



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

Ruan Carlo Weiers Britzke

**Desenvolvimento de Ferramenta Computacional para Análise da Confiabilidade e
Continuidade em Sistemas de Distribuição em Alta Tensão**

Florianópolis

2024

Ruan Carlo Weiers Britzke

**Desenvolvimento de Ferramenta Computacional para Análise da Confiabilidade e
Continuidade em Sistemas de Distribuição em Alta Tensão**

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.

Coorientador: Eng. Ricardo de Araujo Elias, Dr.

Florianópolis

2024

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

Britzke, Ruan Carlo Weiers
Desenvolvimento de Ferramenta Computacional para
Análise da Confiabilidade e Continuidade em Sistemas de
Distribuição em Alta Tensão / Ruan Carlo Weiers Britzke ;
orientador, Miguel Moreto, coorientador, Ricardo de Araujo
Elias, 2024.
66 p.

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

Inclui referências.

1. Engenharia de Energia. 2. Engenharia Elétrica. 3.
Confiabilidade do Sistema de Distribuição. 4. Conjuntos
Mínimos de Corte. 5. Planejamento da Expansão da Rede de
Distribuição. I. Moreto, Miguel. II. Elias, Ricardo de
Araujo. III. Universidade Federal de Santa Catarina.
Graduação em Engenharia de Energia. IV. Título.

Ruan Carlo Weiers Britzke

Desenvolvimento de Ferramenta Computacional para Análise da Confiabilidade e Continuidade em Sistemas de Distribuição em Alta Tensão

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, 29 de Fevereiro de 2024.

Prof. Miguel Moreto, Dr.
Coordenador do Curso

Banca Examinadora:

Prof. Miguel Moreto, Dr.
Orientador

Prof. Mauro Rosa, Dr.
Avaliador
Instituição UFSC

Eng. Eletric. Fernanda Mary de Souza
Fernandes, Ma.
Avaliadora
Instituição UFSC

AGRADECIMENTOS

Agradeço aos meus amigos, cujo apoio, companheirismo e risos compartilhados tornaram esta jornada acadêmica mais leve e memorável. Suas presenças foram fundamentais para superar os desafios.

À Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC), expresso minha gratidão por proporcionar o ambiente acadêmico onde pude crescer intelectualmente. A estrutura e recursos disponíveis contribuíram significativamente para a realização deste trabalho.

Aos engenheiros da CELESC, meu sincero agradecimento pela colaboração valiosa, insights técnicos e apoio prestado ao longo desta pesquisa. Sua contribuição foi essencial para o desenvolvimento do estudo.

Aos meus orientadores, Miguel Moreto e Ricardo de Araujo Elias , agradeço pela orientação dedicada, paciência e contribuições valiosas. Suas mentorias foram essenciais para o sucesso deste trabalho e meu crescimento profissional.

À minha namorada Amandha, por sua paciência, amor incondicional e compreensão durante esta jornada desafiadora. Sua presença trouxe equilíbrio e significado a cada passo.

À minha família, agradeço pelo apoio constante, compreensão e amor incondicional. Cada conquista é compartilhada com vocês, e este trabalho é dedicado a todos os membros da família que foram pilares fundamentais em minha vida.

*“Fatos são coisas teimosas, estatísticas são mais maleáveis”
(Mark Twain)*

RESUMO

Este trabalho descreve o desenvolvimento de uma ferramenta de análise da confiabilidade e continuidade no sistema de distribuição em alta tensão. O texto também menciona a modelagem do sistema e algoritmos de busca. O texto apresenta métodos probabilísticos de análise da confiabilidade de sistemas de distribuição de energia elétrica baseados na topologia da rede, utilizando métodos como conjuntos mínimos de corte, simulação Monte Carlo e enumeração de estados. São apresentadas equações para cálculo de indicadores de continuidade, como DEC, FEC e EMND. O programa desenvolvido utiliza algoritmos de busca para encontrar os caminhos simples e conjuntos mínimos de corte. O texto descreve a análise de confiabilidade de um sistema elétrico de potência, considerando a inserção de uma nova linha de distribuição. São apresentados dados estocásticos, como taxas de falha, tempos de reparo, que são essenciais para a obtenção de indicadores de confiabilidade, e a importância de dados históricos para simulações precisas.

Palavras-chave: Confiabilidade. Taxa de Falha. Tempo de Reparo.

ABSTRACT

This work describes the development of a reliability and continuity analysis tool for the high-voltage distribution system. The text also addresses system modeling and search algorithms. It presents probabilistic methods for analyzing the reliability of electric power distribution systems based on network topology, utilizing techniques such as minimal cut sets, Monte Carlo simulation, and state enumeration. Equations for calculating continuity indicators, such as SAIDI, SAIFI, and AENS, are provided. The developed program employs search algorithms to find simple paths and minimal cut sets. The text outlines the reliability analysis of a power system, considering the addition of a new distribution line. Stochastic data, such as failure rates and repair times, essential for obtaining reliability indicators, are presented, highlighting the importance of historical data for accurate simulations.

Keywords: Reliability. Failure Rate. Repair Time.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Níveis Hierárquicos e Zonas funcionais do Sistema Elétrico de Potência. . . .	19
Figura 2 – Curvas Custo Anual x Confiabilidade do Sistema	20
Figura 3 – Representação de Espaço de Estados	26
Figura 4 – Cadeia de Markov para 2 Estados	29
Figura 5 – Comportamento transiente do sistema de 2 estados.	30
Figura 6 – Diagrama de espaço de estados para 1 Componente 2 Estados	32
Figura 7 – Probabilidades de Estados no Tempo $\lambda = 0.2$	34
Figura 8 – Processos de Markov com quatro estados	34
Figura 9 – Representação Simples de um SEP.	38
Figura 10 – Rede de Confiabilidade	39
Figura 11 – Combinação em Série	39
Figura 12 – Combinação em Paralelo	39
Figura 13 – IEEE - RBTS Barra 4 Simplificado	47
Figura 14 – Saída do Programa	54
Figura 15 – Representação do Sistema Teste com Alimentadores Interligáveis	56
Figura 16 – Resultados Obtidos Pelo Programa	57
Figura 17 – SDAT Atual	58
Figura 18 – SDAT Após Obra	58
Figura 19 – Saída do programa para a SE SEA no sistema atual	60
Figura 20 – Saída do programa para a SE SEA no sistema pós obra	61

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Dados estocásticos <i>default</i>	47
Tabela 2 – Todos Caminhos Simples - RBTS - Barra 4 - Simplificado	48
Tabela 3 – Matriz de Pertencimentos dos Elementos - RBTS - Barra 4 - Simplificado .	48
Tabela 4 – Conjuntos Mínimos de Corte	50
Tabela 5 – Falhas Permanentes 1ª e 2ª ordem	53
Tabela 6 – Falhas Superpostas Permanentes e Temporárias para o SP1.	53
Tabela 7 – Valores das Falhas Somados	54
Tabela 8 – Percentuais de Transferência de Via SDMT - RBTS Barra 4	55
Tabela 9 – Reduções do DEC devido Transferência de Carga	57
Tabela 10 – Comparação do Sistema	60

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

AENS	<i>Average Energy Not Supplied</i>
A	<i>Availability</i>
BFS	<i>Breath First Traversal</i>
DFS	<i>Depth First Traversal</i>
DTMC	<i>Discrete-time Markov Chain</i>
LOLF	<i>Loss of Load Frequency</i>
LOLP	<i>Loss of Load Probability</i>
MTTF	<i>Mean Time to Failure</i>
MTTR	<i>Mean Time to Repair</i>
RBTS	<i>Roy Billinton Test System</i>
SAIDI	<i>System Average Interruption Duration Index</i>
SAIFI	<i>System Average Interruption Frequency Index</i>
U	<i>Unavailability</i>
ALM	Alimentador
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CHI	Consumidor Hora Interrompido
CI	Consumidor Interrompido
DEC	Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
DIC	Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão
DMIC	Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão
EMND	Energia Média Não Distribuída
FEC	Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
FIC	Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou Ponto de Conexão
G&T	Geração e Transmissão
LD	Linha de Distribuição
NH1	Nível Hierárquico 1
NH2	Nível Hierárquico 2
NH3	Nível Hierárquico 3
P	Probabilidade de Falha
PD	Plano Decenal

PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
SDAT	Sistema de Distribuição em Alta Tensão
SDMT	Sistema de Distribuição em Média Tensão
SE	Subestação
SEP	Sistema Elétrico de Potência
SMC	Simulação de Monte Carlo
TR	Transformador
UC	Unidade Consumidora

LISTA DE SÍMBOLOS

λ	Taxa de Falha [falhas/ano]
r	Tempo de reparo médio de elemento do sistema [horas]
μ	Taxa de Reparo [reparos/ano]
λ_p	Taxa de Falha para eventos permanentes [falhas/ano]
λ_t	Taxa de Falha para eventos temporários [falhas/ano]
r_p	Tempo médio para substituição de equipamento [horas]
r_t	Tempo médio para reparo de equipamento [horas]
m	Percentual de transferência de carga via SDAT ou SDMT
T	Tempo para manobra [horas]
C_c	Número total de unidades consumidoras faturadas do conjunto no período de apuração atendidas em baixa tensão (BT) ou média tensão (MT)
C_a	Número de unidades consumidoras atendidas em baixa tensão (BT) ou média tensão (MT) afetadas pela falha
m_a	Percentual de unidades consumidoras transferíveis automaticamente
m_{SE}	Percentual de unidades consumidoras transferíveis manualmente via barramento da subestação
m_{AL}	Percentual de unidades consumidoras transferíveis manualmente via alimentadores de subestações vizinhas
T_{SE}	Tempo médio para manobra de transferência manual via barramento da subestação
T_{AL}	Tempo médio para manobra de transferência manual via alimentadores de subestações vizinhas

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	15
1.1	OBJETIVOS	16
1.1.1	Objetivo Geral	16
1.1.2	Objetivos Específicos	17
1.2	ESTRUTURA DO TRABALHO	17
2	REFERENCIAL TEÓRICO	18
2.1	CONFIABILIDADE DO SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA	18
2.2	INDICADORES DE CONFIABILIDADE	21
2.2.1	Indicadores Individuais	22
2.2.2	Indicadores Coletivos	23
2.3	FERRAMENTAS PARA ANÁLISE DE CONFIABILIDADE	24
2.3.1	Métodos Estatísticos	24
2.3.1.1	Simulações de Monte Carlo Não Sequencial	26
2.3.1.2	Simulação de Monte Carlo Sequencial ou Cronológica	27
2.3.1.3	Pseudosequencial	28
2.3.2	Métodos Enumerativos	28
2.3.3	Métodos de Markov	29
2.3.3.1	Cadeias de Markov	29
2.3.3.2	Processos Estacionários de Markov	32
2.3.4	Análise do Histórico de Ocorrências	35
2.3.5	Método dos Conjuntos Mínimos de Corte	37
2.3.5.1	Busca dos caminhos simples.	38
2.3.5.2	Representação Estocástica do Sistema Elétrico por Redução Equivalente de Rede	38
2.4	CONCLUSÕES	40
3	APRESENTAÇÃO DA METODOLOGIA SELECIONADA	41
3.1	DADOS UTILIZADOS	41
3.1.1	Topologia do SDAT	41
3.1.2	Dados estatísticos	43
3.1.2.1	Taxas de Falha	43
3.1.2.2	Tempo Médio de Reparo	43
3.1.3	Tempo Médio para Transferência de Carga	44
3.1.4	Mercado	44
3.1.5	Percentuais de Transferência de Cargas	44

3.1.5.1	Faltas	45
3.1.5.2	Lista de Alimentadores	45
3.1.5.3	Análise de Fluxo de Potência	45
3.1.6	Coordenadas Geográficas (Opcional)	46
3.1.7	Recursos de Manutenção (Opcional)	46
3.1.8	Constantes	46
3.2	MODELAGEM DA REDE E ALGORITMOS DE BUSCA	47
3.3	EXPANSÃO DOS INDICADORES DE CONTINUIDADE	50
3.3.1	Equações para os Conjuntos de Corte de 1ª Ordem	50
3.3.2	Equações para Conjuntos de Corte de 2ª Ordem	52
4	VALIDAÇÃO DO PROGRAMA	53
4.1	CASO BASE - RBTS BARRA 4 - SIMPLIFICADO	53
4.2	RBTS BARRA 4 COM TRANSFERÊNCIAS DE CARGA	55
4.3	EXEMPLO DE APLICAÇÃO	56
4.4	SISTEMA REAL - SDAT 13 BARRAS	57
4.5	INDICADORES ANTES DA OBRA	59
4.6	INDICADORES DEPOIS DA OBRA	60
5	CONCLUSÃO	62
5.1	TRABALHOS FUTUROS	63
	REFERÊNCIAS	64

1 INTRODUÇÃO

A energia elétrica é um dos pilares da sociedade moderna. Seu fornecimento ininterrupto é essencial para a realização de trabalho, produção de riqueza, conforto e saúde da população em geral o que torna os serviços de transmissão e distribuição da energia elétrica muito importantes.

Como escreve Silva (2017), até os anos 2000 o planejamento da expansão e operação das distribuidoras diagnosticava o Sistema Elétrico de Potência (SEP) basicamente pelos critérios de carregamento, perdas e tensão. Desse ano em diante, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) determinou o acompanhamento dos índices de continuidade a partir da resolução nº 024 de 2000, essa resolução foi atualizada diversas vezes, com a sua mais recente sendo a resolução nº 956 de 2021 (ANEEL, 2021). Desta, destacam-se os módulos 2 – Planejamento da Expansão do Sistema de Distribuição e 8 – Qualidade de Energia Elétrica.

Desde então, os índices de continuidade Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC), Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão (DIC), Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FEC), Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou Ponto de Conexão (FIC) e Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão (DMIC), definidos pelo Glossário de Termos Técnicos do PRODIST (ANEEL, 2021), são acompanhados pelas concessionárias de distribuição de energia para garantir que esses se encontrem dentro das metas, para proporcionar um melhor serviço e evitar penalidades.

A análise da confiabilidade no âmbito dos sistemas elétricos consiste no estudo e avaliação da capacidade das redes de manter o fornecimento de energia constante no período estudado. O principal objetivo é identificar possíveis falhas, analisando seus impactos e propondo medidas para melhorar a confiabilidade, utilizando os índices supracitados como indicadores dessa melhoria.

Essa análise considera diversos elementos, como linhas de transmissão, transformadores e disjuntores, analisando probabilisticamente o histórico de falhas por elemento, obtendo taxas de falha e tempo médio de reparo por tipo de elemento.

A avaliação da confiabilidade é crucial para garantir que um sistema possa lidar com eventos inesperados, como falhas em equipamentos, curtos ou outras perturbações devido a condições climáticas adversas, minimizando o impacto desses eventos na continuidade do serviço.

No Sistema de Distribuição em Alta Tensão (SDAT), os principais projetos para melhoria de confiabilidade da rede são implantação de novas subestações, novas linhas de distribuição e o aumento da capacidade de transformação das subestações. Assim, modificam a topologia

do SEP que podem melhorar sua flexibilidade operacional e seletividade e, por consequência, diminuir (melhorar) os índices de continuidade. Os métodos de avaliação de confiabilidade estudados neste trabalho utilizam dos registros históricos de ocorrências, que consideram tanto desligamentos causados por eventos climáticos e acidentais, quanto por intervenções programadas na rede, mas também avaliam as suas características estruturais, permitindo ranquear as regiões que mais necessitam de investimento para a proposição de obras de reforço ou estratégias operativas.

A motivação deste trabalho surgiu da demanda de ranquear projetos de expansão do SDAT seguindo múltiplos critérios, um dos parâmetros utilizados nesse ranqueamento seria o ganho na confiabilidade do sistema, ou seja, a diminuição do tempo médio que cada consumidor ficaria sem energia devido a uma falha nesse segmento do SEP.

Dadas as necessidades, foi criado um programa em python utilizando as técnicas mostradas por Gupta (1991) e Silva (2017). Assim como também foram estudados outros métodos de avaliação da confiabilidade de um SEP.

1.1 OBJETIVOS

Nesta sessão serão descritos os objetivos gerais e específicos deste trabalho.

1.1.1 OBJETIVO GERAL

Este trabalho tem como objetivo analisar as ferramentas matemáticas aplicadas na estimativa dos índices de confiabilidade e continuidade das redes de distribuição de energia elétrica. Em seguida, pretende-se examinar alguns dos métodos de estimação com base em dados estocásticos provenientes de registros históricos de ocorrências no Sistema de Distribuição de Energia Elétrica (SDAT).

Posteriormente, será escolhido um dos métodos estudados, levando em consideração a capacidade dos métodos de mostrar pontos sensíveis a falhas da rede assim como a capacidade de contemplar transferências de carga via Sistema de Monitoramento de Transferência de Carga (Sistema de Distribuição em Média Tensão (SDMT)). Isso permitirá uma análise mais aprofundada do impacto dessas transferências nas estimativas dos índices de confiabilidade e continuidade.

Por fim, o objetivo deste trabalho é desenvolver uma aplicação em Python, de fácil utilização, que possibilite a leitura de topologias da rede elétrica. Isso permitirá estudar e ranquear os impactos de obras de expansão da rede elétrica nos indicadores mencionados. Testar a validade deste programa utilizando um sistema teste encontrado nas referências. Verificada a validação dos resultados, utilizar o programa para estudar os impactos das transferências de

carga e de uma proposta de obra de expansão do Sistema de Distribuição de Energia Elétrica (SDAT).

