

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA MARIA
CENTRO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

Railson Severiano de Sousa

**ALOCAÇÃO ESTOCASTICAMENTE ROBUSTA DE CHAVES
AUTOMÁTICAS EM REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA
ELÉTRICA**

**Santa Maria, RS
2018**

Railson Severiano de Sousa

**ALOCAÇÃO ESTOCASTICAMENTE ROBUSTA DE CHAVES AUTOMÁTICAS EM
REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

Dissertação apresentada ao Curso de Mestrado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Área de Concentração em Processamento de Energia, da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS), como requisito parcial para obtenção de grau em **Mestre em Engenharia Elétrica** .

Orientador: Prof. Dr. Mauricio Sperandio

**Santa Maria, RS
2018**

Sousa, Railson Severiano de
Alocação Estocasticamente Robusta de Chaves
Automáticas em Rede de Distribuição de Energia Elétrica /
Railson Severiano de Sousa.- 2018.
93 p.; 30 cm

Orientador: Mauricio Sperandio
Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Santa
Maria, Centro de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em
Engenharia Elétrica, RS, 2018

1. Distribuição de Energia Elétrica 2. Planejamento da
Distribuição 3. Alocação de chaves 4. Incerteza 5.
Simulação de Monte Carlo I. Sperandio, Mauricio II. Título.

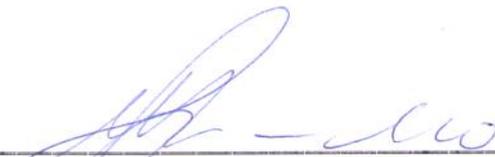
Sistema de geração automática de ficha catalográfica da UFSM. Dados fornecidos pelo autor(a). Sob supervisão da Direção da Divisão de Processos Técnicos da Biblioteca Central. Bibliotecária responsável Paula Schoenfeldt Patta CRB 10/1728.

Railson Severiano de Sousa

ALOCAÇÃO ESTOCASTICAMENTE ROBUSTA DE CHAVES AUTOMÁTICAS EM REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Dissertação apresentada ao Curso de Mestrado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Área de Concentração em Processamento de Energia, da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS), como requisito parcial para obtenção de grau em **Mestre em Engenharia Elétrica**.

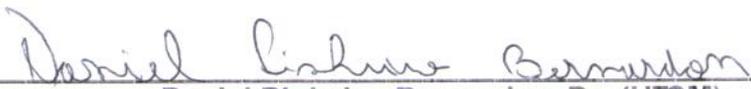
Aprovado 28 de Junho de 2018:



Mauricio Sperandio, Dr. (UFSM)
(Presidente/Orientador)



Arturo Suman Bretas, PhD. (University of Florida, EUA)



Daniel Pinheiro Bernardon, Dr. (UFSM)

Santa Maria, RS
2018

DEDICATÓRIA

*Ao meu pai Raimundo Rufino, o qual na caminhada até esse ponto soube:
incentivar; cobrar; ser amigo; compreender; financiar; e muitas outras coisas, que me
possibilitaram chegar até esse momento.*

AGRADECIMENTOS

A Deus, inteligência suprema, causa primeira de todas as coisas.

À minha família nas figuras do meu pai Raimundo, minha mãe Cláudia (*in memoriam*), meu filho Joaquim, minha madrasta Aíla, meu irmão Arthur. Em especial a minha mulher Déborah, que com sua imensa sensibilidade, amor e afeto fez com que as dificuldades durante a construção desse trabalho (que não foram poucas) se tornassem mais leves e que, em muitos momentos, me deu força para seguir em frente e dar cabo ao mestrado.

A Mauricio Sperandio, pela orientação, amizade e suporte para a construção desse trabalho.

Aos meus companheiros e amigos de CEESP e PES-SB: Criciéle; Carolina; Suelen; Camilo; Priscila; Leonardo; Lucchese; Guilherme Braga e Julia. Foram fundamentais em muitos momentos de discussões que me engrandeceram como profissional e como pessoa. Em particular a Marco Boaski, pelo direcionamento durante a docência orientada.

A todos os servidores da UFSM, em particular, a secretária e ao assistente do PPGEE Luciana Kapelinski e André Borniatti, por todo auxílio e desburocratização, principalmente na emissão de documentos para comprovações junto ao órgão de fomento. Também estendo o agradecimento aos professores Daniel Bernadon, Luciana Canha e ao Fábio Bayer, pelas discussões que engrandeceram esse trabalho.

Aos meus amigos desde a época de graduação que me apoiaram mesmo a distância Leticia, Arnaldo, Luiz Pinheiro, Jéssica, Luís Miguel, Priscila, Ana Amélia, Raissa e Eduardo. Também à JUFRA (Juventude Franciscana), grupo que me recebeu de braços abertos em Santa Maria e com os quais compartilhei muitas sorrisos e reflexões, em particular a Marcela Denardin, Joana Missio, Bruno Flores, Larrisa Sudário, Amanda Rocha, Luiz Valério e Marcio Farinha.

Por fim, ao povo do Maranhão que, com seus impostos, me possibilitou realizar esse mestrado através da bolsa de mestrado financiada pela Fundação de Amparo à Pesquisa e ao Desenvolvimento Científico do Maranhão – FAPEMA.

RESUMO

ALOCAÇÃO ESTOCASTICAMENTE ROBUSTA DE CHAVES AUTOMÁTICAS EM REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

AUTOR: Railson Severiano de Sousa

ORIENTADOR: Mauricio Sperandio

No planejamento de redes de distribuição, a seleção adequada de quantidade e posição de chaves de manobra proporciona uma redução significativa nos índices de confiabilidade e nos custos operacionais. Para tanto, são usados dados históricos de falha. Porém, é um processo estocástico, e as falhas futuras podem divergir muito do que já ocorreu, ocasionando índices fora do programado. Nesse sentido, a simulação de Monte Carlo surge como uma ferramenta para tratar incertezas, criando uma gama de possíveis cenários futuros. Apesar de problema e técnica serem bem estabelecidos, poucos trabalhos têm se ocupado deles para problemas de alocação de equipamentos. Dessa forma, esta dissertação propõe uma metodologia robusta para a alocação de chaves automática em um sistema de distribuição, considerando o efeito estocástico das falhas. A metodologia de alocação das chaves foi baseada em um Algoritmo Genético que utilizou uma Matriz Lógico-Estrutural associada a uma simulação de Monte Carlo não-sequencial para difundir diferentes cenários avaliados em sua função objetivo. Os resultados são apresentados em termos de custos considerando a atual regulamentação brasileira. Foram utilizados dois sistemas testes. O primeiro é amplamente reconhecido nos estudos sobre confiabilidade, o que permite a comparação dos resultados deste trabalho com outras futuras metodologias aplicadas ao tema. Isso é importante para o desenvolvimento do tema, considerando algumas características que não foram abordadas neste trabalho, como faltas transitórias e geração distribuída. Já o segundo compreende um sistema real da região metropolitana de Florianópolis, suas características mostram a adequação da ferramenta a sistemas de grande porte. Para entender o comportamento futuro do sistema foi incluída uma simulação de Monte Carlo sequencial. Vários índices de confiabilidade são previstos em termos de seu valor médio e intervalo de confiança.

Palavras-chave: Planejamento da Distribuição; Incerteza; Simulação de Monte Carlo; Alocação de chaves.

ABSTRACT

STOCHASTICALLY ROBUST PLACEMENT OF AUTOMATIC SWITCH IN POWER DISTRIBUTION SYSTEMS

AUTHOR: Railson Severiano de Sousa
ADVISOR: Mauricio Sperandio

In distribution networks planning, proper selection of quantity and position of switches provides a significant reduction in reliability indices and operating costs. For that, historical failure data is used. However, it is a stochastic process, and future failures may diverge much from what has already occurred, causing off-programmed indices. In this sense, Monte Carlo simulation emerges as a tool to address uncertainties, creating a range of possible future scenarios. Although problem and technique are well established, few papers have dealt with them for equipment allocation problems. Thus, this dissertation proposes a robust methodology for the allocation of automatic switches in a distribution system, considering the stochastic effect of the failures. The methodology of switches allocation was based on a Genetic Algorithm that used a Logical-Structural Matrix associated to a non-sequential Monte Carlo simulation to diffuse different scenarios evaluated in its objective function. The results are presented in terms of costs considering the current Brazilian regulations. Two test systems were used. The first is widely recognized in the reliability studies, which allows the comparison of the results of this work with other future methodologies applied to the topic. This is important for the development of the field, considering some characteristics that were not addressed in this work, such as transient faults and distributed generation. The second one comprises a real system of the metropolitan region of Florianópolis, its characteristics show the suitability of the tool to large systems. To understand the future behavior of the system a sequential Monte Carlo simulation was included. Several reliability indices are predicted in terms of their mean value and confidence interval.

