprovado pela Resolução Normativa ANEEL N^o 1.006/2022.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 5462: Confiabilidade e manutenibilidade — Terminologia**. Rio de Janeiro, 1994.
- BAGEN, B. A Probabilistic Procedure for the Reliability Assessment of Substation Development Options. In: 2011 IEEE Electrical Power and Energy Conference. [S.l.: s.n.], 2011. p. 278–283. DOI: 10.1109/EPEC.2011.6070211.
- BILLINTON, Roy; ALLAN, Ronald N. **Reliability Evaluation of Power Systems**. 2. ed. New York: Plenum Press, 1996.
- CALADO, Dianne Elissa Desan. **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.
- CIGRÉ A2.37. **Transformer Reliability Survey**. [S.l.], 2015.
- CIGRÉ A2.62. **Analysis of AC Transformer Reliability**. [S.l.], 2024.
- CIGRÉ A3.06. **Final Report of the 2004 - 2007 International Enquiry on Reliability of High Voltage Equipment, Part 3: Disconnectors and Earthing Switches**. [S.l.], 2012.
- CIGRÉ A3.39. **Fourth CIGRÉ survey on the reliability of high-voltage switching equipment**. [S.l.], 2022.
- CIGRÉ A3.48. **Fourth CIGRÉ international reliability survey on equipment operated in 2014-17 - Part 1: General results on transmission and distribution equipment**. [S.l.], 2024.
- DONG, Ming; NASSIF, Alexandre B. Combining Modified Weibull Distribution Models for Power System Reliability Forecast. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 34, n. 2, p. 1610–1619, 2019. DOI: 10.1109/TPWRS.2018.2877743.
- ENDRENYI, J.; ANDERS, G. J.; LEITE DA SILVA, A. M. **Probabilistic Methods Applied to Electric Power Systems**. [S.l.]: IEEE Press, 2001.
- FRONTIN, Sergio O. (ed.). **EQUIPAMENTOS DE ALTA TENSÃO: Prospecção e Hierarquização de Inovações Tecnológicas**. 1. ed. Brasília: Finatec, 2013. Resultado do projeto de P&D ANEEL executado pela Finatec/UnB.
- HE, Ying. **High Voltage Equipment Reliability Data**. Stockholm, 2022. ISBN 978-91-7673-974-7.

INSTITUTE OF ELECTRICAL e ELECTRONICS ENGINEERS. **IEEE Recommended Practice for the Design of Reliable Industrial and Commercial Power Systems (IEEE Gold Book)**. [S.l.], 2007.

LI, Zhenyi; FENG, Yunxin. Reliability Assessment of 500kV Substation Based on Fault Tree Analysis. In: 2021 6th International Conference on Power and Renewable Energy (ICPRE). [S.l.: s.n.], 2021. p. 227–232. DOI: 10.1109/ICPRE52634.2021.9635487.

MITCHURECHART, Chaiyos; CHAITUSANEY, Surachai. Reliability Evaluation of Electrical Substations under Various Failure Modes. In: 2013 IEEE Conference on Industrial Electronics and Applications (ICIEA). [S.l.: s.n.], 2013. p. 1530–1535. DOI: 10.1109/ICIEA.2013.6559621.

NOWLAN, F. S.; HEAP, H. F. **Reliability-Centered Maintenance**. [S.l.], 1978. Report prepared for the U.S. Department of Defense.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Procedimentos de Rede - Módulo 2 - Acesso ao SIN**: Submódulo 2.6: Requisitos mínimos para subestações e seus equipamentos. [S.l.], 2023. Revisão 2023.01.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Procedimentos de Rede - Módulo 3 - Planejamento da Operação**: Submódulo 3.2: Modernização de instalações. [S.l.], 2023. Revisão 2023.01.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Procedimentos de Rede - Módulo 9 - Indicadores**: Submódulo 9.1: Indicadores de confiabilidade da Rede Básica. [S.l.], 2020. Revisão 2020.12.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Procedimentos de Rede - Módulo 9 - Indicadores**: Submódulo 9.2: Indicadores de continuidade do serviço de transmissão. [S.l.], 2020. Revisão 2020.12.

ROSS, Sheldon M. **Introduction to Probability Models**. 11. ed. [S.l.]: Academic Press, 2014.

RUBINSTEIN, Reuven Y.; KROESE, Dirk P. **Simulation and the Monte Carlo Method**. 3. ed. [S.l.]: John Wiley & Sons, 2016.

SANTOS, Erika Pequeno dos. **Estratégias de Análise em Regime Permanente para Avaliação de Confiabilidade Composta de Sistemas de Energia Elétrica**. 2019. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis.

SILVA, Vinicius Gomes da. **Aplicação de Modelos Hidrotérmicos na Seleção de Estados para a Avaliação de Confiabilidade Composta dos Sistemas de Energia Elétrica**. 2024. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis.

VEGA, Miguel; SARMIENTO, Héctor G. Algorithm to Evaluate Substation Reliability With Cut and Path Sets. **IEEE Transactions on Industry Applications**, v. 44, n. 6, p. 1851–1858, 2008. DOI: 10.1109/TIA.2008.2006351.

VIEIRA, Pedro César Cordeiro. **Avaliação da Confiabilidade de Sistemas Elétricos Multiárea: Representações, Modelos e Metodologia de Simulação**. 2020. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis.

ZARDO, Fernanda. **Metodologia de Análise de Confiabilidade em Redes Ativas de Distribuição de Energia Elétrica**. 2014. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis.

ZHANG, Kanjun et al. Improved Sequential Monte Carlo Method Approach to Substation Connection Reliability Assessment. In: 2020 IEEE 4th Conference on Energy Internet and Energy System Integration (EI2). [S.l.: s.n.], 2020. p. 2357–2362. DOI: 10.1109/EI250167.2020.9347301.