1.1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Os objetivos específicos são:

- Estudar e escolher, entre as metodologias encontradas, a de maior relevância e aplicabilidade no problema proposto;
- Desenvolver uma aplicação em Python que leia arquivos *pwf* gerados pelo ANA-REDE@CEPEL, com os dados dos equipamentos e topologia da rede;
- Utilizar o programa em sistema teste (**IEEE-RBTS Barra 4**) e comparar os resultados com os resultados mostrados na referencia (GUPTA, 1991) para validar o desenvolvimento do programa e as equações obtidas;
- Utilizar o programa em um sistemas de distribuição em alta tensão real de uma concessionária de distribuição de energia e comparar com os índices medidos;
- Utilizar o programa no mesmo sistema real, após a definição de uma obra de expansão e comparar os índices encontrados antes e depois da obra proposta.

1.2 ESTRUTURA DO TRABALHO

O Capítulo 1 introduz o tema do trabalho e estabelece os objetivos e estrutura do trabalho.

No Capítulo 2, explora-se a bibliografia e os conceitos básicos dos métodos de análise de contingências do SEP, oferecendo uma breve comparação entre eles.

O Capítulo 3 foca na apresentação do método escolhido entre os apresentados no Capítulo 2.

Em seguida, no Capítulo 4, são validados os resultados obtidos pelo programa desenvolvido utilizando os métodos apresentados no Capítulo 3.

Por fim, no Capítulo 5 é apresentada a conclusão do trabalho e listados os trabalhos futuros.

2 REFERENCIAL TEÓRICO

De acordo com Billinton e R. N. Allan (1996), Os SEPs são extremamente complexos, assim como a avaliação da confiabilidade dos mesmos. Esses problemas sempre foram amplamente entendidos e reconhecidos, e o design, o planejamento e os critérios de operação foram desenvolvidos ao longo de várias décadas em uma tentativa de resolver o dilema entre as limitações econômicas e de confiabilidade. Nesse cenário, a ANEEL estabelece metas para os indicadores de confiabilidade, atribuindo as concessionárias a responsabilidade de manter os índices conforme as metas, sob pena de perda do contrato de concessão. Desta forma, as concessionárias de distribuição de energia elétrica ao planejar a expansão da rede elétrica, tem também como objetivo o aumento da confiabilidade da rede.

O critério n-1 diz respeito à continuidade do fluxo de energia em caso de contingência simples, como a falha de um equipamento (OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA, 2023), sendo esse o princípio utilizado no projeto de sistemas de transmissão de potência. No entanto, no SDAT, a confiabilidade do sistema vem por meio de redes malhadas e transferências de carga (manual e automática) entre subestações.

A análise da confiabilidade nos sistemas de distribuição em alta tensão é intrinsecamente complexa, considerando a multiplicidade de caminhos percorridos pelo fluxo de potência até alcançar os consumidores finais. Diante dessa complexidade e das variáveis envolvidas, ao avaliar as metodologias disponíveis, destaca-se a importância de modelar adequadamente a transferência de carga por intermédio do sistema de distribuição em média tensão em situações de contingência do SDAT, para se obter resultados mais condizentes com a realidade operacional do sistema.

2.1 CONFIABILIDADE DO SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA

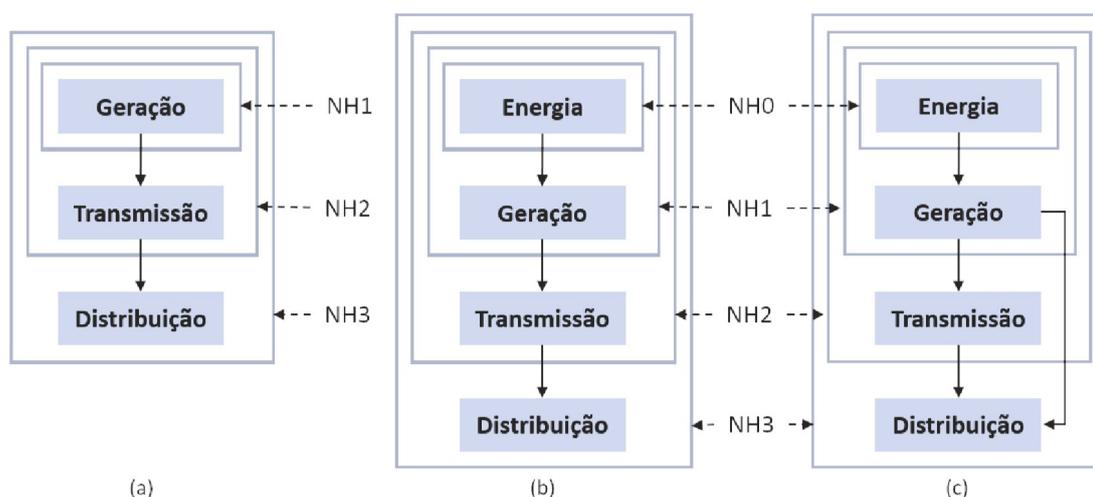
Um sistema de energia elétrica pode ser utilizando diversas formas. No estudo da confiabilidade, usa-se a divisão por zonas funcionais e níveis hierárquicos.

Foi sugerido por Billinton e R. N. Allan (1996) a representação do sistema em níveis hierárquicos, na Figura 1 (a), o Nível Hierárquico 1 (NH1) representa o sistema de geração, Nível Hierárquico 2 (NH2) a geração, transmissão e distribuição em AT e o Nível Hierárquico 3 (NH3) engloba o sistema em geral.

Posteriormente foi adicionada a zona funcional denominada Energia, como mostrado na Figura 1 (b). Esse nova zona funcional considera a variabilidade e intermitência dos recursos energéticos primários, como exemplifica Santos (2019).

Conforme a geração foi se aproximando cada vez mais da carga, foi necessário atualizar

Figura 1 – Níveis Hierárquicos e Zonas funcionais do Sistema Elétrico de Potência.



Fonte: (SANTOS, 2019)

o modelo novamente, de forma a considerar a capacidade de geração distribuída em redes de distribuição ROSA (2010), como mostrado na Figura 1 (c).

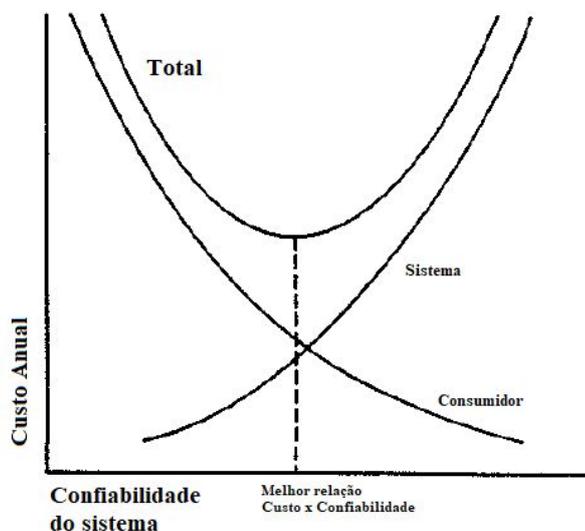
O foco deste trabalho é formado pelo conjunto de Linha de Distribuições (LDs) que conectam as barras da Rede Básica ao SDMT, operando majoritariamente em tensões entre 69 e 230 kV, (em algumas momentos faz-se necessário analisar barras, linhas e equipamentos alimentados em 34,5 kV) e que integram o sistema de distribuição de energia, e são contidos nas zona funcional da distribuição, no NH3.

Conforme citado anteriormente, um dos desafios para os engenheiros eletricitistas responsáveis pelo planejamento da expansão do SDAT, é conciliar o custo das obras com o nível de melhoria na confiabilidade desejada (BILLINTON; ALLAN, R. N, 1992), como mostrado na Figura 2.

No caso de melhoria nos índices de confiabilidade é interessante levar em consideração multas e compensações financeiras aos consumidores que deverão ser pagos pela concessionárias devido a violações dos indicadores confiabilidade, assim como também é importante levar em consideração a redução das perdas por energia não distribuída.

Apesar da gravidade de ocorrências de desligamento nos segmentos de Geração e Transmissão (G&T), a maior contribuição para a indisponibilidade de fornecimento de energia para os consumidores é o do segmento de distribuição (SILVA *et al.*, 2002). Desse segmento, as ocorrências no SDAT representam aproximadamente 10% do DEC total apurado para uma concessionária (KAGAN; ROBBA; SCHMIDT, 2009). Entretanto, o número de subestações sem energia varia de acordo com o circuito em falha, resultando em uma relação elevada entre

Figura 2 – Curvas Custo Anual x Confiabilidade do Sistema



Fonte: (BILLINTON; ALLAN, R. N., 1996)

o DEC e o número de falhas. Como os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) não exigem o atendimento do critério n-1 para o SDAT, há possibilidade de existirem trechos ou equipamentos críticos no sistema que, no momento em que forem desligados, resultarão em indisponibilidades (ANEEL, 2021).

De outro norte, o segmento do SDAT tem maior dinamismo se comparado com o setor de G&T, em razão de permitir manobras nas linhas de distribuição mais facilmente. Logo, para uma análise de confiabilidade mais abrangente e realista, é crucial considerar todos os recursos e estratégias operativas disponíveis para minimizar os desligamentos de consumidores. Isso amplia a complexidade e o tempo da análise, mas reflete de maneira mais fiel a dinâmica operacional do sistema (SILVA, 2017)

De modo geral, estudos de confiabilidade consideram apenas um nível de carga, geralmente o de maior demanda ou pico de carga. Apesar deste cenário servir para modelar os pontos fracos do sistema e propostas de reforço adequadas, a partir dessas premissas, nota-se que não é possível precisar o total de corte de carga durante um período de tempo, devido a influência do comportamento da carga nos indicadores de confiabilidade. Diferentes níveis de cargas podem ser modelados por uma série de valores discretos, sendo cada um considerado um estado para o SEP; contudo esse tipo de modelagem também incrementa a complexidade da análise.

2.2 INDICADORES DE CONFIABILIDADE

Os indicadores de confiabilidade são resultado dos estudos probabilísticos de avaliação de sistemas de potência e podem ser obtidos através de estudos de diferentes configurações para o sistema (BILLINTON; SATISH, 1994 apud SANTOS, 2019).

Antes de apresentar os índices definidos pela norma, é interessante definir alguns parâmetros estatísticos e característicos da rede que serão amplamente utilizados durante o decorrer deste trabalho pelas referências utilizadas.

Taxa de Falha [falhas/ano] (λ): É a taxa de transição do estado operante de um componente do sistema para o estado inoperante (BILLINTON; ALLAN, R. N, 1992). Porém, Silva *et al.* (2002) mostra λ como o número de falhas em um ano.

$$\lambda = \frac{\text{Número de falhas do componente}}{\text{Tempo total em que o componente estava operando}} \quad (1)$$

$$\lambda = \frac{\text{Número de falhas do componente}}{8760} \quad (2)$$

Taxa de Reparo [reparos/ano](μ): É a taxa de transição do estado inoperante de um componente do sistema para o estado operante (BILLINTON; ALLAN, R. N, 1992).

$$\mu = \frac{\text{Número de reparos do componente}}{\text{Tempo total em que o componente ficou inoperante}} \quad (3)$$

Mean Time to Failure [horas] (MTTF): É o tempo médio até a falha de um componente, para o caso de uma distribuição exponencial de probabilidade de falha, o *Mean Time to Failure* (MTTF) é simplesmente o inverso da taxa de reparo (BILLINTON; ALLAN, R. N, 1992). É importante ressaltar que esse parâmetro é utilizado para valores de λ constantes.

$$MTTF = \frac{1}{\lambda} \quad (4)$$

Mean Time to Repair [horas] (MTTR): É o tempo médio até o reparo de um componente, similarmente a MTTF, é o inverso da taxa de reparo (BILLINTON; ALLAN, R. N, 1992). Pelo resto do trabalho, será representado por r .

$$MTTR = r = \frac{1}{\mu} \quad (5)$$

Os índices calculados nas seções subsequentes desempenham um papel crucial na elaboração do Indicador de Desempenho Global de Continuidade (DGC) pela agência reguladora. O DGC constitui uma métrica essencial para avaliar a confiabilidade do fornecimento de energia elétrica aos consumidores, permitindo a comparação entre as distintas empresas distribuidoras de energia no país, incentivando a melhoria contínua do serviço.

2.2.1 INDICADORES INDIVIDUAIS

Os indicadores de confiabilidade utilizados na avaliação do sistema elétrico brasileiro são apresentados de acordo como definidos na seção 8.2 do PRODIST ANEEL (2021). Esses devem ser apurados para todas as Unidade Consumidora (UC), Centrais Geradoras ou Ponto de Conexão, para a avaliação da confiabilidade do fornecimento de energia de uma concessionária. Os limites para esses indicadores são estabelecidos no Anexo B do Módulo 8 do PRODIST (ANEEL, 2021).

Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão (DIC): Intervalo de tempo em horas, no período de observação, que em cada unidade consumidora ocorreu descontinuidade da distribuição de energia elétrica. Em inglês, *Unavailability (U)*.

$$DIC = U = \sum_{i=1}^n t(i) \quad (6)$$

$$= \sum_{i=1}^n \lambda_i r_i \quad (7)$$

Para cada ocorrência de desligamento em uma dada UC, Central Geradora ou Ponto de Carga, registra-se a duração da interrupção, então soma-se a duração de todas as ocorrências. O valor obtido é equivalente a indisponibilidade do equipamento.

Este valor também pode ser estimado a partir dos valores de Taxa de Falha [falhas/ano] (λ) e Tempo Médio de Reparo (r), considerando como falha qualquer evento de falta de suprimento de energia no elemento analisado.

Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou Ponto de Conexão (FIC): Número de interrupções ocorridas, no período de observações, em cada unidade consumidora. Em inglês, *Loss of Load Frequency (LOLF)*.

$$FIC = LOLF = n \quad (8)$$

$$= \sum_{i=1}^n \lambda_i \quad (9)$$

Probabilidade de Falha (P): É a relação entre a indisponibilidade e o total de horas no período analisado, que normalmente é um ano. Em inglês *Loss of Load Probability (LOLP)*.

$$P = LOLP = \frac{U}{8760} \quad (10)$$

Sendo:

- i Índices da interrupção contínua por unidade consumidora ou por ponto de conexão, expressa em horas e centésimos de hora;
- n Número de interrupções da unidade consumidora ou ponto de conexão considerado, no período de apuração;
- $t(i)$ Tempo de duração da interrupção (i) da unidade consumidora considerada ou do ponto de conexão, no período de apuração;

2.2.2 INDICADORES COLETIVOS

Os indicadores de confiabilidade para o sistema apuram de um conjunto de unidades consumidoras.

Anualmente, a ANEEL estabelece os limites dos indicadores DEC e FEC para cada distribuidora, utilizando as informações contidas nas Bases de Dados Geográficos da Distribuidora (BDGD), das quais são extraídos físico-elétricos de seus conjuntos de unidades consumidoras (ANEEL, 2021).

O êxito da concessionária em manter os indicadores abaixo dos limites estabelecidos é considerado durante a revisão tarifária.

Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC): Intervalo de tempo que, na média, durante o período de apuração, em cada unidade consumidora do conjunto considerado ocorreu descontinuidade da distribuição de energia elétrica. Em inglês, *System Average Interruption Duration Index (SAIDI)*.

$$DEC = SAIDI = \frac{\sum_{i=1}^{C_c} DIC(i)}{C_c} \quad (11)$$

Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FEC): Número de interrupções ocorridas, em média, no período de apuração, em cada unidade consumidora do conjunto considerado. Em inglês, *System Average Interruption Frequency Index (SAIFI)*.

$$FEC = SAIFI = \frac{\sum_{i=1}^{C_c} FIC(i)}{C_c} \quad (12)$$

$$= \frac{\sum_{i=1}^n \lambda_i C_{a_i}}{C_c} \quad (13)$$

Energia Média Não Distribuída (EMND): Energia média que não foi distribuída. Razão entre total de energia não distribuída e o número de consumidores do conjunto, no período em análise. Em inglês, *Average Energy Not Supplied (AENS)*.

$$EMND = AENS = \frac{END}{C_c} \quad (14)$$

Este trabalho coloca em foco os índices DIC, FIC, DEC, FEC e Energia Média Não Distribuída (EMND) e, no desenvolver do estudo, essas formulas serão revisitadas com as adequações necessárias para viabilizar a aplicação e obtenção dos resultados.

2.3 FERRAMENTAS PARA ANÁLISE DE CONFIABILIDADE

A avaliação da confiabilidade dos sistemas elétricos de potência pode ser realizada utilizando diversas técnicas e algoritmos. Esse métodos são divididos entre métodos analíticos, que englobam os métodos enumerativos e aproximados, e métodos de simulação, onde se encaixam as Simulações de Monte Carlo (SANTOS, 2019). Os métodos analíticos foram, ao longo do tempo, substituídos pelas abordagens de simulação probabilísticas, que usam características estocásticas das ocorrências de falha do SEP em todos os níveis hierárquicos (NUNES, 2017).

Na obra de Silva (2017) são listadas algumas técnicas para avaliação da confiabilidade. Essas são as Simulações de monte Carlo e os Conjuntos Mínimo de Corte. Além destes métodos de análise, foram encontrados na literatura métodos de modelagem do sistema elétrico, como os métodos de Markov, que da a base para encontrar os valores estocásticos de falha a partir da análise dos histórico de ocorrências .