Keywords: Distribution Planning; Uncertain; Monte Carlo Simulation; Switch Placement.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Manobra com Chaves para o Isolamento de Falta.....	13
Figura 2 – Realidade Brasileira: DEC apurado vs. Limite.....	16
Figura 3 – Comparativo do DEC do Brasil com outros países	17
Figura 4 – Curva de Carga para Alimentador Comercial e Residencial em Dia Útil.....	24
Figura 5 – Chaves de Manobras Manual e Automática	26
Figura 6 – Obtenção do pior cenário possível	37
Figura 7 – Distribuições de probabilidade obtidas por sorteio com números aleatórios..	42
Figura 8 – Diagrama de espaço de estado dos elementos	44
Figura 9 – Processo de convergência em uma Simulação de Monte Carlo	45
Figura 10 – Fluxograma Básico da Metodologia	48
Figura 11 – Exemplo de um alimentador simplificado com equipamentos de proteção..	52
Figura 12 – Obtenção da MLE por Matrizes em Pilha	58
Figura 13 – Fluxograma da Simulação de Monte Carlo Sequencial.....	60
Figura 14 – Sistema de Distribuição RBTS Barra 2.....	63
Figura 15 – Conjunto de alimentadores pertencentes à região de Florianópolis.....	67
Figura 16 – <i>Candlestick</i> do DEC e FEC por alimentador	71
Figura 17 – <i>Candlestick</i> do CAIDI e CAIFI por alimentador	71
Figura 18 – <i>Candlestick</i> do ENS e custo por alimentador	72
Figura 19 – Histograma do valor médio e intervalo de confiança para o DEC	77
Figura 20 – Histograma do valor médio e intervalo de confiança para o CAIDI	77
Figura 21 – Histograma do valor médio e intervalo de confiança para o FEC.....	78
Figura 22 – Histograma do valor médio e intervalo de confiança para o CAIFI.....	78
Figura 23 – Histograma do valor médio e intervalo de confiança para a ENS	79
Figura 24 – Melhor, pior e cenário médio para o DIC de todas as barras de carga	80
Figura 25 – Melhor, pior e cenário médio para o FIC de todas as barras de carga	81
Figura 26 – Histogramas dos valores mínimo, médio e máximo para o DMIC.....	82

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Montante de Compensações aos consumidores entre 2010 e 2017	18
Tabela 2 – Valores de Z_c para diferentes níveis de confiança	40
Tabela 3 – Matriz de Tempos (T)	52
Tabela 4 – Matriz de Taxas de Falha Associadas (F).....	54
Tabela 5 – Matriz Lógico-Estrutural (MLE).....	54
Tabela 6 – Matriz Lógico Estrutural modificada para o Cálculo da Frequência	56
Tabela 7 – Solução e variações da taxa de falha	64
Tabela 8 – Comparativo dos Indicadores com e sem alocação no RBST barra 2. ...	65
Tabela 9 – Resultado da alocação das chaves por alimentador e subestação.....	68
Tabela 10 – Efeito percentual da alocação sobre os indicadores por SE	69
Tabela 11 – Alguns resultados da avaliação sequencial	73
Tabela 12 – Resultado da alocação das chaves por alimentador e subestação.....	75
Tabela 13 – Comparação dos indicadores para as análises realizadas	83

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

2PEM	<i>Two Point Estimate Method</i>
3PEM	<i>Three Point Estimate Method</i>
AENS	<i>Average Energy Not Supplied</i>
AG	Algoritmo Genético
AM	Algoritmo Memético
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
A μ G	Algoritmo Microgenético
CAIDI	<i>Customer Average Interruption Duration Index</i>
CAIFI	<i>Customer Average Interruption Frequency Index</i>
CEER	<i>Council of European Energy Regulators</i>
CEMIG	Companhia Energética de Minas Gerais
CSA	<i>Clonal Selectional Algorithm</i>
DEC	Duração Equivalente das Interrupções por Conjunto de Consumidores
DIC	Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora
DICRI	Duração da Interrupção Individual ocorrida em dia Crítico por Unidade Consumidora ou ponto de conexão
DMIC	Duração máxima de interrupção contínua por unidade consumidora ou ponto de conexão
ECOST	<i>Expected Customer Damage Cost</i>
EIA	<i>U. S. Energy Information Administration</i>
ENS	Energia Não Suprida
FEC	Frequência Equivalente das Interrupções por Conjunto de Consumidores
FPO	Fluxo de Potência Ótimo
FIC	Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora
IC	Intervalo de Confiança
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
iPSO-MC	<i>Improved PSO Monte Carlo</i>
MLE	Matriz Lógico Estrutural
NA	Normalmente Aberta
NF	Normalmente Fechada
nReam	Número de Taxas Reamostradas
ns	Número de Iterações
PLIM	Programação Linear Inteira Mista
PSO	Otimização por Enxame de Partículas
REI	Redes Elétricas Inteligentes
SAIDI	<i>System Average Interruption Duration Index</i>
SAIFI	<i>System Average Interruption Frequency Index</i>
SMC	Simulação de Monte Carlo
TA	Tempo de Acionamento
TR	Tempo de Reestabelecimento ou Reparo
TS	Tempo de Seccionamento
TSA	Tempo de Seccionamento Automático
TT	Tempo de Transferência
TTF	Tempo para Falhar

SUMÁRIO

1.	INTRODUÇÃO	11
1.1.	MOTIVAÇÃO.....	15
1.2.	JUSTIFICATIVA.....	20
1.3.	OBJETIVOS.....	20
1.3.1.	Objetivo Geral	20
1.3.2.	Objetivos Específicos	21
1.4.	CONTRIBUIÇÕES E DELIMITAÇÕES.....	21
1.5.	ORGANIZAÇÃO DOS CAPÍTULOS.....	22
1.6.	RESUMO.....	22
2.	CHAVES AUTOMÁTICAS E O PROCESSO DE ALOCAÇÃO	23
2.1.	ESTADO DA ARTE.....	28
2.2.	RESUMO.....	35
3.	MODELO POR SIMULAÇÃO E TEORIA DE PROBABILIDADE	36
3.1.	SIMULAÇÃO DE MONTE CARLO.....	40
3.1.1.	Eficiência e Número de Amostras	45
3.2.	RESUMO.....	46
4.	METODOLOGIA PROPOSTA	47
4.1.	ALGORITMO GENÉTICO.....	49
4.2.	MATRIZ LÓGICO-ESTRUTURAL.....	51
4.2.1.	Obtenção de Indicadores com a MLE	55
4.3.	SIMULAÇÃO NÃO-SEQUENCIAL.....	57
4.4.	SIMULAÇÃO SEQUENCIAL.....	58
4.5.	RESUMO.....	61
5.	RESULTADOS	62
5.1.	RBTS BARRA 2.....	63
5.2.	SISTEMA REAL.....	66
5.3.	RESUMO.....	83
6.	CONSIDERAÇÕES FINAIS	84
6.1.	PUBLICAÇÕES.....	85
6.2.	SUGESTÃO PARA TRABALHOS FUTUROS.....	86
	REFERÊNCIA	88

1. INTRODUÇÃO

A distribuição é a última etapa do caminho entre a geração da energia e o consumidor final, sendo assim é mais visível aos consumidores. Por outro lado, no sistema elétrico de potência as interrupções são mais frequentes e duradouras no sistema de distribuição, que em todas as demais partes juntas. Considerando os percentuais das interrupções ocorridas na distribuição em relação a todas que atingem o consumidor, estima-se que cerca de 90% das interrupções com 99,5% do tempo de deserregização ocorram na distribuição (ALLAN; BILLINTON, 1993; UNITED STATES, 2017). Embora tais percentuais sejam bem variáveis em relação ao local, tamanho da rede e várias outras características, fica claro a predominância do impacto das interrupções na distribuição em relação ao restante do sistema.