Adiante, serão apresentadas sucintamente as metodologias de modelagem do sistema encontradas na literatura para a avaliação da confiabilidade em sistemas elétricos. Em seguida, serão aprofundadas as metodologias consideradas mais aplicáveis para a realização da estimativa dos indicadores de confiabilidade do SDAT de acordo com as necessidades da Distribuidora.

2.3.1 MÉTODOS ESTATÍSTICOS

O método da Simulação de Monte Carlo (SMC) foi criado em 1940 por John von Neumann, Stanislaw Ulam e Nicholas Metropolis, esse método foi utilizado também em estudos relacionados aos projetos nucleares da época. O nome "Monte Carlo" é advém dos casinos de Monte Carlo em Mônaco. Esse time de cientistas formulou um modelo para o sistema que estava sendo estudado que detinha algoritmos demasiadamente complexos para serem resolvidos analiticamente. Depois da guerra, o Método de Monte Carlo se provou como uma ferramenta de significativa utilidade no desenvolvimento da bomba de hidrogênio.

As simulações fundamentam-se na execução repetida do modelo, assemelhando-se a uma amostragem aleatória. Utiliza-se de diversas entradas aleatórias no modelo, obtendo-se resultados aleatórios para cada execução.(THOMOPOULOS, 2013).

Estas simulações permitem obter os índices de confiabilidade e um intervalo de confiança que os contenham, tendo ainda a vantagem de que o número de amostras necessárias para

garantir a precisão desejada para as estimativas não depende da dimensão do sistema estudado, mas sim da confiabilidade do mesmo (PEREIRA; BALU, 1992).

Essa flexibilidade das simulações permitiu sua ampla utilização para estudos nos níveis hierárquicos 1 e 2 (SANTOS, 2019). Níveis esses que são extremamente complexos, tanto pelas características elétricas quanto pelas características físicas.

Como Santos (2019) mostra, para um SEP contendo m componentes, um estado \mathbf{x}_i do sistema pode representar um conjunto dos estados x_j de cada componente do sistema, o qual pode assumir os valores que correspondem aos estados *up*, *down* ou outro, $j = 1, \dots, m$. Então, o estado do sistema \mathbf{x}_i pode ser modelado por um vetor

$$\mathbf{x}_i = [x_1, \dots, x_m, x_{m+1}]^t$$

Os métodos de simulação de Monte Carlo são classificados conforme os estados dos sistema são amostrados. Se a seleção desconsidera a sequência temporal o método é chamado não sequencial. Em contrapartida, se os estados são amostrados considerando os eventos no tempo, o método é denominado sequencial. Ainda existem métodos híbridos, que adotam uma maneira conjunta das representações no espaço de estados, um exemplo é a simulação de Monte Carlo pseudossequencial (MELLO *et al.*, 1997).

A avaliação de estados no método de Monte Carlo varia de acordo com o nível hierárquico de interesse, ao avaliar o primeiro nível hierárquico, que corresponde à geração, verifica-se se a geração supre o total da carga, sem considerar as limitações da transmissão, se a capacidade da geração suprir a carga demandada total, então o estado é denominado sucesso. Para o NH2, é necessário verificar o estado frente a possibilidade de suprir a demandada verificando os limites operativos das unidades geradoras e do sistema de transmissão, normalmente, isso é estudado a partir da solução do fluxo de potência ou fluxo de potência ótimo. Quando houverem soluções sem violações de limites, o estado é denominado sucesso (SANTOS, 2019).

A convergência das simulações de Monte Carlo são observadas a partir do coeficiente de variação β das estimativas dos índices de confiabilidade (RUBINSTEIN; KROESE, 2007). Se $H(\mathbf{X})$ for uma função teste que representa um determinado índice de confiabilidade, o coeficiente de variação é calculado de acordo com a Equação (15):

$$\beta = \frac{\sqrt{\text{Var}[H(\mathbf{X})]/N_s}}{\tilde{E}[H(\mathbf{X})]}, \quad (15)$$

onde $\tilde{E}[H(\mathbf{X})]$ é uma estimativa de um índice calculado por $H(\mathbf{X})$, $\text{Var}[H(\mathbf{X})]$ é a variância dessa função teste e N_s é o número de amostras. Então, a variância pode ser estimado usando a equação Equação (16)

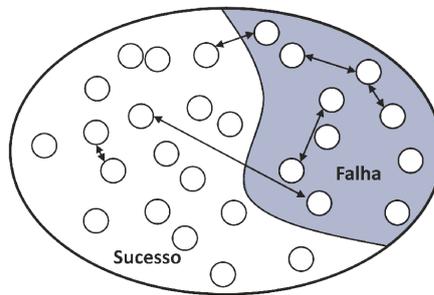
$$\widetilde{\text{Var}}[H(\mathbf{X})] = \frac{1}{N_s - 1} \sum_{i=1}^{N_s} (H(\mathbf{x}_i) - \widetilde{E}[H(\mathbf{X})])^2, \quad (16)$$

sendo x_i um dos N_s estados amostrados (RUBINSTEIN; KROESE, 2007). A função de teste mais adequada depende do método de simulação de Monte Carlo (PEREIRA; BALU, 1992).

2.3.1.1 SIMULAÇÕES DE MONTE CARLO NÃO SEQUENCIAL

Como mostra (SANTOS, 2019), na simulação de Monte Carlo não sequencial os estados do sistema são obtidos através de "fotografias" amostradas do seu comportamento estocástico. Ou seja, as dependências temporais são desconsideradas. A confiabilidade desses estados é estimada realizando uma exploração estocástica do espaço de estados, assim como mostra a Figura 3. Os estados sobre a área hachurada são os estados em falha, e os estados de sucesso são os que estão na região branca. As setas entre os estados indicam que o novo estado em avaliação pode seguir tanto um estado em falha quanto um em sucesso, e o novo estado também pode pertencer a qualquer região, independente da anterior.

Figura 3 – Representação de Espaço de Estados



Fonte: (SANTOS, 2019)

O cálculo de uma função teste no espaço de estados é dada por:

$$\widetilde{E}[H(\mathbf{X})] = \frac{1}{N_s} \sum_{i=1}^{N_s} H(\mathbf{x}_i) \quad (17)$$

O algoritmo que implementa a SMC Não Sequencial segue os seguintes passos (MELO; PEREIRA; SILVA, 1992 apud NUNES, 2017):

1. Número de sorteios $NS = 0$;
2. Sortear $\mathbf{x} \in \mathbf{X}$ usando $\mathbf{P}(\mathbf{x})$ e atualize NS ;
3. Avaliar $\mathbf{F}(\mathbf{x})$;

4. Estimar $\tilde{E}(F)$ como a média dos valores da função $F(\mathbf{x})$:

$$\tilde{E}(F) = \frac{1}{NS} \sum_{j=1}^{NS} F(x_j) \quad (18)$$

5. Avaliar o coeficiente de variação da estimativa conforme a Eq. 19, onde $V(\tilde{E}(F))$ corresponde à variância de $\tilde{E}(F)$. Se o valor não for aceitável, retorne ao Passo 2, caso contrário, encerre.

$$\beta = \sqrt{\frac{V(\tilde{E}(F))}{\tilde{E}(F)}} \quad (19)$$

2.3.1.2 SIMULAÇÃO DE MONTE CARLO SEQUENCIAL OU CRONOLÓGICA

Como escreve Nunes (2017) e Santos (2019), os algoritmos de enumeração de estados e SMC Sequencial são semelhantes, diferenciando-se principalmente em como os estados do sistema são gerados, já que para a análise cronológica, os estados precisam ser gerados em sequência no tempo.

Similarmente ao método não sequencial, a estimação dos índices é realizada a partir da equação:

$$\tilde{E}[H(\mathbf{X})] = \frac{1}{N_y} \sum_{i=1}^{N_y} H(\{\mathbf{x}_i\}_{n=1}^{S_i}) \quad (20)$$

O algoritmo que descreve a simulação de Monte Carlo Sequencial é a seguinte (SANTOS, 2019):

Seja N_y^{max} o número de anos a simular, $h = 0$ o instante de tempo do relógio fictício, $N_y = 1$ $T = 8760$ h.

1. Inicializar estados de componentes e carga;
2. Amostrar tempo de permanência dos estados nesses estados de acordo com os tempos de permanência dos estados;
3. Identificar o instante da próxima transição de estado e efetuar a transição do componentes ou patamar de carga correspondente; atualizar h com o instante de transição;
4. Avaliar o estado do sistema;
5. Atualizar os valores das funções teste;
6. Se $h = 8760$ h, atualizar os índices de confiabilidade de acordo com a Equação (20); senão voltar ao Passo 2;
7. Atualizar os coeficientes de variação β de acordo com Equação (15);

8. Se $N_y = N_y^{max}$ ou se os coeficiente de variação são inferiores a tolerância especificada, para a simulação; senão $N_y = N_y + 1, h = 0$ e voltar ao Passo 2.

Essas mudanças fazem com que a Simulação de Monte Carlo Sequencial tenha elevado tenha elevado custo computacional, ainda mais se for feita a avaliação da confiabilidade composta, utilizando a análises do fluxo de potência (NUNES, 2017).

2.3.1.3 PSEUDOSSEQUENCIAL

Para reduzir o numero de iterações, e o custo computacional, foi desenvolvido o método Pseudossequencial, que considera a simulação não sequencial na seleção dos estados de falha, e então aplica a simulação sequencial nos estados subsequentes (NUNES, 2017). Isso remove algumas das dependências temporais como despacho de alimentadores, nível de reservatórios e consumo de combustíveis. Porém, isso impede o estudo de aspectos que dependem da rede, como a operação de usinas hidrelétricas.

Isso torna o método Pseudossequencial mais eficiente que o método cronológico, porém menos realista, sendo essa a contrapartida da utilização deste método.

2.3.2 MÉTODOS ENUMERATIVOS

Os métodos de enumeração de estados são técnicas que buscam avaliar a confiabilidade de sistemas por meio da enumeração de todas as possíveis configurações de falhas e de como elas afetam o desempenho do sistema.

Os métodos enumerativos podem ser resumidos pelo seguinte algoritmo (PEREIRA; BALU, 1992 apud NUNES, 2017)

1. Selecionar (enumerar) cada estado $x \in X$;
2. Calcular $F(x)$;
3. Acumular o valor resultante $F(x) \times P(x)$.

Nunes (2017) também ressalta que para um sistema com m elementos, o número de estados é 2^m . Isso torna computacionalmente interessante enumerar apenas um subconjunto $X' \subseteq X$ e calcular o limite inferior e superior das estimativas.

Também é sugerido, para aumentar a eficiência do método, adotar o ranqueamento das contingências por severidade e impacto (PEREIRA; BALU, 1992 apud NUNES, 2017).

Por fim, o método da enumeração de estados é considerado eficiente computacionalmente quando aplicado em um sistema onde a probabilidade combinações de eventos em vários equipamentos é baixa. Tornando o a aplicação deste método não eficaz para o SDAT

Dentro da classificação dos métodos enumerativos, se encontra o método dos Conjuntos Mínimos de Corte, que será apresentado na Seção 2.3.5

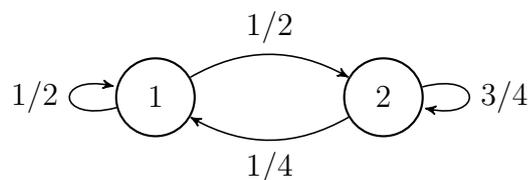
2.3.3 MÉTODOS DE MARKOV

A análise de confiabilidade de sistemas elétricos frequentemente recorre aos métodos de Markov como base teórica (SILVA, 2017). Esses modelos permitem a compreensão do comportamento estocástico do sistema, sendo crucial para o desenvolvimento de diversas técnicas analíticas. As Cadeias de Markov representam um tipo específico de processo estocástico e se destacam pela propriedade singular de que a probabilidade de transição para o próximo estado depende apenas do estado atual, sem ser influenciada pela sequência anterior de estados, tais cadeias têm índices de tempo discreto. Essas características singulares tornam as cadeias e processos de Markov ferramentas poderosas para modelar e compreender a confiabilidade de sistemas complexos. Todavia, os processos de Markov (tempo contínuo) são melhores para a análise da confiabilidade, pois modelam sistemas com espaço de estados discretos e identificáveis, mas que existem continuamente no tempo (BILLINTON; ALLAN, R. N, 1992).

2.3.3.1 CADEIAS DE MARKOV

A compreensão inicial do conceito de Modelo de Markov pode ser ilustrada considerando um sistema de tempo discreto com apenas dois estados, conforme representado na Figura 4. Nesse contexto, são explicitadas as probabilidades de permanência ou transição entre cada estado, as quais são consideradas constantes ao longo do tempo.

Figura 4 – Cadeia de Markov para 2 Estados



Fonte: Adaptado de Billinton e R. N Allan (1992)

Se o sistema representado na Figura 4 for estacionário e as mudanças entre os estados ocorrerem em intervalos discretos de tempo, classifica-se como uma *Discrete-time Markov Chain (DTMC)*. É essencial salientar que a soma das probabilidades do sistema permanecer ou transitar de um estado específico deve totalizar a unidade.

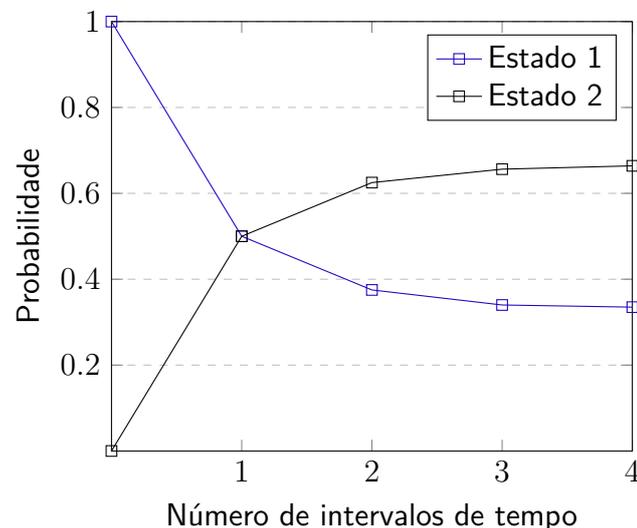
De maneira geral, a probabilidade de transição de um estado i para um estado j em um único passo é representada por $Pr(i|j) = P_{ij}$, em que \mathbf{P} é a matriz estocástica apresentada na Equação 21. Para calcular a probabilidade de transitar de qualquer estado i para um estado

j em n passos, utiliza-se o cálculo $(\mathbf{P})_{ij}^n$. À medida que o número de intervalos aumenta, os valores de probabilidade de estado $P(i|j)$ tendem a estabilizar em um valor limite. Essa propriedade é observada na maioria dos sistemas que atendem às condições dos métodos de Markov.

$$\mathbf{P} = \begin{bmatrix} P_{11} & \dots & P_{1j} & \dots & P_{1\alpha} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots \\ P_{i1} & \dots & P_{ii} & \dots & P_{i\alpha} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots \\ P_{\alpha 1} & \dots & P_{\alpha j} & \dots & P_{\alpha\alpha} \end{bmatrix} \quad (21)$$

No caso do sistema de dois estados mostrado na Figura 4, avaliando para quatro passos como mostrado na Figura 5, é possível observar que os valores de probabilidade de encontrar o sistema em cada estado, considerando o estado 1 como estado inicial, começam a estabilizar em torno de um valor limite de probabilidade. Em um sistema ergódico, mesmo que o seu comportamento seja altamente dependente de seu estado inicial, os valores limites não são. Um sistema é chamado ergódico quando todos os estados são interligados entre si (BILLINTON; ALLAN, R. N, 1992),

Figura 5 – Comportamento transiente do sistema de 2 estados.



Fonte: Adaptado de Billinton e R. N Allan (1992)

Caso seja de interesse apenas encontrar os valores limites de probabilidade do sistema, existem técnicas para facilitar o cálculo desses, uma vez que a operação de potências de matrizes podem ser caras computacionalmente (BILLINTON; ALLAN, R. N, 1992). Assumindo que os valores limites tenham sido alcançados pela matriz \mathbf{P} por meio do método da multiplicação, realizar mais um passo de multiplicação não alteraria os valores de \mathbf{P} . Ou seja, se α representar

o vetor das probabilidades limites, e \mathbf{P} é a matriz estocástica, então é possível encontrar α a partir da Equação (22).

$$\alpha \mathbf{P} = \alpha \quad (22)$$

Utilizando o sistemas representado na Figura 4 como exemplo, podemos ver a solução mostrada na Equação (23) e os valores limites de probabilidade em 27:

$$\begin{bmatrix} P_1 & P_2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 1/2 & 1/2 \\ 1/4 & 3/4 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P_1 & P_2 \end{bmatrix} \quad (23)$$

$$\begin{cases} -\frac{1}{2}P_1 + \frac{1}{4}P_2 = 0 \\ \frac{1}{2}P_1 - \frac{1}{4}P_2 = 0 \end{cases} \quad (24)$$

Para sistema de qualquer tamanho, umas das linhas obtidas da Equação (22) sempre será redundante, como visto na Equação (23) conferindo ao sistema apresentado a característica de um Sistema Possível Indeterminado. Contudo, dado que o sistema sempre é encontrado em um dos estados possíveis, fazendo a valer a Equação (25), resultando nos valores mostrados na Equação (26)

$$\sum_{i=1}^{\alpha} P_i = 1 \quad (25)$$

$$\begin{bmatrix} -1/2 & 1/4 \\ 1 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P_1 \\ P_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ 1 \end{bmatrix} \quad (26)$$

A partir desse sistema linear, pode-se utilizar qualquer método de solução para encontrar os valores limites de probabilidade de estado, então, o resultado obtido será o vetor das probabilidades de estado que as curvas mostradas na Figura 5 se aproximam assintoticamente.

$$\begin{aligned} P_1 &= 0.333 \\ P_2 &= 0.667 \end{aligned} \quad (27)$$

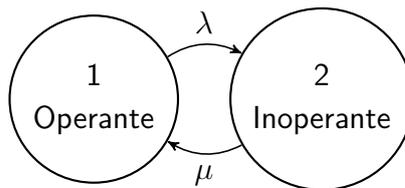
Além disso, é relevante investigar os estados de absorção, nos quais a transição para outro estado é impossível uma vez alcançados, exigindo o reinício do sistema. Esses estados são cruciais na análise de sistemas em que falhas catastróficas devem ser evitadas para garantir uma operação segura. Nesses cenários, é fundamental calcular o número médio de intervalos de tempo nos quais o sistema permanece sem entrar em um estado de absorção. Para isso, utiliza-se a Equação 28, onde \mathbf{Q} representa a matriz \mathbf{P} truncada, excluindo os estados de absorção, e \mathbf{N} é o número esperado de intervalos de tempo.

$$N = [I - Q]^{-1} \quad (28)$$

2.3.3.2 PROCESSOS ESTACIONÁRIOS DE MARKOV

Processos estacionários de Markov são aqueles que a probabilidade de transição de estados em um intervalo fixo de tempo é constante, implicando que as características de transição de estados estão associadas a distribuições exponenciais negativas. Esse método pode ser utilizado para uma grande variedade de problemas incluindo sistemas reparáveis ou não reparáveis e ainda conectados em série ou em paralelo (BILLINTON; ALLAN, R. N, 1992). Segundo Billinton e R. N Allan (1992), ao considerar apenas um componente cuja λ e μ são constantes. O diagrama de estados desse sistema pode ser representado como dois estados que transitam entre si como na Figura 6.

Figura 6 – Diagrama de espaço de estados para 1 Componente 2 Estados



Fonte: Adaptado de Billinton e R. N Allan (1992)

Os parâmetros λ e μ são definidos como taxas de transição de estados, uma vez que representam a taxa em que o sistema transita de um estado para outro. Billinton e R. N Allan (1992) descrevem no sétimo capítulo que λ é o inverso do *MTTF*, com os tempos até a falha contados a partir do início da operação até o momento da falha. Analogamente, μ também é o inverso do *Mean Time to Repair (MTTR)*, cujos períodos são contados do momento da falha até o retorno a operação. É importante que as taxas de reparo e falha sejam corretamente avaliados usando a definição de taxa de transição mostrados nas Equações 1 e 3, anteriormente.

Definindo $P_1(t)$ como a probabilidade do componente estar operando em um instante t e $P_0(t)$ a probabilidade do mesmo estar inoperante, é possível encontrar essas probabilidades utilizando do mesmo método para desenvolver a distribuição de probabilidade de Poisson.

Sendo dt um intervalo de tempo suficientemente pequeno de forma que a probabilidade de mais de uma evento (falha) ocorrer durante o intervalo dt seja praticamente nula e ignorável.

Então:

$$P_0(t + dt) = P_0(t)(1 - \lambda dt) + P_1(t)(\mu dt) \quad (29)$$

$$P_1(t + dt) = P_1(t)(1 - \mu dt) + P_0(t)(\lambda dt) \quad (30)$$

Após reorganizar as equações 29 e 30, é possível encontrar as derivadas de $P_0(t)$ e $P_1(t)$ a partir da definição formal de derivada.

$$\lim_{dt \rightarrow 0} \frac{P_0(t+dt) - P_0(t)}{dt} = \frac{dP_0(t)}{dt} = -\lambda P_0(t) + \mu P_1(t) \quad (31)$$

$$\lim_{dt \rightarrow 0} \frac{P_1(t+dt) - P_1(t)}{dt} = \frac{dP_1(t)}{dt} = \lambda P_0(t) - \mu P_1(t) \quad (32)$$

Expressando as equações em forma matricial:

$$\begin{bmatrix} P'_0(t) & P'_1(t) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P_0(t) & P_1(t) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} -\lambda & \lambda \\ \mu & -\mu \end{bmatrix} \quad (33)$$

A matriz de coeficientes mostrada na Equação 33 não é uma matriz de probabilidades de transição estocástica, haja vista que os elementos das linhas somam zero em vez de um. Ainda, essa equação é um Sistema de Equações Diferenciais Lineares com coeficientes constantes, que pode ser resolvido via Transformadas de Laplace.

$$\begin{bmatrix} sP_0(s) - P_0(0) & sP_1(s) - P_1(0) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P_0(s) & P_1(s) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} -\lambda & \lambda \\ \mu & -\mu \end{bmatrix} \quad (34)$$

Rearranjando os valores na Equação 34 e solucionando o sistema para $P_0(s)$ e $P_1(s)$ usando métodos de substituição, obtém-se os resultados mostrados nas Equações 35 e 36.

$$P_0(s) = \frac{\mu}{\lambda + \mu} \left[\frac{P_0(0) + P_1(0)}{s} \right] + \frac{1}{\lambda + \mu} \cdot \frac{1}{s + \lambda + \mu} [\lambda P_0(0) - \mu P_1(0)] \quad (35)$$

$$P_1(s) = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} \left[\frac{P_0(0) + P_1(0)}{s} \right] + \frac{1}{\lambda + \mu} \cdot \frac{1}{s + \lambda + \mu} [\mu P_0(0) - \lambda P_1(0)] \quad (36)$$

Sabendo que $P_0(0) + P_1(0) = 1$ para qualquer sistema, é prática comum considerar que um sistema se encontra no Estado 0 ($P_0(0) = 1$), ou seja, operando. Ao aplicar a transformada inversa de Laplace, obtém-se a seguinte função de probabilidade no domínio do tempo:

$$P_0(t) = \frac{\mu}{\lambda + \mu} + \frac{\lambda e^{-(\lambda + \mu)t}}{\lambda + \mu} \quad (37)$$

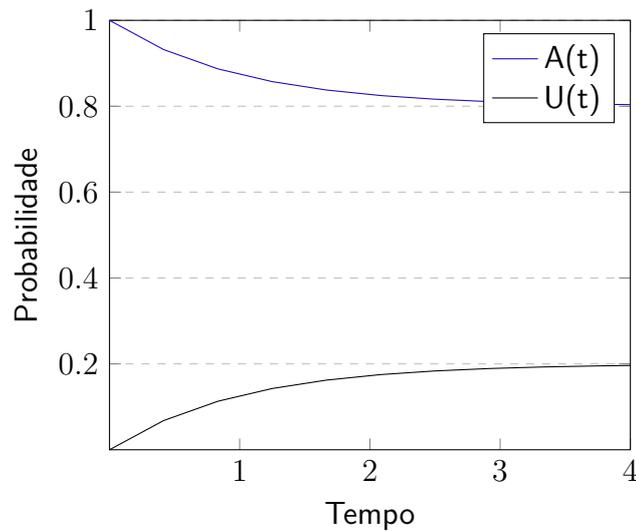
$$P_1(t) = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} - \frac{\lambda e^{-(\lambda + \mu)t}}{\lambda + \mu} \quad (38)$$

Para o valor limite de probabilidade no tempo basta avaliar as funções com $t \rightarrow \infty$, resultando nas equações:

$$P_0 = \lim_{t \rightarrow \infty} P_0(t) = \frac{\mu}{\lambda + \mu} \quad (39)$$

$$P_1 = \lim_{t \rightarrow \infty} P_1(t) = \frac{\lambda}{\lambda + \mu}, \quad (40)$$

Figura 7 – Probabilidades de Estados no Tempo $\lambda = 0.2$



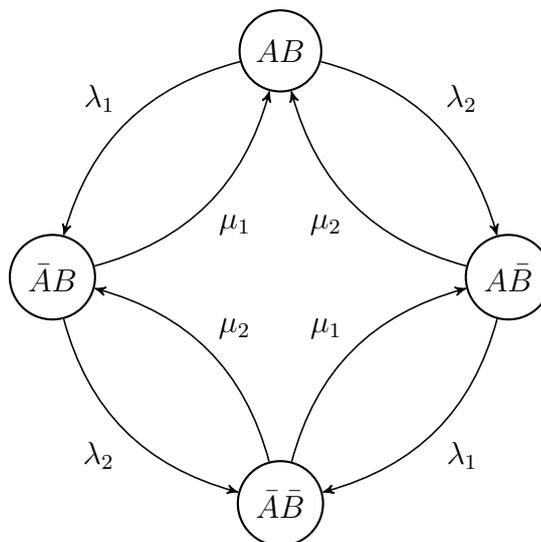
Fonte: Autor

e no gráfico mostrado na Figura 7.

Esses valores de probabilidade, P_0 e P_1 , são verdadeiros independentemente do estado inicial, e costumam ser chamados de *Availability* (A) e *Unavailability* (U) limites do sistema, respectivamente.

Para mais de um componente, a análise fica mais complexa, porém ainda segue uma lógica similar, uma vez que λ_1, μ_1 e λ_2, μ_2 são as taxas de falha e reparo para os componentes A e B, que podem ser representados pelo diagrama de espaço de estados mostrado na Figura 8.

Figura 8 – Processos de Markov com quatro estados



Fonte: Adaptado de Billinton e R. N Allan (1992)

Para o caso de dois componentes estocasticamente independentes, é possível calcular os valores de probabilidade de estado para cada equipamento individualmente e multiplicá-los entre si para obter as probabilidades de estado do sistema, como mostrado nas Equações 41 a 44 (BOLLEN, 2000 apud SILVA, 2017).

$$P_{AB} = \frac{\mu_A \mu_B}{(\lambda_A + \mu_A)(\lambda_B + \mu_B)} \quad (41)$$

$$P_{\bar{A}B} = \frac{\lambda_A \mu_B}{(\lambda_A + \mu_A)(\lambda_B + \mu_B)} \quad (42)$$

$$P_{A\bar{B}} = \frac{\mu_A \lambda_B}{(\lambda_A + \mu_A)(\lambda_B + \mu_B)} \quad (43)$$

$$P_{\bar{A}\bar{B}} = \frac{\lambda_A \lambda_B}{(\lambda_A + \mu_A)(\lambda_B + \mu_B)} \quad (44)$$

Percebe-se na Figura 8 que esse espaço de estados pode representar tanto dois componentes em série, quanto em paralelo, logo, as disponibilidades e indisponibilidades para os componentes em série dadas por:

$$P_{on} = A = P_1 \quad (45)$$

$$P_{off} = U = P_2 + P_3 + P_4 \quad (46)$$

E para componentes ligados em paralelo:

$$P_{on} = A = P_1 + P_2 + P_3 \quad (47)$$

$$P_{off} = U = P_4 \quad (48)$$

Isto é válido para a probabilidade no tempo e para os valores limites.

2.3.4 ANÁLISE DO HISTÓRICO DE OCORRÊNCIAS

A Análise do Histórico de Ocorrências consiste num levantamento das ocorrências no período de estudo, visando identificar e classificar as causas dos desligamentos registrados por elemento, como LDs e Transformadores (TRs) ou Alimentadores (ALMs).

Dentre as causas, verifica-se quais poderiam ser evitadas por meio de investimentos no sistema ou políticas de manutenção, como troca de isoladores ou serviços de poda e roçada. As causas mitigáveis são ordenadas segundo o produto entre a indisponibilidade do sistema e a quantidade de consumidores afetados, resultando no indicador Consumidor Hora Interrompido (CHI).

Tal procedimento permite identificar as causas mitigáveis cujas contribuições percentuais são mais significativas. A partir dessas causas, são propostas alternativas para a resolução do problema identificado.

Para calcular os benefícios associados aos investimentos propostos sobre os indicadores de continuidade, parte-se da premissa de que os eventos ocorridos no período anterior serão repetidos no ciclo seguinte. Usualmente, avalia-se o período de um ano. Por meio da diferença entre o valor registrado no ciclo anterior e o valor estimado com a redução das causas mitigáveis, obtém-se o ganho esperado em CHI e Consumidor Interrompido (CI). Então, normaliza-se o resultado global pela quantidade de consumidores do conjunto estudado, obtendo-se os indicadores DEC e FEC.

Essa metodologia se mostra majoritariamente determinística e não considera os aspectos probabilísticos do sistema. Além disso, o sucesso em sua aplicação depende da consistência dos dados registrados no histórico de ocorrências. Contudo, essa abordagem permite propor obras de custo reduzido em comparação com os demais métodos, como alocação de chaves religadoras automáticas no SDMT e outras que atuam próximo as ocorrências, aumentando assim a disponibilidade individual dos elementos do sistema.

Ademais, a análise dos históricos de ocorrência permite mensurar os parâmetros estatísticos apresentados na seção 2.2 a partir de uma análise estocástica das ocorrências de falha, permitindo classificar as falhas em faltas permanentes, temporárias ou programadas para manutenção. Para este trabalho, serão consideradas apenas os dois primeiros modos de falha, em que o modo de falha temporária requer que um equipamento seja removido de serviço para que seja reparado. O tempo de reparo, nesse caso, pode ser definido como o tempo em que o equipamento foi substituído, permitindo que a rede volte a operar (GUPTA, 1991). Os dados que são necessários para a avaliação de faltas permanentes rede, conforme Billinton e R. N Allan (1992) são os seguintes.

1. Taxa de Falha Permanente contabiliza o número de falhas por ano que resultou em retirada do equipamento do serviço para reparo, ou substituição. neste trabalho, denotado por λ_p ;
2. Tempo de Reparo contabiliza o tempo médio para o reparo ou substituição desse equipamento, aqui denotado por r_p ;

Muitas vezes, ocorrem faltas em equipamentos, como chaves fusíveis, que o simples refechamento da chave recupera a operação da rede ou pela ação de um religador automático. O tempo de falta para os esses evento não passam de poucos minutos. Essas são chamadas de falhas temporárias.

1. Taxa de Falha Temporárias, neste trabalho é o número de faltas temporárias por anos em componentes da rede, denotado neste trabalho por λ_t ;

2. Tempo de Reacionamento é o tempo decorrido entre a abertura e o refechamento do componente, denotado por r_t .

Gupta (1991) também discorre sobre faltas causadas por manutenções preventivas, porém este tipo de falha podem ser consideradas como faltas permanentes, ou até, podem não causar nenhum interrompimento no fornecimento de energia quando forem utilizadas manobras preventivas e equipamentos reservas. Neste caso, manutenções nem constam no histórico de ocorrências. Neste trabalho, faltas por manutenções preventivas serão consideradas como falhas permanentes comuns.

1. Taxa de Falta por Manutenção é o número de vezes que equipamentos são tirados de comissão devido a manutenções preventivas. Denotado por λ'' ;
2. Tempo Médio de Manutenção é a média da duração das manutenções preventivas que causam falta, denotado por r'' .

Ainda, Billinton e R. N Allan (1992), classifica modos de falha em falhas ativas e falhas passivas. Cada um desses modos tem impactos diferentes no funcionamento da rede.

1. Um evento de falha passiva é um modo de falha que não causa o acionamento de componentes de proteção, como por exemplo, abertura de circuitos;
2. Um evento de falha ativo é um modo de falha que causa a operação de equipamentos de proteção, dentre essas falhas, desta-se eventos de curto-circuito, que ativam disjuntores de proteção que então podem tirar de operação mais componentes.

Normalmente, em históricos de ocorrência de falta, são listados os equipamentos de proteção que foram acionados, a duração da abertura e uma breve descrição do motivo da abertura. Dificultando a caracterização das falhas passivas e ativas.

2.3.5 MÉTODO DOS CONJUNTOS MÍNIMOS DE CORTE

A partir da análise das matrizes de adjacência, ou dos grafos que representam as conexões entre as barras do SEP a ser estudado, é possível representar o Sistema Elétrico de Potência por meio da formação de conjuntos de componentes cujas falhas resultam na interrupção do fornecimento de energia à carga.(SILVA, 2017)

A definição dos conjuntos mínimos de corte depende da definição dos caminhos na teoria dos grafos, que dita um "passeio"(walk) de distância k em um grafo é estabelecido como uma sequência de nós interligados por arestas, iniciando e terminando em nós específicos. Ressalta-se que, de acordo com Bondy e Murty (1976), um caminho é um passeio que nenhum

nó ou aresta aparecem mais de uma vez. Contudo, também é possível encontrar terminologia "caminhos simples" para referir-se a esses conjuntos.

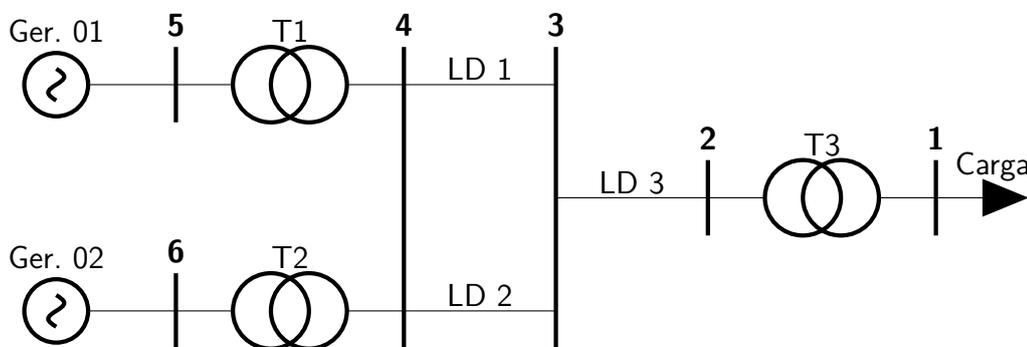
2.3.5.1 BUSCA DOS CAMINHOS SIMPLES.