Nesse cenário, o ideal seria eliminar todas as interrupções do sistema de distribuição, no entanto elas são inevitáveis, por isso que manutenções preditivas e preventivas devem ocorrer rotineiramente. Além de ocorrerem, segundo o planejamento da concessionária, as interrupções podem ser ocasionadas por falhas na rede de fornecimento de energia, quando podem causar maiores danos à indústria e às atividades comerciais, além de serem desconfortáveis para os clientes em geral.

Sobre isso Horta (2014), avaliando um conjunto de 3487 interrupções de longa duração da CEMIG (Companhia Energética de Minas Gerais), observou que destas, apenas 20% eram programadas, sendo que 80% representam faltas¹ devido a: equipamentos; erros humanos ou operacionais; fenômenos naturais; abalroamento; o meio ambiente e etc. É interessante perceber que essa característica não se restringe a CEMIG e que, em boa parte das distribuidoras, a grande maioria das interrupções é inesperada (não planejada) e segue características aleatórias. Isso implica que a ocorrência de uma falta reduz o controle que a concessionária tem sobre a sua rede, o que torna maior a extensão dos impactos desse tipo de interrupção.

Assim as estratégias para melhorar a confiabilidade do sistema de distribuição são orientadas para reduzir a frequência, a duração ou os impactos das interrupções

¹ O termo falta é normalmente utilizado para descrever um defeito que leva a um curto-circuito, relacionado ao termo em inglês *fault*. Já o termo falha é utilizado para classificar os motivos causadores das faltas. Uma falta pode ser ocasionada por diferentes tipos de falha.

de longa duração. Muitas ações podem ser elencadas nesse sentido como, por exemplo, aumentar a confiabilidade das partes da rede, o que pode ser obtido: pela substituição de equipamentos em final da sua vida útil por novos e mais confiáveis – menos prováveis a falhar; fazer redundâncias, inserindo vários caminhos entre a fonte principal e as cargas, como nas configurações de rede malhadas ou reticuladas; inserir mais de uma fonte de alimentação como a utilização de gerações distribuídas ou da configuração em anel, no qual duas fontes alimentam as mesmas cargas, entre outros.

Para uma simplificação da coordenação dos elementos de proteção da rede, boa parte dos sistemas de distribuição possui configuração radial, em que há apenas um caminho entre a subestação e as cargas do sistema. Caso ocorra uma falta, o dispositivo de proteção a montante (em direção à subestação) mais próximo é acionado, e todos os consumidores a jusante desse dispositivo são interrompidos (GERS; HOLMES, 2011). Tal característica pode implicar em grandes áreas desenergizadas por longo período de tempo. Em geral, no Brasil, não há grande utilização por parte das concessionárias de configuração malhada, reticulada ou em anel, a não ser em casos específicos, pois tais configurações implicam em uma operação mais complicada da rede, com um custo mais elevado (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2010).

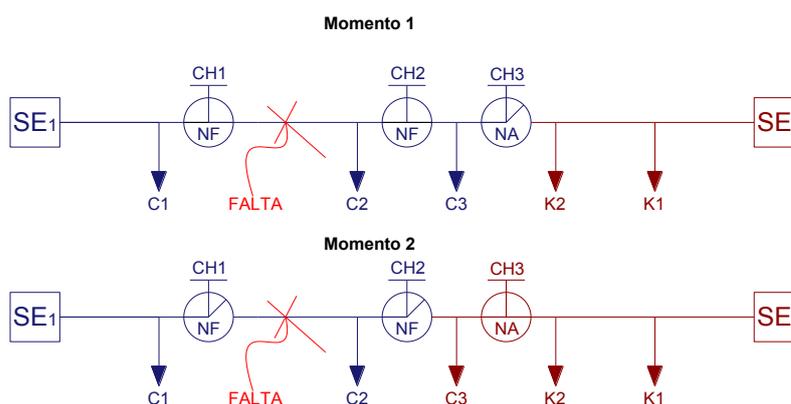
Assim uma das principais estratégias das concessionárias é minimizar a área atingida, reduzindo a duração e a frequência das interrupções para consumidores que não foram diretamente atingidos pela falta. Esse objetivo pode ser obtido inserindo dispositivos de proteção ou de manobra ao longo do alimentador. A descrição de cada um desses dispositivos será realizada em espaço apropriado deste trabalho. No entanto, é importante entender inicialmente que enquanto as proteções são utilizadas para interromper a falta, as chaves de manobra permitem seccionar o alimentador e fazer a interligação entre alimentadores, o que propicia que parte dos consumidores a jusante da falha sejam reenergizados antes que o problema seja reparado. Essa manobra estabelecida pelas chaves recebe o nome de reconfiguração, pois redistribui as cargas entre os alimentadores envolvidos.

As chaves de manobra podem ser alocadas em dois estados, um Normalmente Fechado (NF) e outro Normalmente Aberto (NA). Como o próprio nome sugere a chave NF se mantém fechada e a sua abertura propicia o seccionamento do alimentador. De forma análoga a chave NA permanece aberta e o

seu fechamento permite a conexão entre dois circuitos. Assim para que seja possível a reconfiguração da rede em uma contingência são necessárias chaves em ambos estados. Já a minimização da área atingida pela falta depende, entre outras coisas, da posição das chaves (ALVES; DE SOUSA, 2014).

A reconfiguração também pode ser uma estratégia para reduzir o tempo de desenergização dos consumidores diante de uma falta no sistema de distribuição. A Figura 1 permite ilustrar o funcionamento das chaves nesse cenário

Figura 1 – Manobra com Chaves para o Isolamento de Falta



Fonte: autoria própria adaptado de Sperandio (2008)

Na Figura 1 inicialmente as chaves CH1 e CH2 estão fechadas e a chave CH3 está aberta, com as cargas C1, C2 e C3 abastecidas pelo alimentador da subestação SE1 e as cargas K1 e K2 pelo alimentador da subestação SE2. Esse é o estado normal de operação desse sistema. Quando da ocorrência de uma falta entre as cargas C1 e C2 as chaves CH1 e CH2 são abertas isolando a falta da maior quantidade de cargas possíveis. No momento 2 é exibido que a carga C1 permanece alimentada por SE1, no entanto a C3 passa a ser alimentada por SE2. Essa reconfiguração com o sistema sob contingência será mantida até que a falta seja reparada. Durante esse período a carga C2 permanecerá desenergizada.

É possível inferir algumas implicações a partir da Figura 1. A primeira delas é que a reconfiguração sob contingência visa minimizar os efeitos da falta para o sistema, não suprimi-la completamente, para a grande maioria das faltas ainda haverá cargas desenergizadas por um longo período, como foi o caso de C2. Outro fator importante, é que a manobra só poderá de fato ocorrer caso o alimentador para

o qual a carga é transferida (SE2) seja capaz de suportar esse acréscimo. Caso não seja possível, a manobra se torna ineficaz e, para o exemplo em questão, a carga C3 permaneceria desabastecida pela duração da falta. Por fim, a manobra como um todo depende de uma variável aleatória definida pela posição de ocorrência da falta, o que implica em variações significativas das manobras em relação às aleatoriedades do sistema de distribuição.

Por uma questão de limitação de investimentos o número de chaves é reduzido em um alimentador de distribuição, o que torna ainda mais importante definir a melhor posição para as chaves, de forma que seu uso possibilite o maior retorno para a concessionária. A avaliação da reconfiguração das chaves pode ser realizada com o sistema em operação normal, para melhorar a qualidade da energia, ou sob contingência, o que melhora a continuidade do serviço. O impacto da alocação das chaves pode ser avaliado segundo um ou vários objetivos, dentre os quais os principais são: redução das perdas; balanceamento das cargas entre alimentadores; melhorar o perfil de tensão, minimização da área afetada por falta, etc. (TANG; YANG; MA, 2014).

Segundo Tang, Yang e Ma (2014) as metodologias de alocação mais utilizadas levam em consideração: otimização inteira mista, métodos heurísticos, computacionais e algoritmos inteligentes. Tais metodologias são estratégias para enfrentar a mesma problemática: a explosão combinatória baseada em um processo estocástico. Isso significa que existem muitas combinações possíveis para resolver o problema e, conseqüentemente, mesmo com o auxílio computacional é inviável realizar uma busca com teste de todas as possibilidades para identificar a melhor.