Para encontrar todos os caminhos simples da carga às fontes existem diversos algoritmos, como *Breath First Traversal (BFS)* e *Depth First Traversal (DFS)*, que percorrem todos os elementos de um grafo. Utiliza-se de uma forma de representação de grafo, seja uma matriz de adjacência, ou um dicionário, e então aplica-se um dos dois algoritmos supracitados e guarda-se uma lista dos caminhos.

2.3.5.2 REPRESENTAÇÃO ESTOCÁSTICA DO SISTEMA ELÉTRICO POR REDUÇÃO EQUIVALENTE DE REDE

A partir dos caminhos simples encontrados na rede, é possível representar o sistema elétrico de potência como uma rede de confiabilidade, em que cada elemento da rede possui uma taxa de falha λ , um tempo médio de reparo r e, a partir disso, é possível obter a indisponibilidade U de cada equipamento e elemento (BOLLEN, 2000 apud SILVA, 2017).

Figura 9 – Representação Simples de um SEP.

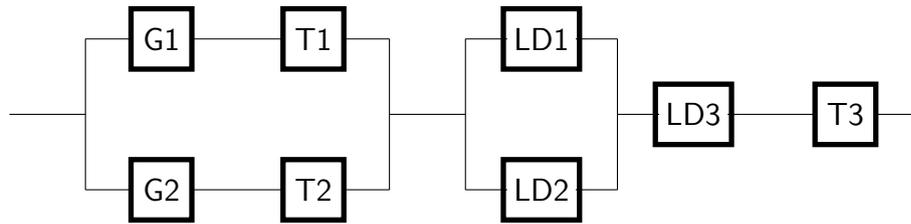


Fonte: Adaptado de Silva (2017)

A partir de um diagrama unifilar simples, como em Figura 9, no qual uma carga é alimentada radialmente por duas fontes, é possível substituir a rede por uma representação estocástica de confiabilidade. Para tal, assume-se que todas as fontes podem suprir a carga sozinhas, e que a confiabilidade de todas as barras é 100%.

A Figura 10 apresenta o arranjo dos equipamentos em série e paralelo, bem como as combinações de falha que causam a indisponibilidade de energia na carga. Por exemplo, qualquer falha em um dos equipamentos, **LD3** ou **T3**, causa falta de fornecimento de energia na carga. Contudo, uma falha em **G1** e **T1** não, porquanto há outro caminho para o fluxo de potência.

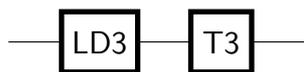
Figura 10 – Rede de Confiabilidade



Fonte: Adaptado de Silva (2017)

Para calcular a probabilidade de falha ante esses equipamentos, é necessário estudar combinações estocásticas em série e em paralelo, para alcançar a probabilidade de falha equivalente e indisponibilidade esperada para o sistema, para chegar a um sistema equivalente, como exemplificam Silva (2017) e Billinton e R. N Allan (1992).

Figura 11 – Combinação em Série



Fonte: Adaptado de Silva (2017)

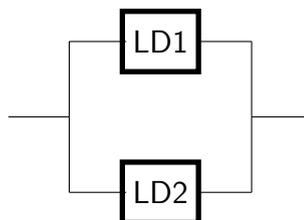
Da combinação em série, mostrada na Figura 11, obtêm-se as Equações 49 a 51 e das combinações em paralelo, na Figura 12, obtêm-se as Equações 52 até 54.

$$\lambda_{série} = \lambda_{LD3} + \lambda_{T3} \tag{49}$$

$$r_{série} = \frac{\lambda_{LD3}r_{LD3} + \lambda_{T3}r_{TR}}{\lambda_{LD3} + \lambda_{T3}} \tag{50}$$

$$U_{série} = \lambda_{série}r_{série} \tag{51}$$

Figura 12 – Combinação em Paralelo



Fonte: Adaptado de Silva (2017)

$$\lambda_{paralelo} = \frac{\lambda_{LD1}\lambda_{LD2}(r_{LD1} + r_{LD2})}{8760} \quad (52)$$

$$r_{paralelo} = \frac{r_{LD1}r_{LD2}}{r_{LD1} + r_{LD2}} \quad (53)$$

$$U_{paralelo} = \lambda_{paralelo}r_{paralelo} \quad (54)$$

2.4 CONCLUSÕES

Comparando os métodos observados, é visto que o método que melhor se encaixa nos requisitos (esforço computacional x resultados) para o tamanho do SDAT em análise é o método dos conjuntos mínimos de corte, visto que é o mais utilizado para avaliar redes de distribuição e seus indicadores de confiabilidade (NUNES, 2017).

3 APRESENTAÇÃO DA METODOLOGIA SELECIONADA

A análise probabilística da confiabilidade do SDAT utilizado neste trabalho considera os índices de continuidade e desempenho do sistema, como taxas de falha e tempos médios de reparo, discretizados em eventos temporários e permanentes, tal qual proposto por Silva (2017) e Gupta (1991), também são levados em consideração os tempos de transferências de carga, bem como as porcentagens de consumidores transferidos, tanto entre SDAT e pelo SDMT.

Para os efeitos da análise da confiabilidade do SDAT, o PRODIST - Módulo 8 determina que a rede básica e o SDMT sejam 100% confiáveis (ANEEL, 2021), ou seja, apenas as taxas de falha dos equipamentos do SDAT são considerados, e a confiabilidade da geração, transmissão e distribuição é inserida posteriormente.

3.1 DADOS UTILIZADOS

As informações necessárias para que seja realizado o estudo são:

- Topologia do SDAT;
- Dados estatísticos;
- Mercado;
- Coordenadas Geográficas (Opcional);
- Recursos de Manutenção (Opcional);
- Constantes.

3.1.1 TOPOLOGIA DO SDAT

Com a finalidade de avaliar o desempenho do sistema elétrico quanto à disponibilidade e demais indicadores de continuidade, pode-se utilizar a modelagem de grafos, compostos por um conjunto de elementos, denominados vértices ou nós, e por um conjunto de pares não ordenados, denominados arestas. No caso de redes do SDAT, é permitida a duplicidade dessas arestas.

Sob aspectos elétricos, o sistema de interesse pode ser decomposto segundo a associação entre linhas de distribuição, transformadores de força, barramentos, bancos de capacitores e alimentadores.

Os nós do multigrafo (especificação do modelo de grafo, com múltiplas arestas entre 2 nós) correspondem aos barramentos, sendo associadas as propriedades de número de unidades

consumidoras e demandas. Outrossim, as arestas correspondem as linhas de distribuição e transformadores de força, tendo associadas a elas as propriedades de taxa de falhas e tempo médio de reparo.

Fisicamente, as unidades consumidoras encontram-se dispostas ao longo dos alimentadores. Desta forma, as propriedades de número de unidades consumidoras e demanda associada compõem a modelagem dos alimentadores. Para os barramentos, tais propriedades correspondem ao somatório dos alimentadores conectados.

Destaca-se que o detalhamento das cargas individuais em termos de alimentadores é opcional. Contudo, tal modelagem simplificará a análise de fluxo de potência por contingência, visto que no caso de violações será necessário implementar a política de corte de cargas e recomposição por transferência de cargas, como define Silva (2017) em sua obra.

Para este modelo, os bancos de capacitores não serão avaliados diretamente em termos de confiabilidade. Entretanto, tais elementos devem ser representados na modelagem elétrica, visto que influenciam na solução do fluxo de potência, contribuindo indiretamente na avaliação dos indicadores de continuidade.

A função de simulação do fluxo de potência é realizada no software ANAREDE®CEPEL, que permite carregar o modelo elétrico do sistema por meio de um arquivo de texto com extensão *pwf*. Para estudos de fluxo de potência para expansão do sistema elétrico, normalmente é utilizado o modelo do sistema elétrico brasileiro do Plano Decenal (PD), publicados anualmente pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE).

Contudo, tal modelagem não apresenta o detalhamento necessário para a obtenção dos resultados requeridos neste trabalho. As cargas encontram-se agrupadas nos barramentos de alta tensão das subestações de distribuição e a maior parte dos transformadores AT/MT não são representados. Como a aplicação da metodologia depende do detalhamento do sistema de interesse, será utilizado o modelo aplicado nos Estudos da Operação da concessionária distribuidora de energia para a qual o programa foi desenvolvido.

Nesses arquivos o sistema elétrico é detalhado desde as barras de 13,8 kV até as barras de 230 kV da Rede Básica de Fronteira, sendo suficiente para a análise da confiabilidade do SDAT como proposto.

A topologia do sistema pode ser modelada a partir do ANAREDE®CEPEL utilizando os comandos DBAR (declaração de barramentos), DLIN (declaração de linhas e transformadores), DCAI (declaração de cargas individualizadas) e DBSH (declaração dos bancos de capacitores). Para diferenciar os elementos que compõem o sistema de interesse dos demais elementos, pode ser utilizado a identificação de área ou de agregador. O programa fará a leitura da topologia do sistema carregando o arquivo *pwf*.

3.1.2 DADOS ESTATÍSTICOS

Através da análise do histórico de ocorrências de falhas nos equipamentos de alta tensão do SDAT avaliado, computa-se λ e r para cada equipamento, separando por nível de tensão e capacidade. Para o caso das linhas de transmissão, é calculado a λ/km distinguindo as linhas por tipo de torre e nível de tensão. Pois as taxas de falha para linhas construídas em madeira são maiores do que aquelas construídas em alvenaria, que por sua vez são maiores que as taxas de falha das torres metálicas (SILVA, 2017). Caso estes dados não forem fornecidos, o programa atribui valores para os transformadores de acordo com sua capacidade, e linhas de transmissão de acordo com o tipo de torre e nível de tensão, como dados por Nunes (2017) e Silva (2017).

O programa a ser desenvolvido para estimar os indicadores poderá, então, realizar a leitura das taxas de falha, tempos de reparo e tempos para transferência de carga dos equipamentos a partir do carregamento de um arquivo *csv* ou *json* com essas informações.

3.1.2.1 TAXAS DE FALHA

As taxas de falha e tempos de reparo possuem subclassificações. Existem taxas de falha para eventos permanentes, em que é necessário o reparo ou substituição do elemento, e taxas de falhas para eventos temporários, em que manobras ou atuações de dispositivos de proteção são capazes de isolar um elemento defeituoso, assim recompondo o sistema (SILVA, 2017).

30% das falhas ocorridas em uma rede de distribuição de energia são permanentes (KAGAN; ROBBA; SCHMIDT, 2009 apud SILVA, 2017), por consequência, caso os registros não sejam específicos quanto ao tempo de restauração da rede, pode-se aplicar essa estimativa.

Como ilustrado por Silva (2017), é possível estratificar as taxas de falha nas torres com base no material utilizado em suas estruturas. Neste contexto, torres de madeira apresentam taxas de falha superiores em comparação com torres de alvenaria, as quais, por sua vez, têm taxas de falha superiores quando contrastadas com torres de metal.

Para os transformadores, consideram-se todos os elementos da subestação (SILVA, 2017), mas também estratificam-se as taxas de falha de acordo com a faixa de capacidade dos transformadores.

3.1.2.2 TEMPO MÉDIO DE REPARO

De acordo com Silva (2017), os tempos médios de reparo variam de acordo com as características do equipamento ou elemento sob falha, como por exemplo, linhas ou transformadores. Sendo compostos também pelo período necessário para a percepção dessas falhas,

somado ao tempo de acionamento, deslocamento e diagnóstico das equipes de manutenção, e então o tempo para a manutenção ou troca do equipamento.

Ainda, Silva (2017) usa o caso de transformadores de força como exemplo, citando os tempos de substituição de um transformador 138/13,8 kV 25 MVA para o SDAT modelo de 18 barras que é utilizado como modelo, é de aproximadamente 82,3 hrs.

Devido a esse tempo prolongado, algumas empresas de distribuição de energia elétrica implementam subestações móveis posicionadas estrategicamente (SILVA, 2017), para que o tempo de indisponibilidade seja reduzido.

3.1.3 TEMPO MÉDIO PARA TRANSFERÊNCIA DE CARGA

Como Silva (2017) escreve, esses tempos são relacionados aos dispositivos responsáveis pelas manobras, destacando que os tempos de manobra de chaves seccionadoras manuais, por exemplo, são compostos pelo tempo de acionamento e deslocamento das equipes, localização da falha e por fim tempo de manobra.

E para outro exemplo, chaves religadoras automáticas, podem identificar falhas e isolar regiões de contingência em tempo menor do que 3 minutos, tempo que é pequeno o suficiente para ser desprezado.

3.1.4 MERCADO

O mercado condensa as informações de demanda e número de consumidores. Esses dados podem ser discriminados por alimentador ou por barramento, a depender do nível de detalhamento desejado. De forma geral sua composição se dá através do número de unidades consumidoras e a demanda associada.

A demanda por alimentador é uma grandeza que varia com o tempo. Sendo assim, em uma abordagem pessimista das falhas, pode-se usar a maior demanda simultânea do sistema avaliado. De outra maneira, é possível utilizar a modelagem em três patamares de carga, sendo eles os patamares de carga leve, carga média e carga pesada.

Os dados de demanda de potência por Subestação (SE) são contidos no mesmo arquivo que carrega a topologia da rede. Já os dados de consumidores por conjunto, SE ou ALM podem ser carregados em um arquivo csv separado, ou semelhante.

3.1.5 PERCENTUAIS DE TRANSFERÊNCIA DE CARGAS

Para assegurar a qualidade dos resultados da análise, é fundamental incorporar as potenciais transferências de carga no estudo, estes valores deverão ser conhecidos antes do

início da avaliação da confiabilidade do SDAT. A seguir, serão delineados os passos necessários para a inclusão desses valores.

3.1.5.1 FALTAS

Após o carregamento dos parâmetros de entrada no programa, o usuário deverá selecionar quais SEs serão analisadas, com base no sistema de interesse a ser avaliado. O programa determinará, para cada subestação, uma tabela com os conjuntos mínimos de corte de primeira e segunda ordem utilizando o algoritmo dos caminhos simples.

A tabela dos conjuntos mínimos de corte indicará ao especialista quais cenários de faltas nos elementos da rede devem ser simulados na avaliação de desempenho. Nesses cenários serão levantados os parâmetros complementares referentes às transferências de cargas necessárias para o efetivo cálculo dos indicadores de continuidade.

3.1.5.2 LISTA DE ALIMENTADORES

Por meio da análise individual por alimentador, são determinados os montantes de cargas possíveis de serem transferidos para outras barras não afetadas pela falha em questão. Avalia-se ainda a possibilidade de transferência automática ou manual. Em caso de transferência manual, realiza-se o levantamento da lista de manobras a serem realizadas e o tempo total necessário para cada uma delas. Para definir estas informações, deve-se priorizar a consulta de dados pré-existentes de contingência já ocorridas no sistema em avaliação. Caso estas informações não estejam disponíveis, consulta-se a área especialista para um levantamento baseado em dados georreferenciados e experiência da área de execução das atividades necessárias. De forma complementar, ou caso não tenha sido possível obter as informações nas formas descritas anteriormente, pode-se estimar o tempo total necessário para manobra com base na localização geográfica dos elementos, assumindo uma velocidade padrão de execução e deslocamento.

Com a finalidade de auxiliar o especialista e otimizar o processo, o *software* a ser desenvolvido em sua forma final pode ainda determinar uma lista preliminar de alimentadores sensibilizados pela contingência, indicando ao especialista quais alimentadores e manobras deverão ser analisados nas possibilidades de transferência de carga.

3.1.5.3 ANÁLISE DE FLUXO DE POTÊNCIA

As falhas são avaliadas individualmente por simulação via o ANAREDE®CEPEL, onde o sistema, com exceção da barra qual o fornecimento de energia foi interrompido, deverá apresentar carregamentos e tensões adequadas com a carga transferível já realocada. Caso contrário, aplica-se a política de corte e transferência de cargas de modo a melhorar o desempenho

do sistema e aproximando o resultado da realidade operativa. E adiciona-se manualmente os valores respectivos aos resultados.

Os limites de capacidade adotados para cenários de contingência apresentam tolerâncias diferenciadas. Para Linhas de distribuição e transformadores de força, adota-se o limite de capacidade de emergência. Para as tensões nos barramentos de classe igual ou superior a 69 kV e inferior a 230 kV, tolera-se variações entre 0,9 e 1,05 pu, enquanto para barramentos de classe igual ou superior a 1 kV e inferior a 69 kV, admita-se variações entre 0,87 e 1,06 pu (ANEEL, 2021).

Seria possível integrar algoritmos de simulação de fluxo de potência ao software desenvolvido, porém, por simplicidade e otimização, optou-se utilizar o ANAREDE®CEPEL.

3.1.6 COORDENADAS GEOGRÁFICAS (OPCIONAL)

Para obter os tempos de reparo e substituição, bem como o tempo para as manobras de transferência de carga, é interessante obter o tempo de deslocamento das equipas de manutenção do centro operacional até a falha ou ponto de manobra, tendo em vista que o tempo de resposta é um fator significativo para o desempenho em termos dos indicadores de continuidade. Desta maneira, a utilização de dados como coordenadas geográficas podem auxiliar na obtenção de estimativas mais acuradas dos indicadores.

Essas coordenadas são opcionais pois dependem da manutenção dos dados georreferenciados por parte das concessionárias e, mesmo que melhorem os resultados, não são essenciais para a obtenção dos mesmos.

3.1.7 RECURSOS DE MANUTENÇÃO (OPCIONAL)

Em uma abordagem mais avançada, a disposição e gestão dos recursos de manutenção, como transformadores móveis, estruturas provisórias de montagem rápida e equipas, permitem avaliar e otimizar o desempenho num cenário de recursos finitos.

A localização dos recursos de manutenção e dos efetivos das equipas de manutenção podem ser definidos e atribuídos a um ativo operacional, como subestações ou base de manutenção, agregando tais informações a um arquivo de georreferenciamento.

3.1.8 CONSTANTES

Alguns parâmetros utilizados nas expressões de obtenção dos indicadores de continuidade podem ser estimados como constantes. De maneira geral, pode-se utilizar desta premissa para parâmetros em que não se espera a necessidade de atualização frequente, como o tempo de manobra, velocidade média de deslocamento, número máximo de iterações. Para definir

estes valores padrões (*default*) que são utilizados em abordagem simplificadas ou em casos de ausência de dados, foram utilizadas os valores mostradas na Tabela 1 que são baseados nos resultados encontrados em Nunes (2017).

As constantes devem ser definidas em arquivo específico, permitindo que sejam alteradas e atualizadas caso necessário.

Tabela 1 – Dados estocásticos *default*

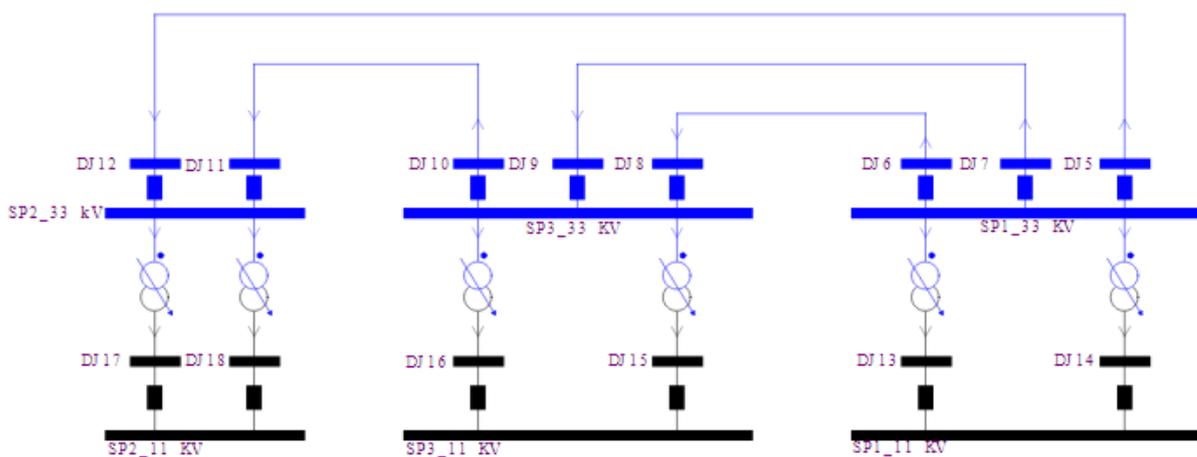
Elemento Passível de Falha	Taxa de Falha Permanente λ_p [falhas/ano]	Taxa de Falha Temporária λ_t [falhas/ano]	Taxa de Falha por km λ [falhas/km · ano]	Tempo de Reparo da LD r [horas]	Tempo de Reparo Permanente r_p [horas]	Tempo de Reparo Temporário r_t [horas]
Transformador 138/23 kV	0,0104	0,0137	-	-	60,41	5,00
Transformador 138/69 kV	0,0084	0,0194	-	-	82,31	5,00
LD 138 kV Metálica	-	-	0,0122	1,5733	-	-
LD 138 kV Madeira	-	-	0,0347	2,1629	-	-
LD 69 kV Concreto	-	-	0,0223	4,6778	-	-

Fonte: Autor

3.2 MODELAGEM DA REDE E ALGORITMOS DE BUSCA

Quando todos os dados necessário estiverem importados, o programa é capaz de criar um modelo de grafo da rede. Então, é utilizado o algoritmo de busca introduzido na Seção 2.3.5 para encontrar as tabelas com todos os caminhos simples possíveis.

Figura 13 – IEEE - RBTS Barra 4 Simplificado



Fonte: (BILLINTON; GUPTA; GOEL, 1991 apud SILVA, 2017) Adaptado

Utilizando o arquivo *pwf* equivalente ao sistema *Roy Billinton Test System (RBTS)* - Barra 4 Simplificado mostrado na Figura 13, o algoritmo de busca resulta na Tabela 2, mostrando todos os caminhos simples de uma carga até a barra apontada como fonte.

Os resultados diferem em parte do algoritmo apresentado por Silva (2017), pois, o algoritmo desenvolvido pelo autor deste trabalho leva em consideração todas as conexões entre barras que existirem no arquivo *pwf*.

Tabela 2 – Todos Caminhos Simples - RBTS - Barra 4 - Simplificado

Índice	Trechos
1	SP1_11 KV (SP1_11 KV, DJ13, 1) DJ13 TR3 SP1_33 KV
2	SP1_11 KV (SP1_11 KV, DJ14, 1) DJ14 TR4 SP1_33 KV

Fonte: Autor

As conexões são apresentadas como tuplas (u, v, i) , como mostrado na segunda coluna dos trechos na Tabela 2, onde u é a barra de origem, v é a barra de destino e i é o número do circuito, de acordo com o que for definido no arquivo *pwf*. Uma conexão é qualquer elemento que liga uma barra a outra, podendo ser uma linha de distribuição, um transformador ou disjuntor.

Após gerar a tabela de caminhos de simples, uma matriz de pertencimento dos elementos é criada, utilizando como linhas a identificação dos caminhos e como colunas o conjunto dos elementos dos caminhos. Essa matriz é criada listando todos os elementos existentes na Tabela 2 como indexadores das colunas e os caminhos como indexadores das linhas. Então, para cada elemento ij da matriz de pertencimento, é verificado se o elemento da coluna j está presente no caminho i , preenchendo a matriz como mostrado na Tabela 3

Tabela 3 – Matriz de Pertencimentos dos Elementos - RBTS - Barra 4 - Simplificado

Caminho	1	2	3	4	5	6	7	8
1	V	V	V	V	V	F	F	F
2	V	F	F	F	V	V	V	V

Fonte: Autor

Onde:

- V** Elemento Pertence ao caminho;
- F** Elemento não Pertence caminho;
- 1** SP1_11 KV;
- 2** (SP1_11 KV, DJ13, 1);
- 3** DJ13;
- 4** TR3;

- 5 SP1_33 KV;
- 6 (SP1_11 KV, DJ14, 1);
- 7 DJ14;
- 8 TR4.

De forma semelhante ao apresentado por Silva (2017) e Gupta (1991), utiliza-se da matriz representada pela Tabela 3, então, para obter-se a tabela dos conjuntos mínimos de corte segue-se os seguintes passos:

1. Verificar colunas tal que todos elementos sejam marcados "V";
2. Salvar tais elementos na Tabela de Conjuntos Mínimos de Corte, atribuindo-os a ordem 1;
3. Remover da matriz de pertencimento as colunas correspondentes a ordem 1;
4. Verificar todos os pares de colunas restantes na Matriz de Pertencimento, utilizando a operação "XOR"linha a linha;
5. Salvar os pares de colunas que a combinações resultou em elementos "V"na tabela de Conjuntos Mínimos de Corte, atribuindo-os a ordem 2;
6. Remover da matriz de pertencimento as colunas correspondentes a ordem 1;
7. Retornar ao item 4, acrescentando uma nova coluna as combinações, até que a matriz de pertencimento seja exaurida.

O resultado da aplicação deste algoritmo é apresentado na Tabela 4 está representado o resultado do algoritmo implementado.

Nota-se a diferença dos resultados obtidos pelo programa desenvolvido pelo autor deste trabalho e o trabalho de Silva (2017). Aqui, são considerados os trechos entre a barra de carga SP1_11 KV e as barras que representam os disjuntores. Porém após calcular a indisponibilidade de cada evento, foram descartados aqueles que possuem indisponibilidade igual a zero.

A partir desta tabela que serão calculados os valores de indisponibilidade U , DEC, FEC e $AENS$.

Tabela 4 – Conjuntos Mínimos de Corte

Evento	Conjuntos	Ordem
1	SP1_11 KV	1
2	SP1_33 KV	1
3	(SP1_11 KV, DJ13, 1) (SP1_11 KV, DJ14, 1)	2
4	(SP1_11 KV, DJ13, 1) DJ14	2
5	(SP1_11 KV, DJ13, 1) TR4	2
6	DJ13 (SP1_11 KV, DJ14, 1)	2
7	DJ13 DJ14	2
8	DJ13 TR4	2
9	TR3 (SP1_11 KV, DJ14)	2
10	TR3 DJ14	2
11	TR3 TR4	2

Fonte: Autor

3.3 EXPANSÃO DOS INDICADORES DE CONTINUIDADE

Para esclarecer a forma como o programa calculará os indicadores de continuidade desejados, são apresentadas a seguir as equações utilizadas para obter os indicadores DEC, FEC e EMND, a serem avaliados para os conjuntos de primeira e segunda ordem. As equações a serem apresentadas nessa seção são definidas por Silva (2017) e Gupta (1991).

3.3.1 EQUAÇÕES PARA OS CONJUNTOS DE CORTE DE 1ª ORDEM

As equações apresentadas a seguir são utilizadas para os conjuntos de corte de primeira ordem. Algumas das equações são diferentes do que o proposto por Silva (2017) para simplificar a apresentação.

$$U = \sum_{i=1}^n (\lambda_{pi} \cdot r_{pi} + \lambda_{ti} \cdot r_{ti}) \cdot (1 - \%m) + (\lambda_{pi} + \lambda_{ti}) \cdot \%m \cdot T \quad (55)$$

$$DEC = \frac{C_a \cdot U}{C_c} \quad (56)$$

$$FEC = \sum_{i=1}^n \frac{C_a (\lambda_{pi} + \lambda_{ti})}{C_c} \quad (57)$$

$$EMND = D \cdot DEC \quad (58)$$

$$(59)$$

Onde:

U Indisponibilidade total estimada para o ponto de carga [$\frac{\text{horas}}{\text{ano}}$];

DEC	DEC Estrutural estimado $[\frac{horas}{ano}]$;
FEC	Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora $[\frac{Falhas}{cons \cdot Ano}]$;
$EMND$	Energia média não distribuída por consumidor $[\frac{MWh}{cons \cdot Ano}]$;
λ_p	Taxa de falha para eventos permanentes $[\frac{falhas}{Ano}]$;
λ_t	Taxa de falha para eventos temporários $[\frac{falhas}{Ano}]$;
r_p	Tempo médio para substituição de equipamento $[horas]$;
r_t	Tempo médio para reparo de equipamento $[horas]$;
m	Percentual de transferência de carga via SDAT ou SDMT;
T	Tempo médio para manobra $[horas]$;
C_c	Número de consumidores do conjunto;
C_a	Número de consumidores atendidos pela barra.
D	Demanda média $[MW]$.

Assim como definido na obra de Gupta (1991) deste trabalho. Além disso, o termo m será decomposto em m_a , m_{SE} e m_{AL} , e o termo T será também decompostos em T_{SE} e T_{AL} . Onde:

m_a	Percentual de unidades consumidoras transferíveis automaticamente;
m_{SE}	Percentual de unidades consumidoras transferíveis manualmente via barramento da subestação;
m_{AL}	Percentual de unidades consumidoras transferíveis manualmente via alimentadores de subestações vizinhas;
T_{SE}	Tempo médio para manobra de transferência manual via barramento da subestação $[horas]$;
T_{AL}	Tempo médio para manobra de transferência manual via alimentadores de subestações vizinhas $[horas]$.

Ao expandir os valores de m em m_a , m_{SE} e m_{AL} , é necessário ter em detalhe esses valores, em um arquivo tabelado, que será importado pelo programa para o cálculo da indisponibilidade proveniente de cada falha.

Para montar esse arquivo, o engenheiro deve obter o percentual máximo de unidades consumidoras que são transferíveis automaticamente, via chaves religadoras automáticas ao longo dos alimentadores da unidade transformadora, ou via chaveamento automático nos barramentos da subestação, para cada barra de carga. Para os casos de transferências automáticas, o tempo de manobra é considerado instantâneo, pois o desligamentos menores que 3 minutos são desprezados para os cálculos dos indicadores de continuidade individuais, de acordo com o Item 177 do 8º Módulo do PRODIST (ANEEL, 2021), e, portanto, não é considerado.

Em sequência, estuda-se o maior percentual de consumidores transferíveis pela via mais rápida primeiro, e a mais lenta por último, de forma que a soma das unidades consumidoras não supere 100%.

3.3.2 EQUAÇÕES PARA CONJUNTOS DE CORTE DE 2ª ORDEM

Para o estimar os índices para falhas de segunda ordem são consideradas as duas falhas permanentes e falhas temporárias ocorrendo simultaneamente com falhas permanentes, resultando nas Equações 60 até 65. A sobreposição de duas falhas temporárias tem contribuição muito pequena na indisponibilidade do sistema, porém mesmo com probabilidades de ocorrências muito baixas na indisponibilidade (GUPTA, 1991), e portanto não foram contabilizadas neste trabalho. Também é observado por Gupta (1991) e Silva (2017), que as equações para falhas de terceira ordem e superiores não são facilmente obtidas, e o valor de indisponibilidade da rede que seria obtido a partir dessas falhas seriam muito pequenos quando comparados aos modos de falha de segunda e primeira ordem.

$$U_{PP} = \sum_{i=1}^k \frac{\lambda_{1pi} r_{1pi} \lambda_{2pi} r_{2pi} \cdot (1 - \%m) + (\lambda_{1pi} \lambda_{2pi}) \cdot T^2 \%m}{8760} \quad (60)$$

$$U_{PT} = \sum_{i=1}^k \frac{(\lambda_{1pi} r_{1pi} \lambda_{2ti} r_{2ti} + \lambda_{2pi} r_{2pi} \lambda_{1ti} r_{1ti})(1 - \%m) + (\lambda_{1pi} \lambda_{2ti} + \lambda_{2pi} \lambda_{1ti}) \cdot \%m T^2}{8760} \quad (61)$$

$$U = U_{PP} + U_{PT} \quad (62)$$

$$DEC = \frac{C_a \cdot (U_{PP} + U_{PT})}{C_c} \quad (63)$$

$$FEC = C_a \frac{\sum_{i=1}^k \lambda_{1pi} \lambda_{2pi} + \lambda_{1pi} \lambda_{2ti} + \lambda_{2pi} \lambda_{1ti}}{C_c} \quad (64)$$

$$EMND = D \cdot DEC \quad (65)$$

4 VALIDAÇÃO DO PROGRAMA

4.1 CASO BASE - RBTS BARRA 4 - SIMPLIFICADO

Assim como em Silva (2017), utiliza-se do Sistema teste *RBTS* - Barra 4, mostrado na Figura 13. Ao obter os Conjuntos Mínimos de Corte, calculam-se os indicadores de confiabilidade de acordo com as equações apresentadas nas Seções 3.3.1 e 3.3.2. Os valores de taxa de falha obtidos por Gupta (1991) para as falhas permanentes, duas falhas permanentes em superposição e falhas temporárias em superposição com falhas temporárias são mostrados na Tabela 5. Por sua vez, as falhas temporárias e permanentes sobrepostas são dadas na Tabela 6.

Tabela 5 – Falhas Permanentes 1ª e 2ª ordem

No.	Evento (Elementos)	Taxa de Falha (f/ano)	Tempo de Reparo (horas)	Indisponibilidade Anual (horas/ano)
1	SP1_11 KV	0,001	2	0,002
2	SP1_33 KV	0,001	2	0,002
3	TR SP1 33/11 (1) TR SP1 33/11 (1)	7,7054E-07	7,5	5,7791E-06
4	DJ13 TR SP1 33/11 (1)	1,9520E-07	3,157	6,1643E-07
5	TR SP1 33/11 (1) DJ14	1,9520E-07	3,157	6,1643E-07
6	DJ13 DJ14	3,2876E-08	2	6,5753E-08
	TOTAL	2,00119E-03	2,002	4,00707E-03

Fonte: Gupta (1991)

Tabela 6 – Falhas Superpostas Permanentes e Temporárias para o SP1.

No.	Evento (Elementos)	Taxa de Falha (f/ano)	Tempo de Reparo (horas)	Indisponibilidade Anual (horas/ano)
1	SP1_11 KV	0,01	0,083	0,00083
2	SP1_33 KV	0,01	0,083	0,00083
3	TR SP1 33/11 (1) TR SP1 33/11 (1)	2,5827E-06	0,082	2,1318E-07
4	DJ13 TR SP1 33/11 (1)	1,6894E-06	0,082	1,3928E-07
5	TR SP1 33/11 (1) DJ14	1,6894E-06	0,082	1,3928E-07
6	DJ13 DJ14	3,3558E-07	0,081	2,7287E-08
	TOTAL	2,0006E-02	0,083	1,6605E-03

Fonte: Gupta (1991)

Para análises que não consideram transferências de carga, os resultados de DEC, FEC e EMND são diretamente proporcionais aos valores de U .