Além de características do sistema, como posição e carga dos consumidores, a principal informação utilizada para definir a posição das chaves é o histórico de faltas ocorridas no alimentador. Esses dados estão sujeitos a incertezas devido à característica aleatória das falhas, ou seja, as falhas futuras podem não ter relação direta com as passadas. Tal divergência tende a ser sutil, no entanto, pela complexidade do processo de alocação de recursos isso representa impactos críticos para os indicadores de confiabilidade esperados (RODRIGUES; SILVA, 2013).

Esse tipo de processo, que contém pelo menos uma variável aleatória, é denominado estocástico. Um sistema estocástico é em geral um sistema complexo do qual não é possível se obter um resultado único, mas um conjunto de

probabilidades acopladas temporalmente (RUBINSTEIN; KROESE, 2017). Para o sistema elétrico implica em não considerar as falhas como eventos de ocorrência certa, ou melhor, não é possível extrair do histórico de ocorrência uma taxa de falha fixa para um determinado período. Isso tem um impacto grande principalmente na previsão e na avaliação da confiabilidade, que para uma aproximação eficiente tem de considerar toda essa aleatoriedade.

A avaliação da confiabilidade do sistema de distribuição é realizada através de indicadores. Os indicadores em geral são utilizados para avaliar a duração, frequência e o impacto das interrupções sobre a energia, para distintos pontos de vista. Existem vários indicadores, nacionais e internacionais, utilizados para tal fim, dentre os quais podem ser classificados em indicadores: coletivos ou do sistema, os quais fazem uma equivalência do indicador para toda a rede; indicadores dos consumidores, os quais sintetizam uma média para a confiabilidade do ponto de vista dos clientes; individuais, que apresentam os valores brutos individuais de cada ponto da rede ou consumidor; e da carga, que avaliam as perdas de potência ou energia associada às interrupções (BILLINTON; ALLAN, 1996).

A obtenção de cada um desses tipos de indicadores pode ser realizada de forma analítica, no qual modelos e equações matemáticas são utilizadas para aproximar o comportamento da rede, ou por meio de simulações, nas quais o comportamento do sistema é avaliado replicando falhas sobre os seus ramos. Ambas as metodologias apresentam pontos positivos e negativos e isso fica claro quando comparados. Enquanto os métodos analíticos são executados mais rapidamente e capazes de obter os valores médios dos indicadores, os métodos simulados possuem um alto custo computacional, mas são capazes de avaliar as características aleatórias da rede e das faltas, dentro de um intervalo de confiança dos indicadores obtidos, quanto à possibilidade de avaliar indicadores extremos, que dependem de valores máximos ou da criticidade.

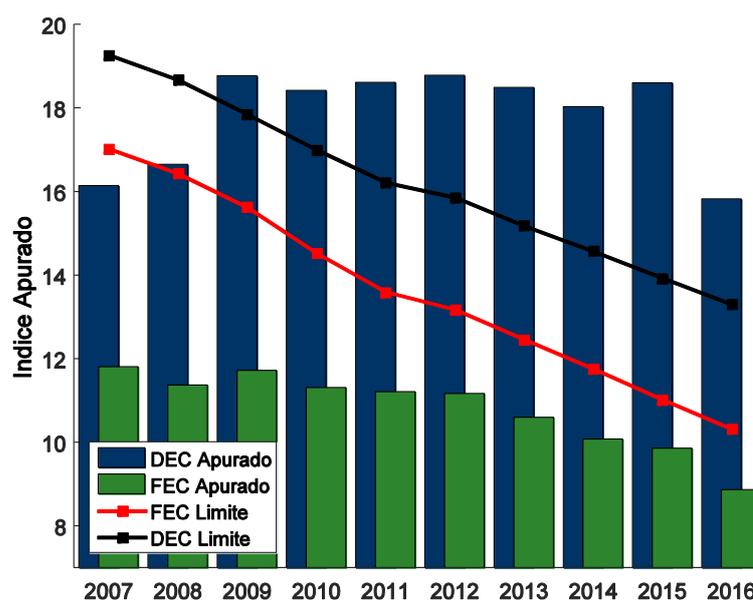
1.1. MOTIVAÇÃO

Como explicado anteriormente, as faltas implicam em transtornos para todos os consumidores da rede. Assim, como medida de redução de tais eventos, órgãos reguladores estabelecem limites admissíveis para a duração e frequência das interrupções. No Brasil a ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) fiscaliza a

continuidade do serviço das concessionárias de distribuição. A agência avalia e compara o desempenho das empresas do setor através do DEC (Duração Equivalente das Interrupções por Conjunto de Consumidores) e do FEC (Frequência Equivalente das Interrupções por Conjunto Consumidor).

A Figura 2 mostra o DEC e o FEC para todos os consumidores do Brasil entre os anos de 2007 e 2016.

Figura 2 – Realidade Brasileira: DEC apurado vs. Limite



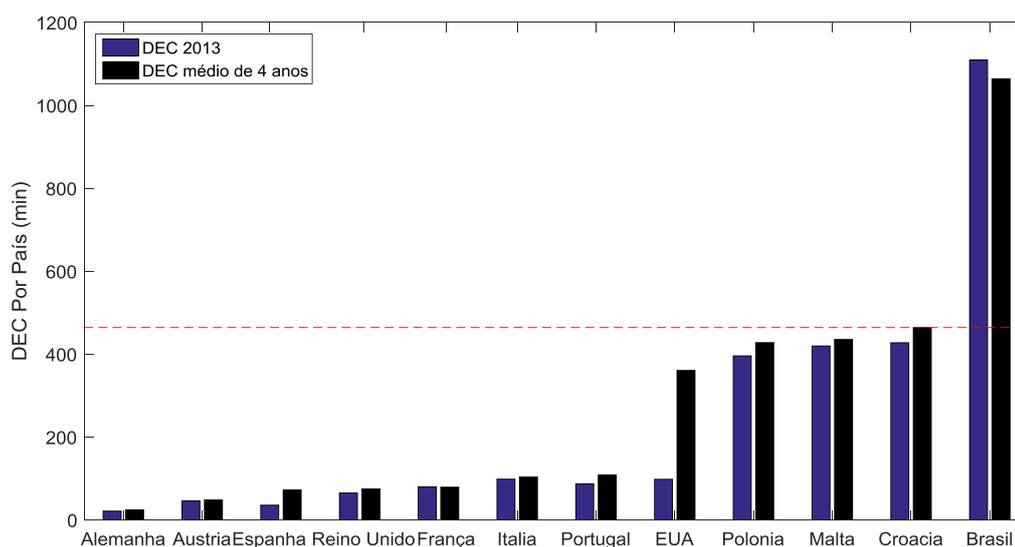
Fonte: autoria própria adaptado de ANEEL (2017)

As barras de cor azul da Figura 2 ilustram o DEC em horas, ou seja, o tempo equivalente que os brasileiros ficaram sem energia elétrica dos anos de 2007 até 2016, em comparação a meta descrita pela linha preta dos mesmos anos. Os dados apontam uma característica geral do Brasil, incluindo o desempenho de todas as concessionárias e permissionárias de distribuição de energia brasileiras. De 2009 a 2016 o DEC apurado foi superior ao DEC limite estabelecido e, apesar de apresentar um desempenho médio, não sendo a realidade de todos os brasileiros, é um importante indicativo da dificuldade em atender um nível de confiabilidade preestabelecido.

O FEC apurado é apresentado nas barras verdes da Figura 2, diferente do apresentado no DEC, não se caracteriza pela ultrapassagem do limite estabelecido ainda. No entanto a tendência do limite para o FEC, ilustrado no gráfico de linhas em

vermelho, vem reduzindo significativamente a cada ano, enquanto o valor apurado para o FEC vem se mantendo quase que constante ou com uma redução muito tímida. Isso implica, que tanto a duração quanto a frequência das interrupções no contexto do Brasil apresentam hoje resultados que necessitam de melhoras significativas.