Os resultados utilizados para a comparação são especificamente os valores de indisponibilidade causados por falhas passivas, tanto permanentes quanto temporárias, obtidas por

Gupta (1991). Isso é devido ao escopo do trabalho e a análise histórica de falhas. Ressalta-se que as faltas causadas por manutenção programada não foram considerada nesse trabalho.

Os valores de indisponibilidade obtidos pelo programa, mostrados em Figura 14, são comparados com os resultados obtidos por Gupta (1991) para o mesmo sistema teste, para o mesmo tipo de falha. Como para o escopo deste trabalho, interessam apenas as falhas permanentes e temporárias, sem considerar probabilidade de falhas ativas, já que dependendo da análise das ocorrências de desligamento, essas falhas podem ser contabilizadas nos elementos de proteção da rede, descaracterizando os resultados, como Gupta (1991) escreve.

Figura 14 – Saída do Programa

The screenshot shows the DEC-AT software interface. On the left, there are options for 'Importar' and 'Seleção Barra Alvo' with a dropdown menu. Below that are radio buttons for 'Todas SEs', 'Por SE', and 'Por BARRA', with 'Por BARRA' selected. There is also a 'Calcular DEC:' section with a dropdown menu and a 'Procurar' button. The main area displays a table with the following data:

	SE	BARRA D	FALHA 1	FALHA 2	U	DEC	FEC	EMND MÉDIA	EMND MÁXIMA
1	SP1	6	SP1-11 KV		0.0028	0.0028	0.011	0.03	0.048
2	SP1	6	SP1-33 KV		0.0028	0.0028	0.011	0.03	0.048
3	SP1	6	TR SP1 33/11 (1)	TR SP1 33/11 (1)	6e-06	6e-06	3.4e-06	6.3e-05	0.0001
4	SP1	6	DJ13	TR SP1 33/11 (1)	7.6e-07	7.6e-07	1.9e-06	7.9e-06	1.3e-05
5	SP1	6	TR SP1 33/11 (1)	DJ14	7.6e-07	7.6e-07	1.9e-06	7.9e-06	1.3e-05
6	SP1	6	DJ13	DJ14	9.3e-08	9.3e-08	3.7e-07	9.7e-07	1.6e-06

Below the table, there are several input fields and labels: 'Número de unidades consumidoras do conjunto', 'Número de unidades consumidoras atingidas', 'Demanda Média do Ponto de Carga' (10,47), 'Demanda Máxima do Ponto de Carga' (17,04), 'Seleção a Falha:' (TR SP1 33/11 (1) <-> TR SP1 33/11 (1)), and two percentage fields for transfer rates. At the bottom right is a 'Calcular Parametros' button.

Fonte: Autor

Portanto, comparando os resultados pela Tabela 7, percebe-se que os resultados são idênticos aos obtidos na referencia.

Tabela 7 – Valores das Falhas Somados

No.	Evento (Elementos)	Taxa de Falha (f/ano)	Tempo de Reparo (horas)	Indisponibilidade Anual (horas/ano)
1	SP1_11 KV	0.011	0.25727273	0.00283
2	SP1_33 KV	0.011	0.25727273	0.00283
3	TR DJ13 33/11 (1) TR DJ14 33/11 (1)	3.3532E-06	1.78657996	5.99083E-06
4	DJ13 TR DJ14 33/11 (1)	1.8846E-06	0.40049729	7.54777E-07
5	TR DJ13 33/11 (1) DJ14	1.8846E-06	0.40049729	7.54777E-07
6	DJ13 DJ14	3.8868E-07	0.24331783	9.45718E-08
	TOTAL	0.02200751	0.25753003	0.005667595

Fonte: Autor

4.2 RBTS BARRA 4 COM TRANSFERÊNCIAS DE CARGA

Seguindo a validação do programa escrito utilizando partes do algoritmo de cálculo dos parâmetros, considerando transferências de carga automáticas e manuais, tanto pelos alimentadores do SDMT, quanto por manobras nos barramentos da subestação desenvolvida por Silva (2017), serão comparados os resultados obtidos na obra de Gupta (1991) e Silva (2017) com os resultados encontrados pelo autor deste trabalho.

Para os valores de transferência de carga, foram utilizados os valores mostrados por Silva (2017), foi considerado o carregamento normal dos transformadores, das linhas de distribuição e alimentadores. Os percentuais de transferência de carga entre os alimentadores são informados na Tabela 8, a topologia da rede é mostrada na Figura 15.

A Tabela 8 mostra o percentual que cada alimentador suporta da carga a ser salva pela manobra. Destaca-se que no caso de uma falha na barra SP1-33 kV, nenhuma transferência de carga é possível, uma vez que é a barra que alimenta todas as demais subestações. Para este teste, foram consideradas apenas manobras manuais, que ocorrem, em média, uma hora após a falta. Já para todas as outras falhas, 100 % da carga pode ser transferida.

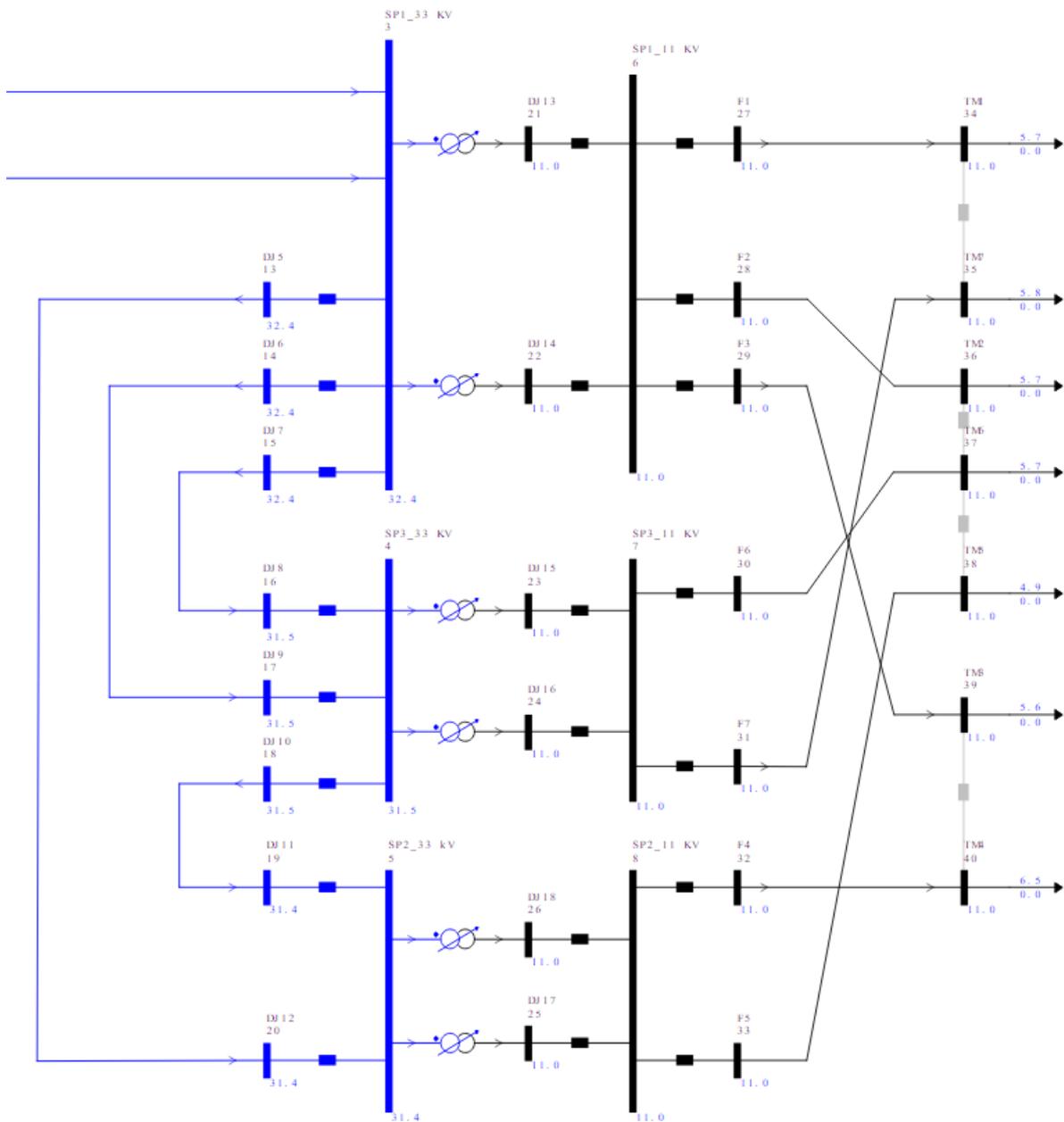
Tabela 8 – Percentuais de Transferência de Via SDMT - RBTS Barra 4

Falha	Percentual de Transferência de Carga Via Rede de MT							
	Alimentadores Interligáveis							
	F1	F2	F3	F4	F5	F6	F7	Total
SP1_33 kV	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
SP3_33 kV	80%	80%	0%	0%	0%	0%	0%	100%
SP2_33 kV	0%	0%	82%	0%	0%	81%	0%	100%
SP1_11 kV	0%	0%	0%	50%	59%	54%	54%	100%
SP3_11 kV	80%	80%	0%	0%	0%	0%	0%	100%
SP2_11 kV	0%	0%	82%	0%	0%	81%	0%	100%

Fonte: (SILVA, 2017)

Nota-se na Figura 16 que os valores de FEC não são afetados pelas transferências de carga. A seguir, serão comparados as reduções percentuais de dos índices obtidos pelo autor com as reduções obtidas na obra de Silva (2017), como mostrado na Tabela 9, considerando as diferenças na metodologia e equações. Mesmo as reduções de DEC calculadas pelo programa se mostrando diferentes das encontradas por Silva (2017) para as falhas de primeira e segunda ordem, como mostrado na Tabela 9. O resultado obtido é satisfatório para exemplificar o impacto das transferências de carga nos indicadores de confiabilidade, mostrando o valor dessa recursividade operativa.

Figura 15 – Representação do Sistema Teste com Alimentadores Interligáveis



Fonte: Adaptado de Silva (2017)

4.3 EXEMPLO DE APLICAÇÃO

O programa desenvolvido utilizando o material apresentado neste trabalho tem a finalidade de auxiliar nos estudos dos ganhos das obras previstas no horizonte do Planejamento da expansão de uma concessionária de distribuição de energia elétrica a fim de de ranquear essas obras de acordo com o seus investimento e retornos. No Exemplo a ser apresentado neste documento, para fins de simplificação, será avaliado somente a estimativa de redução de

Figura 16 – Resultados Obtidos Pelo Programa

	SE	BARRA D	FALHA 1	FALHA 2	U	DEC	FEC	EMND ME	EMND MA
1	SP1	6	SP1-11 KV		0.0028	0.0018	0.011	0.019	0.031
2	SP1	6	SP1-33 KV		0.0028	0.0028	0.011	0.03	0.048
3	SP1	6	TR SP1 33/11 (1)	TR SP1 33/11 (1)	6e-06	2.4e-07	3.4e-06	2.5e-06	4.1e-06
4	SP1	6	DJ13	TR SP1 33/11 (1)	7.6e-07	1.5e-07	1.9e-06	1.6e-06	2.5e-06
5	SP1	6	TR SP1 33/11 (1)	DJ14	7.6e-07	1.5e-07	1.9e-06	1.6e-06	2.5e-06
6	SP1	6	DJ13	DJ14	9.3e-08	3.1e-08	3.7e-07	3.3e-07	5.4e-07

Número de unidades consumidoras do conjunto: 2183
 Número de unidades consumidoras atingidas: 2183
 Demanda Média do Ponto de Carga: 10,43
 Demanda Máxima do Ponto de Carga: 17,04
 Seleccione a Falha: TR SP1 33/11 (1) <-> TR SP1 33/11 (1)
 Percentual de consumidores transferíveis instantaneamente para outro(a) transformador/linha (DJ via AT), ou por TA (via MT) [%]: 0
 Percentual de consumidores transferíveis manualmente via alimentadores MT de outras subestações via chaveamento [%]: 100
 Tempo de acionamento manual da(s) chave(s) para transferir a carga para alimentadores de outras subestações [h]: 1

Fonte: Autor

Tabela 9 – Reduções do DEC devido Transferência de Carga

Barra	Ordem	DEC Autor [horas/ano]		Redução [%]	DEC Silva [horas/ano]		Redução [%]
		S/ Transf.	C/ Transf.		S/ Transf.	C/ Transf.	
SP1_11 KV	1ª	5,66E-03	4,66E-03	18	3,94E-03	2,97E-03	24,44
	2ª	7,60E-06	5,69E-07	93	7,08E-06	1,19E-06	83,13
	Total	5,67E-03	4,66E-03	18	3,95E-03	2,98E-03	24,55
SP3_11 KV	1ª	8,49E-03	6,49E-03	24	5,96E-03	3,94E-03	33,82
	2ª	7,60E-06	5,69E-07	93	7,08E-06	1,19E-06	83,13
	Total	8,49E-03	6,46E-03	24	5,96E-03	3,94E-03	33,88
SP2_11 KV	1ª	8,49E-03	6,49E-03	24	5,96E-03	3,94E-03	33,82
	2ª	1,61E-03	7,04E-05	96	1,58E-03	3,92E-04	75,09
	Total	1,01E-02	6,56E-03	35	7,53E-03	4,33E-03	42,46
Total Sistema		2,43E-02	1,77E-02	27	1,75E-02	1,12E-02	35,47

Fonte: Autor

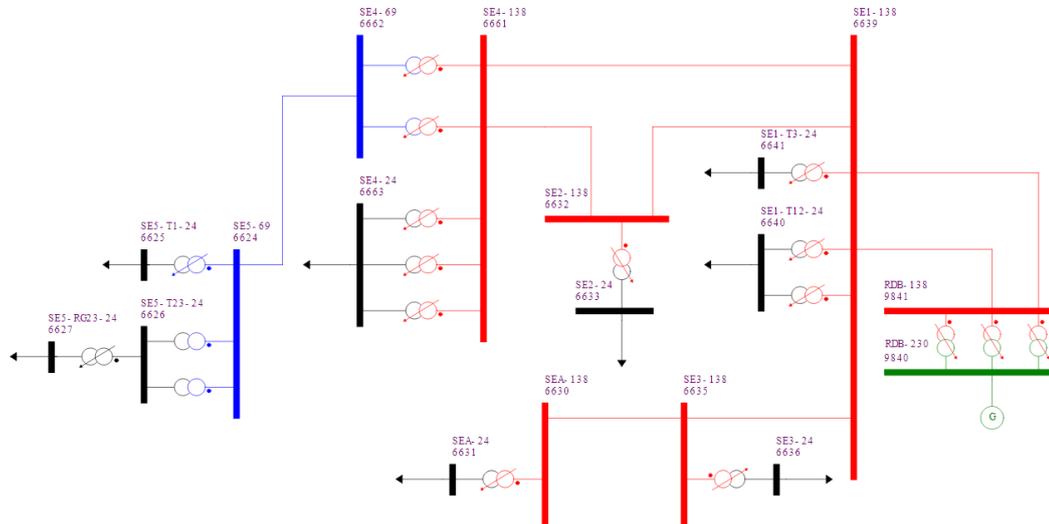
indicadores de continuidade para uma das obras e subestações do sistema. Apesar dessa obra proposta possuir efeitos também em outras subestações.

4.4 SISTEMA REAL - SDAT 13 BARRAS

A Figura 17 representa uma SDAT real de uma distribuidora de energia elétrica, deseja-se ranquear possíveis obras de expansão utilizando diversos fatores, dentre esses fatores, a

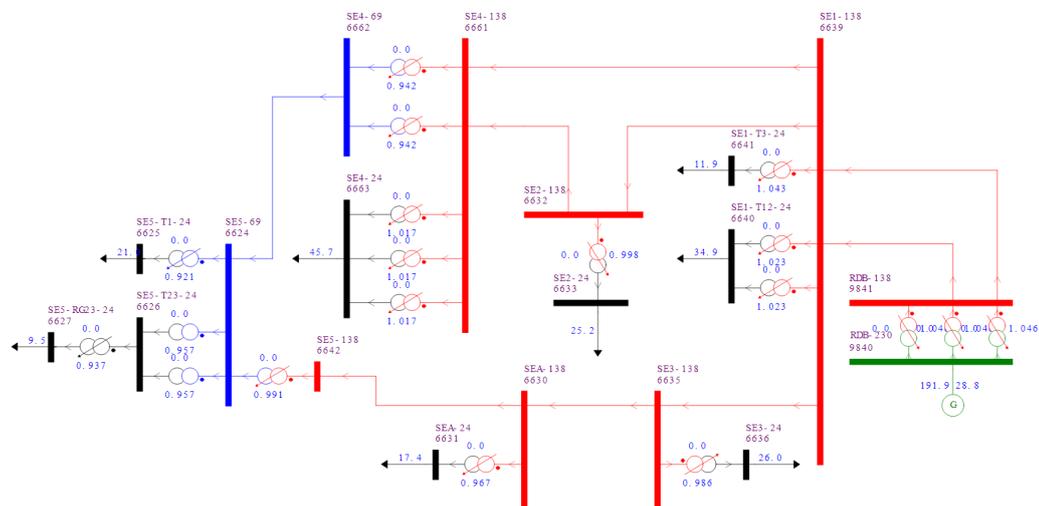
melhoria nos indicadores de continuidade, neste trabalho, será analisada as melhorias devido a obra mostrada na Figura 18.