Figura 3 – Comparativo do DEC do Brasil com outros países



Fonte: autoria própria, com dados de ANEEL (2017); CEER (2016); EIA (2017)

A Figura 3 apresenta um comparativo entre o SAIDI (*System Average Interruption Duration Index*, equivalente internacional do DEC) de alguns países do bloco europeu, de todos os territórios dos EUA, e com o resultado do Brasil já apresentado na Figura 2. O desempenho do Brasil é mais do que 100% pior que a da Croácia, Malta, Polónia ou EUA, que são os 4 países com o pior desempenho médio, dentre os demais. Tal resultado ilustra, principalmente, o quão distante o Brasil está de apresentar os níveis de confiabilidade de países como Alemanha, Áustria e Reino Unido na distribuição de energia. Além de ilustrar que um bom início para a melhoria na duração das interrupções – assim como nos demais índices – reside primeiramente na escala de medição, enquanto no Brasil, como apresentado na Figura 2, o DEC é medido em horas nos demais países da Figura 3 é medido em minutos. Uma escala 60 vezes menor, consequência do baixo desempenho brasileiro.

Esse desempenho, em termos da confiabilidade, fica refletido no montante de compensações pagas pelas concessionárias por infringirem os limites de confiabilidade definidos pela ANEEL. O reflexo da característica apresentado na Figura 2, aparece como alto valor de compensações, apresentado na Tabela 1. É importante sinalizar que os valores entre 2015 e 2016 são os maiores da série histórica e que o valor de 2017 apesar de ter reduzido, ainda está em um patamar bastante elevado.

Tabela 1 – Montante de Compensações aos consumidores entre 2010 e 2017

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Número de Consumidores Compensados (Milhões)	95,09	105,14	107,22	104,75	110,21	125,20	111,61	100,38
Valor das Compensações Devidas (Milhões R\$)	360,80	400,29	437,47	378,55	390,76	656,89	573,42	492,37

Fonte: ANEEL (2017)

Na Tabela 1 fica visível que o montante utilizado para compensar os consumidores brasileiros ultrapassou R\$ 360 milhões em todos os anos analisados e que esse valor, assim como já indicado pela análise da Figura 2, não tem uma clara tendência a ser reduzido. O número de consumidores que receberam compensação foi de cerca de 100 milhões em todos os anos analisados e provavelmente muitos desses consumidores tiveram indicadores acima dos níveis aceitáveis por vários anos consecutivos. No entanto não é possível, com os dados disponibilizados pela ANEEL (2017), designar quantos consumidores passaram por esse tipo de situação.

Realizando a razão entre o montante das compensações e o número de consumidores, o maior valor médio de compensação por consumidor nesse intervalo foi de R\$ 5,25, que apesar de constituir um retorno pela baixa qualidade do serviço, ainda representa um descompasso com a extensão dos desconfortos causados pelos desabastecimentos abruptos.

Do ponto de vista das concessionárias, é interessante apontar que no período de 8 anos há uma despesa acumulada com compensações de R\$ 3,69 bilhões, e que nesse valor não está incluído: multas em contratos de continuidade de energia com empresas; o valor da energia não distribuída que deixa de ser arrecadado pela distribuidora em seu faturamento; substituição de equipamentos da concessionária e de consumidores danificados em decorrência das falhas; além de outros custos diversos que também podem ser atrelados aos custos das interrupções.

Dessa forma, o dinheiro associado ao custo das interrupções implica diretamente em menores lucros às distribuidoras e, muitas vezes, em um montante menor disponível para investimentos na melhoria da rede. Assim, a melhoria da rede se torna mais necessária, já que as interrupções estão acima do esperado, e as restrições financeiras, que as limitam, se tornam mais severas. Portanto, estudos de estratégias que promovam um investimento de alto impacto na confiabilidade são extremamente válidos.

Além do panorama da confiabilidade nacional, é possível identificar a alocação de recursos automáticos, tais quais chaves de manobras e religadores, como uma tendência mundial, para alinhar a realidade da distribuição de energia aos requisitos das Redes Elétricas Inteligentes – REI (do inglês *Smart Grids*). A presença de chaves de manobras é extremamente importante para a gestão e o funcionamento de REI (ZIDAN et al., 2017).

Nesse sentido, segundo Georgilakis e Hatziaargyriou (2015), a alocação de chaves automáticas tem sido recorrente em pesquisas, onde aparece diretamente relacionada ao planejamento das redes de distribuição modernas, tanto de novas quanto da expansão de redes já existentes. Os estudos incluem vários objetivos para essa alocação como, por exemplo: incrementar a qualidade do serviço; permitir maior controle da corrente e viabilizar uma maior penetração de gerações distribuídas; reduzir a energia não distribuída; e reduzir ou postergar investimentos de melhoria da rede. Os autores evidenciaram ainda que embora alguns estudos de planejamento realizem estudos multi-estágio (pseudo-dinâmico) a maioria dos estudos avaliam um planejamento estático para a alocação de chaves por permitirem obter maior recursos da rede, desde o início do seu funcionamento.

Em síntese, a alocação de chaves automáticas possibilita uma redução da duração e da frequência das interrupções de um alimentador de distribuição, minimiza a área afetada por uma falta, reduz o número de consumidores afetados,

mitiga a energia não distribuída e perdas de potência, possibilita reconfigurações da rede e o balanceamento de cargas entre alimentadores.

1.2. JUSTIFICATIVA

A presença de incertezas no sistema elétrico e a noção de que tais variações podem alterar significativamente os resultados esperados pela operação não é algo recente, no entanto pouco ou nenhum esforço foi adicionado aos estudos de planejamento inclui-las em seu escopo. Utiliza-se na maioria dos casos modelos analítico-determinísticos, de modo que despreza completamente que não se possui o completo controle e nem absoluta certeza sobre a natureza dos dados obtidos. Tal fato pode incidir sobre dados de faltas, reestabelecimentos, carga, flutuações de tensão e outras características inerentes ao comportamento da rede elétrica.

No contexto da distribuição, ao se avaliar os contextos supracitados da confiabilidade e da modificação de paradigma para a REI, essa incerteza tendem a ser ainda mais expressiva sobre os propósitos do planejamento. Diante deste cenário em evolução, foi verificada a necessidade de incluir em um estudo de planejamento, sobre alocação de chaves. Para isso, foi criada uma metodologia simulada, que consegue repercutir a incerteza, através da variabilidade dos dados de falta, sobre os indicadores de confiabilidade já amplamente utilizados no setor. Isso inclui estudar previamente na pré-operação (planejamento) indicadores geralmente relegados somente a pós-operação como valores máximos ou críticos.

1.3. OBJETIVOS

1.3.1. Objetivo Geral

- Estudar os efeitos estocásticos das faltas na alocação de chaves automáticas e as consequentes reconfigurações de topologia em um sistema de distribuição de energia elétrica, considerando as perdas elétricas, áreas afetadas, tempo de desenergização e os custos envolvidos;

1.3.2. Objetivos Específicos

- Desenvolver uma ferramenta baseada em algoritmo inteligente para definir a alocação de chaves de manobras em situações de contingência;
- Avaliar o efeito estocástico das falhas através da Simulação de Monte Carlo sobre os indicadores de qualidade de energia do sistema;
- Avaliar o efeito da alocação de chaves sobre distintos indicadores de confiabilidade.

1.4. CONTRIBUIÇÕES E DELIMITAÇÕES

Neste trabalho, considera-se o efeito estocástico das faltas sobre o processo da alocação de chaves automáticas e sobre a avaliação dos efeitos da mesma nos indicadores esperados do sistema. Dessa forma, foi desenvolvida uma ferramenta que inclui distintos cenários de falta no processo de alocação, permitindo incorporar a incerteza como uma variável do processo. A metodologia foi baseada em modelos de simulação de Monte Carlo, que incluem o estudo de distribuição de probabilidade e do número de simulações, o que permite avaliar um intervalo de segurança, no qual os indicadores obtidos são válidos.

Além disso, o trabalho investigou um conjunto de oito indicadores de confiabilidade, incluindo o CAIDI, o CAIFI e FEC e DMIC. Ademais, foram apresentados índices que só podem ser obtidos por simulação e limitações para a obtenção de indicadores críticos e de valores máximos, como o DICRI. O processo de alocação incluiu a busca da quantidade e da posição das chaves, o que ocorreu baseado em um algoritmo genético.