Figura 17 – SDAT Atual



Fonte: Autor

Figura 18 – SDAT Após Obra



Fonte: Autor

Nota-se, pelo sistema antes da obra, que a SE 138/23 kV SEA (SUBESTAÇÃO ANALISADA), é atendida de forma radial por uma LD com nível de tensão 138 kV com origem na SE SE3, com 29,5 km de comprimento, de maneira consecutiva, a SE SE3 também é atendida de forma radial por uma LD 138 kV com origem em SE1, de 32,3 km de extensão. Finalmente a SE 138/23 kV CCC é atendida por um circuito duplo com 2,3 km em 138 kV com origem em uma subestação da Rede Básica 230/138 kV.

A proposta de obra sugerida pela agência regional responsável pelas subestações mostradas na Figura 17, mostra uma nova LD 138 kV, conectando a barra 6630 a subestação SE5, essa linha tornará o sistema mais malhado e por consequência mais robusto a faltas nos equipamentos.

Na SE SEA, uma única unidade transformadora 138/23 kV, com Potência Nominal de 26,67 MVA atende os consumidores finais da região. Portanto, esta subestação possui uma fonte radial de mais de 60 km, sem recursividade, o que tende a aumentar a probabilidade de falhas no sistema que resultem em indisponibilidade do fornecimento de energia a esses consumidores, uma vez que as taxas de falha em LDs são proporcionais a seus comprimentos, e adicionando a isso, a LD que liga SE3 a SE1 é sustentada por postes de madeira, que possuem taxas de falha superiores quando comparados a linhas sustentadas por estruturas de alvenaria ou metálicas.

Os dados estocásticos utilizados para a análise inicial da confiabilidade deste sistema foram utilizados os valores *default* mostrados na Tabela 1 Seção 3.1.8.

Para esse caso em análise, não estão mapeados todas as transferências de carga possíveis de serem realizadas, nem os dados estocásticos das falhas para os equipamento da região. Portanto, visando melhorar a avaliação do impacto da obra, serão estudados os valores antes de depois da obra mostrada.

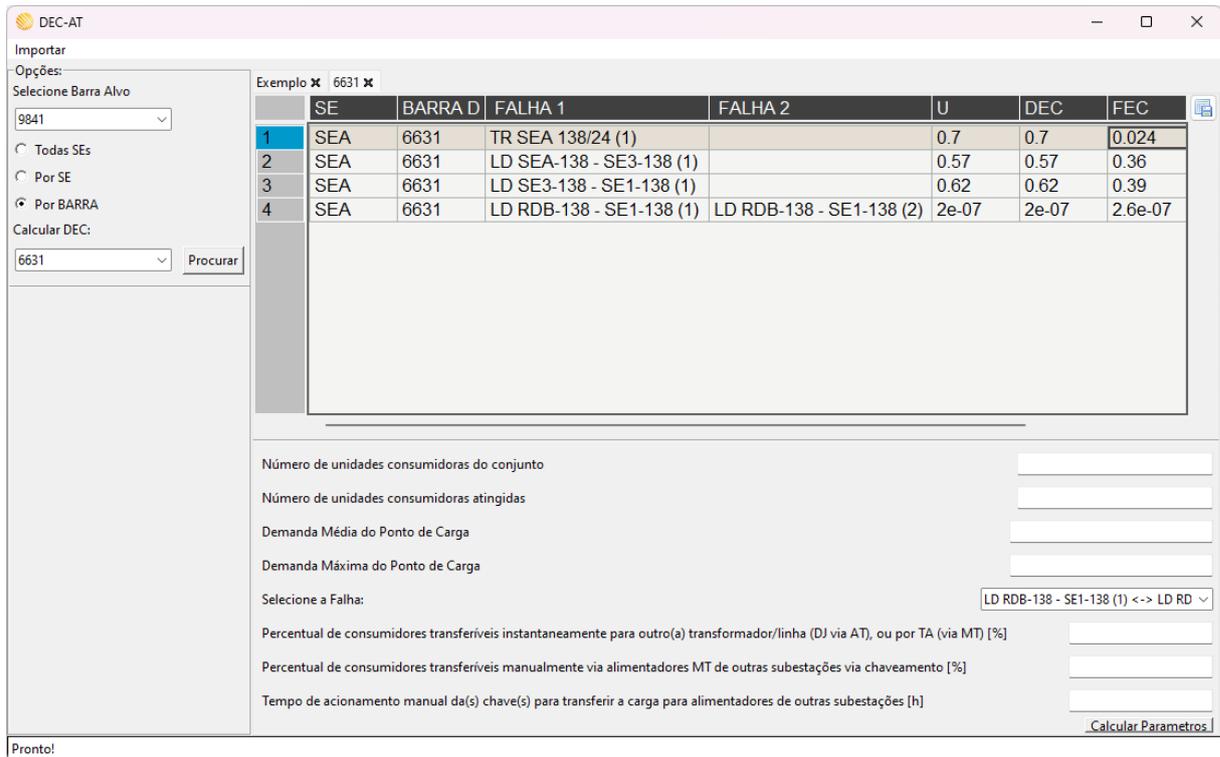
Não será considerada a possibilidade de transferência de carga via alimentadores de média tensão para sistemas vizinhos que não tenham sido afetados pela falha. Já para sistemas de alta tensão, a falha de um elemento pertencente a um conjunto mínimo de corte de segunda ordem não resultará em corte de carga, ou seja, considera-se que ambos elementos tem a capacidade de suportar a carga individualmente.

4.5 INDICADORES ANTES DA OBRA

Para verificar o impacto da obra nos índices de confiabilidade para a SE SEA (SUBESTAÇÃO ANALISADA), primeiro importa-se o arquivo da rede em seu estado atual e seleciona-se a subestação de interesse para o estudo. O programa lista os conjuntos mínimos de corte atrelados a subestação, como observado na Figura 19.

Nota-se que a SE SEA possui três modos de falha de primeira ordem e um de segunda ordem no sistema atual. Dentre as falhas de primeira ordem, encontram-se um transformador 138/24 kV, presente na própria SE, e as linhas que conectam a subestação SEA até a saída da Rede Básica. Qualquer falha em um desses componentes da rede, fará com que SEA fique sem fornecimento de energia via alta tensão. O evento de modo 2 encontrado são as próprias linhas de distribuição oriundas da barra de saída da subestação da rede básicas, nota-se a que

Figura 19 – Saída do programa para a SE SEA no sistema atual



Fonte: Autor

a contribuição desse modo de falha para a indisponibilidade total é pequena.

4.6 INDICADORES DEPOIS DA OBRA

Após a análise da topologia do sistema considerando a obra estruturante temos a saída do programa mostrado em Figura 20.

Devido a inserção da LD SEA - SE5 138 kV, reduziu-se o número de falhas de primeira ordem em 2 falhas e e fora acrescentadas 6 falhas de segunda ordem. É possível calcular a redução no DEC e FEC estimado pelo software, conforme mostrado em Tabela 10.

Tabela 10 – Comparação do Sistema

Caso	DEC [horas/ano]	FEC [falhas/ano]
Antes	1,886E+00	7,800E-01
Depois	6,977E-01	2,493E-02
Redução	63,01 %	96,80 %

Percebe-se que a configuração do sistema em anel (após a obra), reduz consideravelmente os indicadores devido a redução de eventos de falha de ordem 1, porém os valores encontrados pelo programa não representam a realidade operacional do sistema, pois não

Figura 20 – Saída do programa para a SE SEA no sistema pós obra

DEC-AT

Importar

Opções:

Selecione Barra Alvo

9841

Todas SEs

Por SE

Por BARRA

Calcular DEC:

6631

Exemplo x 6631 x

	SE	BARRA D	FALHA 1	FALHA 2	U	DEC	FEC
1	SEA	6631	TR SEA 138/24 (1)		0.7	0.7	0.024
2	SEA	6631	LD SE3-138 - SE1-138 (1)	LD SE5-69 - SE4-69 (1)	0.0004	0.0004	0.00034
3	SEA	6631	LD SEA-138 - SE3-138 (1)	LD SE5-69 - SE4-69 (1)	0.00037	0.00037	0.00031
4	SEA	6631	LD SE3-138 - SE1-138 (1)	TR SE5 138/69 (1)	5.6e-05	5.6e-05	3.7e-05
5	SEA	6631	LD SEA-138 - SE3-138 (1)	TR SE5 138/69 (1)	5.1e-05	5.1e-05	3.4e-05
6	SEA	6631	LD SE3-138 - SE1-138 (1)	LD SEA-138 - SE5-138 (1)	4.4e-05	4.4e-05	5.6e-05
7	SEA	6631	LD SEA-138 - SE3-138 (1)	LD SEA-138 - SE5-138 (1)	4e-05	4e-05	5.1e-05
8	SEA	6631	LD RDB-138 - SE1-138 (1)	LD RDB-138 - SE1-138 (2)	2e-07	2e-07	2.6e-07

Número de unidades consumidoras do conjunto

Número de unidades consumidoras atingidas

Demanda Média do Ponto de Carga

Demanda Máxima do Ponto de Carga

Selecione a Falha:

Percentual de consumidores transferíveis instantaneamente para outro(a) transformador/linha (DJ via AT), ou por TA (via MT) [%]

Percentual de consumidores transferíveis manualmente via alimentadores MT de outras subestações via chaveamento [%]

Tempo de acionamento manual da(s) chave(s) para transferir a carga para alimentadores de outras subestações [h]

Pronto!

Fonte: Autor

foram utilizados os dados históricos dos equipamentos. Entretanto, a análise ainda tem valor por mostrar um ganho significativo na confiabilidade do sistema.

5 CONCLUSÃO

Este trabalho apresentou os principais métodos relacionados à análise de confiabilidade de sistemas elétricos de potência. Durante os estudos constatou-se que a maioria dos trabalhos nesse tema, tem como escopo de estudo o primeiro nível hierárquico e reconfiguração da rede de distribuição de energia elétrica.

A partir dos trabalhos de Silva (2017) e Nunes (2017), foi verificada a possibilidade de adaptação dos métodos para a avaliação dos sistemas de distribuição em alta tensão. Dentre os métodos estudados, a metodologia que apresenta a melhor atendeu as necessidades impostas para a ferramenta a ser desenvolvida, para a obtenção dos índices de confiabilidade foi o método dos Conjuntos Mínimos de Corte, utilizando a representação estocástica da rede e a redução equivalente do SDAT.

Em seguida, foi desenvolvido um programa em linguagem *python* que aplicasse essa metodologia seguindo os requisitos apresentados pelos trabalhos de Silva (2017) e Gupta (1991). O programa então foi validado utilizando o sistema teste IEEE - RBTS - Barra 4, que foi estudado em ambos trabalhos citados anteriormente, constatando-se que os valores para o sistema sem transferências de carga convergiam. Ao final, o programa foi utilizado para estudar o ganho em confiabilidade de uma obra de um sistema real, primeiro analisando a confiabilidade da topologia atual do sistema em voga e comparando com os resultados obtidos com a topologia do sistema após a obra.

Além disso, foram avaliados dois casos diferenciando-os em nível de detalhe quanto as possibilidades de transferência de carga e recursividade do sistema. Visando avaliar melhor os impactos da utilização ou não das transferências automáticas e manuais de carga entre elementos do sistema, quando em situação de contingência.

A partir dos resultados obtidos, foi possível observar que a metodologia aplicada gerou resultados promissores. Ficou evidente, a partir dos resultados obtidos, que as transferências de carga que ocorrem durante uma contingência, impactam substancialmente os índices de confiabilidade, e não podem ser desconsiderados durante a análise do DEC.

As diferenças entre os resultados obtidos via simulação neste estudo e os índices mostrados pela distribuída no mesmo período de observação mostram que os dados de taxas de falhas, tempos de reparo e de manobra, bem como os quantitativos de transferência de carga precisam ser tratados com atenção para que a simulação represente de forma satisfatória o SEP, e por fim, consiga prever contingências e reduções de índices de confiabilidade satisfatórios.

Este tratamento refinado de dados mostra-se imprescindível, pois, devido à natureza e à ordem de grandeza dos parâmetros utilizados para calcular os indicadores de confiabilidade do SDAT, caso sejam utilizadas aproximações ou estimativas não baseadas em dados históricos

confiáveis da própria rede a ser analisada, os resultados obtidos devem ser utilizados com cautela.

Todavia, o programa é capaz de mostrar quais obras seriam mais significativas em relação ao aumento da confiabilidade do sistema, utilizando o parâmetro da redução percentual dos indicadores de confiabilidade, cumprindo com o objetivo de se desenvolver um programa de fácil utilização que auxiliasse a Divisão de Planejamento da Expansão (DVPE) na classificação das obras do SDAT.

5.1 TRABALHOS FUTUROS

Para os trabalho futuros são sugeridos:

- Estudar e validar os dados estocásticos de falha da rede real, para assim obter valores mais acurados ao utilizar o programa;
- Utilizar uma linguagem de programação mais eficaz, como C++ ou java, para acelerar o computo dos caminhos mínimos para redes mais complexas;
- Implementar formas de calcular o fluxo de potência no próprio programa, assim permitindo obter os percentuais de transferência de carga no próprio programa.

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST**. Brasília, dez. 2021.

Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2021956.html>. Acesso em: 21 abr. 2023.

BILLINTON, R.; ALLAN, R. N. **Reliability Evaluation of Engineering Systems: Concepts and Techniques**. 2. ed. Nova York, NY: Springer, 1992.

_____. **Reliability Evaluation of Power Systems**. 2. ed. Nova York e Londres: Plenum Press, 1996.

BILLINTON, R.; GUPTA, R.; GOEL, L. **Reliability Evaluation of Subtransmission Systems**. In: _____.

BILLINTON, Roy; SATISH, J. Predictive assessment of bulk-system-reliability performance indices. In: Disponível em: <https://api.semanticscholar.org/CorpusID:110872774>.

BOLLEN, J. M. H. **Understanding Power Quality Problems: Voltage Sags and Interruptions**. Nova York: IEEE Press Series on Power Engineering, 2000.

BONDY, J. A.; MURTY, U. S. R. **Graph Theory With Applications**. 5. ed. Nova York, NY: Elsevier Science Publishing Co., Inc., 1976.

GUPTA, R. **RELIABILITY EVALUATION OF SUBTRANSMISSION CONFIGURATIONS IN ELECTRIC POWER SYSTEMS**. Jun. 1991. Master Thesis – University of Saskatchewan, Saskatoon, Saskatchewan.

KAGAN, N.; ROBBA, E. J.; SCHMIDT, H. P. **Estimação de Indicadores de Qualidade de Energia**. São Paulo: Edgard Blucher, 2009.

MELLO, J.C.O. *et al.* Application of chronological load modeling in composite reliability worth evaluation. **Electric Power Systems Research**, v. 40, n. 3, p. 167–174, 1997. ISSN 0378-7796. DOI: [https://doi.org/10.1016/S0378-7796\(96\)01150-9](https://doi.org/10.1016/S0378-7796(96)01150-9). Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779696011509>.

MELO, A. C. G.; PEREIRA, M. V. F.; SILVA, A. M. L. da. **Frequency and Duration Calculations in Composite Generation and Transmission Reliability Evaluation**. **IEEE Trans. on Power Systems**, 7, nº. 2, p. 496–476, mai. 1992.

NUNES, J. S. **Impacto da confiabilidade de Redes de Transmissão e Subtransmissão nos índices de desempenho de Sistemas de Distribuição**. Dez. 2017. Dissertação

- (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, MG.
Disponível em: <https://repositorio.unifei.edu.br/jspui/handle/123456789/1051>.
- OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA. **Qualidade do Suprimento**. 2023. Disponível em: <https://www.ons.org.br/paginas/resultados-da-operacao/qualidade-do-suprimento>. Acesso em: 5 mai. 2023.
- PEREIRA, M.V.P.; BALU, Neal J. Composite generation/transmission reliability evaluation. **Proc. IEEE**, v. 80, p. 470–491, 1992. Disponível em: <https://api.semanticscholar.org/CorpusID:62599752>.
- ROSA, Mauro Augusto da. **Agent-based Technology Applied to Power Systems Reliability**. 2010. Tese (Doutorado) – Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Portugal.
- RUBINSTEIN, R. Y; KROESE, D. P. **Simulation and the Monte Carlo Method**. 2nd. [S.l.]: JOHN WILEY & SONS, INC, 2007.
- SANTOS, Erika Pequeno dos. **Estratégias de Análise em Regime Permanente para Avaliação de Confiabilidade Composta de Sistemas de Energia Elétrica**. Set. 2019. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, SC.
- SILVA, A. M. L da *et al.* *Integrated reliability evaluation of generation, transmission and distribution systems*. **Proc. IEE-GTD**, v. 149, p. 1–6, fev. 2002. DOI: 10.1049/ip-gtd:20020081.
- SILVA, F. S. da. **Método para avaliar a confiabilidade estrutural de sistemas de subtransmissão de energia integrados à distribuição**. Ago. 2017. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de São João Del-Rei, Belo Horizonte, MG. Disponível em: <https://www.ufsj.edu.br/portal2-repositorio/File/ppgel/137-2017-08-17-DissertacaoFernandoSebastiao.pdf>.
- THOMOPOULOS, N. T. **Essentials of Monte Carlo Simulations: Statistical Methods for Building Simulation Models**. Nova York, NY: Springer, 2013.