A vasta quantidade e a diversidade de trabalhos, que abordam a alocação de chaves, torna necessária uma delimitação mais rígida deste trabalho. Assim, alguns temas, que podem ser estudados em estudos sobre alocação de chaves, não foram incluído no escopo deste trabalho. Logo, esta dissertação não aborda a ocorrência de falhas transitórias, a presença de geração distribuída ao longo da rede, não faz qualquer avaliação de variação de carga, ou inclui a alocação de chaves manuais ou de interligação entre alimentadores. Nenhum processo de otimização clássica, como *branch and bound* ou programação linear Inteira mista foi utilizada para validação do

processo de busca. Apesar disso, a metodologia de estudo apresentada é compatível com a inclusão futura dos temas supracitados.

1.5. ORGANIZAÇÃO DOS CAPÍTULOS

Esse trabalho foi organizado e dividido em seis capítulos. O presente capítulo refere-se à introdução. No segundo capítulo é discutida a formulação do problema da alocação de chaves, é realizada uma revisão bibliográfica, além do estado-da-arte.

No terceiro capítulo são elucidados os conceitos estatísticos necessários à compreensão da Simulação de Monte Carlo – SMC, no que concerne a uma análise estocástica. Já o quarto capítulo descreve a metodologia utilizada, detalhando sobre o Algoritmo Genético, sobre a codificação e os parâmetros utilizados. É discutida a análise da confiabilidade pela Matriz Lógico-Estrutural e especificado as SMC aplicadas, identificando em quais momentos será empregada cada uma dessas análises.

No quinto capítulo são apresentados os sistemas teste e a partir deles são exibidos e discutidos os resultados. Por fim, no sexto capítulo são apresentadas as considerações finais acerca da pesquisa desenvolvida, bem como uma enumeração de possíveis novos trabalhos incitados por esta dissertação.

1.6. RESUMO

Neste capítulo foi introduzida esta dissertação promovendo uma visão geral sobre a função das chaves de manobras automáticas e sobre o benefício que o projeto de alocação promove no sistema. Os objetivos foram apresentados e as motivações explicadas em termo das condições da confiabilidade no cenário brasileiro. Além disso, foi traçada uma comparação do desempenho brasileiro no tempo de duração das interrupções com outros países da Europa e os EUA. Por fim, foi descrita a importância das chaves para as redes elétricas inteligentes.

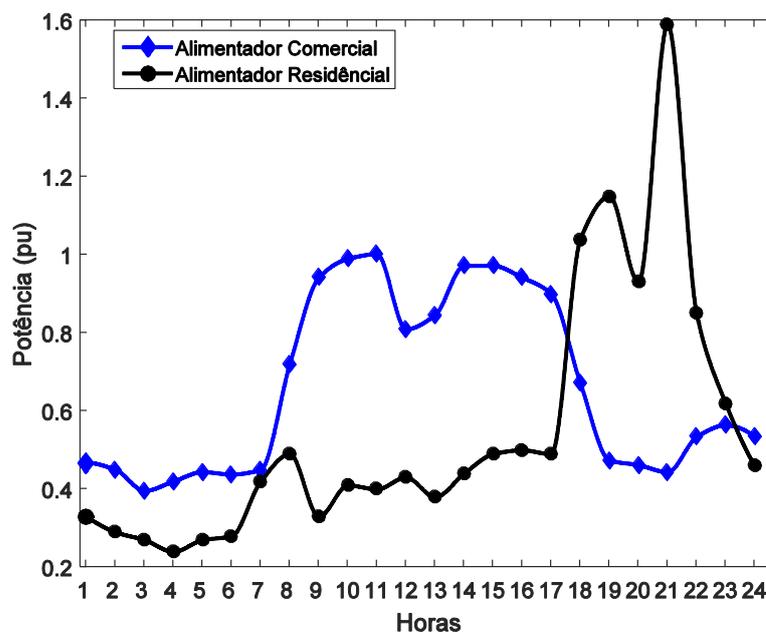
2. CHAVES AUTOMÁTICAS E O PROCESSO DE ALOCAÇÃO

As chaves de manobra são dispositivos capazes de abrir e fechar o circuito permitindo alterar o caminho entre a subestação e os consumidores da rede. Nesse processo é possível manobrar o sistema sem que seja necessário o desligamento das cargas. Tal característica é utilizada para alterar a topologia (ou configuração) da rede de distribuição, comumente denominada de reconfiguração da rede. Quando realizada de maneira adequada pode implicar em vários benefícios para a rede, distribuidoras e clientes, melhorando a qualidade da energia elétrica fornecida, principalmente em sistemas radiais (CARDONA, 2016; TANG; YANG; MA, 2014).

A reconfiguração da rede em funcionamento normal permite melhorar o funcionamento dos alimentadores durante o dia-a-dia das concessionárias. Esse processo é realizado alterando na presença de dois ou mais alimentadores com características de consumidores distintas. Por exemplo, um alimentador com cargas residenciais e outro com cargas comerciais têm características de consumo distintas ao longo do dia. De modo geral, a atividade comercial tem o maior consumo de energia entre as 08 h e as 18 h, Por outro lado, o maior consumo das cargas residências fica entre as 18 h e 22 h. Ambas as curvas podem ser observadas na Figura 4.

Sendo assim, caso existam chaves entre os alimentadores, parte das cargas de cada alimentador podem ser remanejadas no horário adequado, reduzindo os picos de consumo e equilibrando o consumo ao longo do dia. O balanceamento das cargas auxilia a reduzir as perdas nos condutores, bem como a melhorar o perfil de tensão para cada consumidor, sendo esses os dois motivos principais para a sua realização.

Figura 4 – Curva de Carga para Alimentador Comercial e Residencial em Dia Útil



Fonte: Francisquini (2006)

Estudos envolvendo chaves estão longe de serem recentes nos trabalhos sobre a distribuição de energia elétrica. Já em 1987, Aoki et al. (1987) publicaram um artigo sobre a alocação de interrupções, o que hoje é denominado de reconfiguração. O artigo propôs um algoritmo básico para transferência de carga, baseado em permutações, devido à impraticabilidade de utilizar um método de otimização mais robusto nos computadores² disponíveis à época.

Nos termos dos autores, o algoritmo faz uma análise de dois subconjuntos mutuamente exclusivos: o primeiro das chaves disponíveis para o isolamento da carga; e o segundo das chaves abertas que permitiriam a conexão com a fonte. Aoki et al. (1987) utilizaram um sistema com 86 alimentadores e 577 chaves para uma minimização do corte de carga. O objetivo foi o de demonstrar que a proposta de reconfiguração traria benefícios e poderia ser aplicado na prática pelas concessionárias.

Com análises determinísticas bem semelhantes para o impacto da modificação do estado das chaves; Levitin; Mazal-Tov; Elmakis (1994) publicaram uma metodologia sobre o tema, que não focava apenas em mudar o estado de chaves já disponíveis, mas em planejar a posição de chaves de manobra. Os

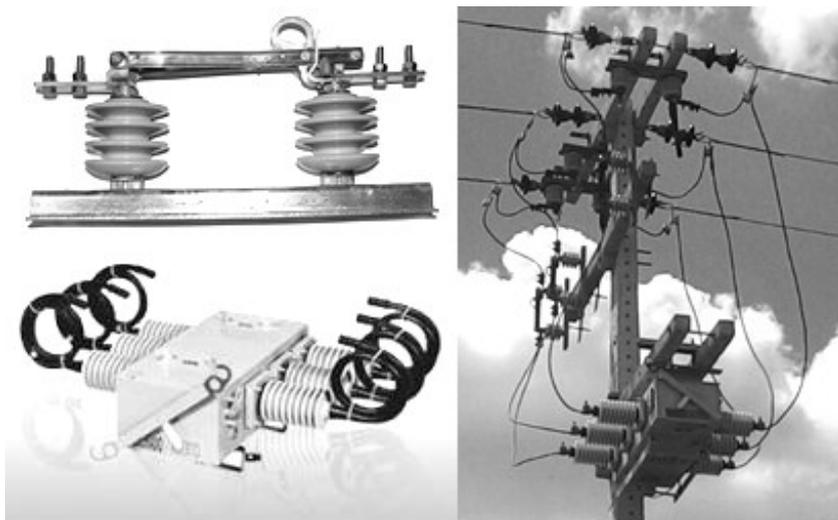
² Foi usado um HITAC M-200H, computador de uso geral com 12 MB de memória e 12,9 MHz

autores propuseram a alocação por meio de um método determinístico de análise da Energia Não Suprida (ENS) e através de um Algoritmo Genético (AG) como heurística de busca. O artigo apresentou um exemplo ilustrativo com 25 nós e um real com 96 nós e obteve mais de 30 mil Dólares de benefício com a alocação. Desse momento em diante o tema foi sendo constantemente atualizado o que faz com que ainda seja uma temática relevante.

O trabalho de Levitin foi inovador, no entanto apresentou a alocação considerando apenas um número fixo de chaves pré-definido, para que fosse avaliado o local e o estado das chaves. Com o desenvolvimento computacional, foi permitido que os trabalhos abordassem mais características importantes em relação à reconfiguração de uma rede como, por exemplo, o número de chaves utilizadas. Além disso, com o avanço tecnológico das próprias chaves, a automatização se tornou uma característica que interfere diretamente na reconfiguração, principalmente em situação de contingência.

A Figura 5 ilustra na parte superior à esquerda uma chave manual, que é um equipamento de menor custo e requer maior tempo para ser acionado. Em caso de uma falta na rede, é necessário um tempo para que a equipe no centro de controle identifique a existência da falta, comunique a equipe de manutenção, a qual se desloca até o local que se encontra a chave para que as mesmas sejam acionadas, possibilitando a manobra da rede. Durante todo esse período cargas do sistema que não foram diretamente atingidas pela falta permanecem desabastecidas. Para alguns casos, principalmente em grandes cidades, no qual o tempo de deslocamento da equipe de manutenção está exposto a congestionamentos e outras complicações, o tempo para que a rede seja reparada pode ser equivalente ao tempo de manobras com chaves manuais (ALVES; DE SOUSA, 2014).

Figura 5 – Chaves de Manobras Manual e Automática



Fonte: Adaptado de (ARTECHE, 2017) e do acervo pessoal do autor.

A parte inferior esquerda da Figura 5 apresenta uma chave automática e o lado direito da figura ilustra a utilização dessa mesma chave em uma rede de distribuição de energia. As chaves automáticas são dispositivos capazes de manobrar as cargas por meio de seus relés locais, quando há um sistema de controle automatizado da distribuição, ou remotamente por meio da atuação direta do centro de controle, através de um canal de comunicação. Quando a única opção de acionamento da chave é através da sala de controle, ou seja, não há um sistema de controle automatizado, essas chaves são denominadas de remotas ou telecomandadas. Esse tipo de equipamento é mais oneroso às concessionárias e ainda necessitam da inserção de um sistema de comunicação por meio de fibra ótica, rádio por endereçamento múltiplo, ou celular, por exemplo (SPERANDIO, 2008).

A principal diferença entre as chaves manuais e automáticas está no *trade-off* entre custo e tempo de acionamento. Outra diferença é que chaves manuais não atuam em faltas do sistema, sendo equipamentos exclusivamente de manobra, ou seja, em caso de falta no sistema, um dispositivo de proteção deve atuar para que em seguida seja efetuada a manobra. Já as automáticas podem interromper a falta também como equipamentos de proteção, o que aumenta ainda mais a eficiência da sua utilização na rede. Assim, chaves de manobras automáticas e manuais diferem no custo, no tempo de acionamento e na forma de operação, o que reflete em todo o processo de alocação.

O processo de alocação consiste em definir o número, o local, a automação e o estado das chaves. Tais características são ajustadas de forma a otimizar a comutação das chaves para situação normal ou de contingência. O número de soluções possíveis em geral é muito alto e, via de regra, levam a uma explosão combinatória. O problema possui restrições não lineares e não diferenciáveis definidas pelas características do alimentador como: níveis tensão, indicadores de confiabilidade, energia não suprida, dentre outros, o que faz com que muitos métodos heurísticos e meta-heurísticos sejam utilizados para propor um conjunto solução.

Por simplificação ou limitação, em geral, alguns critérios são definidos *a priori* por questão orçamentária ou técnica. Por exemplo, o número de chaves pode ser definido por um limite no orçamento da concessionária; ou a alocação pode consistir somente de chaves NF por não disposição técnica para ampliação de estruturas e cabeamento entre duas redes que favoreça a inserção de uma chave NA. Dessa forma, os trabalhos que propõem a alocação de chaves de manobra em redes de distribuição se diferenciam em termos metodológicos e também no que concerne ao objetivo da alocação.

Este trabalho se propõe a alocação apenas de chaves automáticas, no entanto deve avaliar a presença de chaves manuais já presentes na rede, bem como de equipamentos de proteção sobre o tempo de restabelecimento da rede, diante da estocasticidade das falhas no sistema de distribuição. Além disso, na revisão da literatura vários trabalhos propõem a utilização de combinados com chaves manuais e automáticas no sentido de reduzir o custo total da alocação (ALVES; SOUSA, 2015; ASSIS et al., 2015).

Outra estratégia bastante utilizada na literatura é realizar a alocação de religadores ao invés de chaves automáticas. Os religadores são equipamentos automáticos que realizam uma sequência de disparos para interromper curtos-circuitos transitórios, sem que seja necessário o desligamento permanente da rede. Em caso de falta permanente (ou de longa duração) o religador tem o mesmo comportamento de uma chave NF, propiciando os mesmos resultados (ABDI et al., 2014; ALAM; PANT; DAS, 2016).

Independente da estratégia ou equipamento adotado a alocação depende dos dados do sistema, e todos são passíveis de incertezas. Quanto maiores as incertezas em relação à confiabilidade real de qualquer sistema, mais difícil prever o

retorno do investimento aplicado. Billinton e Allan (1996) explicam que, por exemplo, a taxa de falha de uma linha aérea é uma função do comprimento, design, localização e ambiente e, portanto, um risco consistente de interrupção do fornecimento não pode ser assegurado de maneira exata.

Isso faz com que, para aplicar técnicas e critérios determinísticos, o sistema deve ser artificialmente restringido a um conjunto fixo de valores que não têm incerteza ou variabilidade. Em geral, tais valores refletem as médias das taxas históricas, os quais designam valores esperados, que podem não ser efetivamente apurados. Billinton e Allan (1996) depreendem que as incertezas nos dados e requisitos do sistema são incorporadas em todos os seus indicadores.

No subtópico a seguir aprofunda-se mais acerca de alguns trabalhos sobre a alocação de chaves, quais as variáveis eles consideram e se no seu escopo há o tratamento de incertezas relacionadas ao problema.

2.1. ESTADO DA ARTE

Para o levantamento do estado da arte será realizada uma análise de publicações relevantes realizadas nos últimos 5 anos. Considerando que poucos trabalhos sobre a alocação de chaves avaliam incertezas, a revisão foi ampliada também para artigos de reconfiguração, os quais já consideram as chaves como existentes na rede, e artigos que se dedicam exclusivamente a avaliação da confiabilidade na rede de distribuição.

Abdi et al. (2014) inserem religadores e chaves automáticas em um sistema de distribuição com o objetivo de otimizar o custo da ENS, da instalação e da manutenção das chaves, que são todos convertidos em valor presente. A avaliação por meio de Simulação de Monte Carlo (SMC) engloba faltas permanentes (de longa duração) e temporárias. Um modelo de carga multinível é utilizado na obtenção da solução ótima através de Enxame de Partículas (PSO) modificado que inclui a SMC, denominado de Improved PSO Monte Carlo (iPSO-MC) pelos autores. Nesse processo os autores associam incerteza ao cálculo da ENS.

Sem considerar as incertezas envolvidas Assis et al. (2015) realizam a alocação de chaves manuais e automáticas que suportam diferentes valores nominais de corrente (100, 200 400 e 600 A) e possuem preços distintos. É utilizado um Algoritmo Memético (AM) com objetivo de minimizar a ENS e manter o SAIDI

abaixo de um valor limite. Utilizando uma análise determinística são analisados 3 cenários: otimização total, parcial com incrementos da rede e otimização local com expansões. Todos os resultados foram obtidos utilizando o AM e o AG, a comparação indicou o AM como a melhor opção, embora nenhuma parametrização ou *tunning* dos algoritmos tenha sido ilustrada.

A utilização do AG também foi feita em Alves e Sousa (2014), os quais realizam a alocação de chaves manuais e remotas considerando a minimização de SAIDI e o custo da ENS e um crescimento linear da carga em um horizonte de planejamento. Não foi considerada qualquer incerteza na análise e os resultados foram obtidos por meio de um método determinístico. Para a solução foi utilizado um AG multipopulacional, que realizou etapas do processo em computação paralela, e multiobjetivo linearizado por meio de pesos. Foram ainda consideradas a alocação de chaves NFs e NAs. Os mesmos autores, em outro trabalho, realizam uma alocação de chaves remotas e manuais NFs e NAs bem semelhante com única ressalva de que não utilizam a computação paralela, acrescem a prioridade de consumidor como um dos objetivos e utilizam o Algoritmo Microgenético (A μ G), supostamente mais rápido (ALVES; SOUSA, 2015).

Por outro lado, Alam, Pant e Das (2016) alocam simultaneamente chaves automáticas e religadores, para minimizarem a ocorrência de faltas permanentes (de longa duração) e temporárias. Para tal utilizam um método analítico, considerando as taxas de falhas e de reparo como incertas. Para conseguirem avaliar as incertezas utilizam *Three Point Estimate Method* (3PEM). O método possibilita criar uma curva de possibilidades a partir da média, curtose e do desvio padrão. Utiliza um algoritmo de programação não linear já disponível no Matlab[®] (*fmincon*) além de um PSO simplificado, para minimizar da ENS e dos custos, que são considerados distintos na interrupção para cada classe de consumidores (residenciais, comerciais e industriais) no cálculo da função objetivo.

O diferencial do trabalho de Alam, Pant e Das (2016) é a avaliação que os autores realizam tanto da taxa de falha quanto da taxa de reparo, no entanto o trabalho tem alguns problemas na utilização de alguns termos básicos da distribuição (confundindo barra e alimentador, por exemplo). Além disso, a avaliação se restringe a sistemas testes fictícios, sendo que o maior deles possui 123 barras. Por fim, o trabalho utiliza de um sistema de pequeno/médio porte e de taxas (de falhas e de reparo) criadas pelos autores.

O artigo de Zare et al. (2017) propõe a alocação de chaves diante de eventos de alto impacto e baixíssima probabilidade de ocorrência, tais como furações, enchentes e outros desastres naturais. A alocação de chaves seria uma forma de aumentar a resiliência da rede com custos módicos, e a reconfiguração uma opção à operação diante de eventos críticos. O artigo foca em furacões como eventos críticos. São simulados cenários com múltiplas faltas simultâneas a partir dos dados históricos de furacões, da curva de carga diária e da “curva de fragilidade”, utilizando uma distribuição normal. Em seguida é utilizada programação linear inteira mista para buscar o melhor local para as chaves com o objetivo de reduzir a carga interrompida e atender cargas prioritárias.

Zare et al. (2017) trazem uma proposta bem interessante, que se adequa bem à proposta da Norma Voluntária IEEE 1366 sobre dias críticos (*major event days*), um tema complexo e de difícil avaliação na confiabilidade de redes de distribuição (IEEE, 2012). Mesmo não fazendo qualquer referência ao termo é perceptível que o artigo utiliza sorteios não sequenciais de Monte Carlo, no entanto restringe a alocação a um único cenário sorteado com múltiplas faltas, o que pode ser uma limitação do método de otimização utilizado. Além disso, o trabalho não faz avaliação do custo, o principal *trade-off* da confiabilidade, o que faz com que o número de chaves mesmo para uma definição *a priori*, seja uma variável sem um parâmetro adequado para ser determinada, que pode implicar na alocação de chaves em cada nó da rede. Por fim, as conclusões do trabalho remetem aos próprios objetivos de forma intuitiva indicando que as chaves foram alocadas mais próximas de cargas prioritárias (industriais) ou de áreas mais definidas como muito susceptíveis.

Outro artigo propõe a alocação de chaves manuais e remotas e considera a probabilidade das chaves não serem acionadas por mau funcionamento. Nesse trabalho, o mau funcionamento de uma chave manual impede que a mesma possa executar uma manobra, já para uma chave remota faz com que o acionamento não seja possível por telecomando, obrigando a equipe a realiza-lo em sítio com o mesmo tempo de acionamento de uma chave manual (FARAJOLLAHI; FOTUHI-FIRUZABAD; SAFDARIAN, 2017). A alocação é realizada através de um algoritmo de Programação Linear Inteira Mista (PLIM) cujos objetivos são os custos de interrupção (AENS e SAIDI) e de instalação e manutenção das chaves. Os resultados são apresentados em termos de uma alocação considerando e outra

desconsiderando a falha das manobras. Apesar de indicar que trabalha com incerteza, a chance da chave ter um mau funcionamento é designada como uma probabilidade definida *a priori*, o que simplifica bastante, já que apenas incorpora esse mau funcionamento no equacionamento um processo, bem semelhante ao já realizado por Sperandio (2008), há cerca de dez anos.

O artigo de Ferreira et al. (2015) descreve a utilização de um algoritmo de Programação Linear Inteira Mista (PLIM) para a alocação de chaves automáticas na rede de distribuição. O objetivo do algoritmo é uma minimização multiobjetiva, linearizada por pesos, do SAIFI e dos custos envolvidos. Além da alocação o artigo admite a relocação de chaves já existentes na rede, assumindo-se um custo inferior do que a aquisição de equipamentos novos. Nenhuma incerteza é avaliada no trabalho. O sistema teste utilizado é IEEE123 barras, com 4 cenários para a capacidade de transferência de carga através dos chaves NA, que foram de 10% e 25% da potência total da subestação, e para o custo máximo de investimento permitido entre o custo de 6 chaves ou 20% acima disso. Segundo os autores a principal contribuição do trabalho é a formulação das restrições do fluxo de potência associadas à reconfiguração do sistema.

Além de artigos sobre alocação foram observados alguns artigos sobre reconfiguração que tratam do uso de chaves diante de incertezas. Dois desses artigos foram elaborados por Kavousi-Fard e Niknam (2014a, 2014b). No primeiro artigo os autores planejam a reconfiguração da rede de distribuição, considerando incertezas no processo. Para isso é considerado, por exemplo, que a reconfiguração em contingência aumenta a corrente e as perdas por efeito Joule nas linhas, e que múltiplas reconfigurações seriam capazes de alterar a taxa de falha de cada linha do sistema, por reduzir esse efeito. Apesar dessa consequência, não fica claro como a incerteza é abordada nas taxas de falha, ficando basicamente restrita ao fluxo de potência. A metodologia utilizada para a reconfiguração foi o Self-Adaptive Modified CSA (*Clonal Selection Algorithm*) e a função objetivo foi reduzir os custos com potência ativa reativa, AENS e ECOST.

Já no segundo artigo os autores propõem uma reconfiguração multiobjetivo *a posteriori*, e analisam a frente de pareto do problema sugerindo sugestões de reconfiguração com uma clusterização baseada em Fuzzy, que agrega reconfigurações com efeitos semelhantes (KAVOUSI-FARD; NIKNAM, 2014b). A proposta tem por objetivos o SAIFI, o custo, a AENS e as perdas ativas com o fluxo.

Em ambos os artigos Kavousi-Fard e Niknam (2014a, 2014b) utilizam o tratamento das incertezas feito com o $2m$ PEM (ou 2PEM) através de uma análise simulada.

Haghighat e Zeng (2016) sugerem uma reconfiguração robusta para atingir a mínima perda diante de carga e geração incertas. É considerada previsão de geração e carga de curtíssimo prazo para o dia seguinte (*day ahead*) e assim definida, *a priori*, uma configuração de chaves que deverá ser avaliada com as perdas do dia seguinte. Segundo os autores, manter a mesma configuração aumenta a vida útil da chave por diminuir o número de manobras. Assim, o trabalho avalia apenas as perdas de potência associadas ao fluxo, sem qualquer relação direta com a confiabilidade da rede. A incerteza é avaliada por meio de uma função chamada de *conjunto de incertezas*, associada à demanda de potência a geração de potência ativa e reativa. Nesse conjunto é avaliado o valor mínimo previsto para o dia e o desvio padrão total do dia seguinte, ou seja, ele converte cada dia para um único valor de potência gerada e demandada. A otimização é feita através de fluxo ótimo de potência, e toda avaliação é realizada de forma analítica.

Gazzana et al. (2016) propõem a reconfiguração para recomposição de rede após uma contingência. Esse artigo possui proposições bem semelhantes às de Ferreira et al. (2015), incluindo a otimização por meio de PLIM. A análise da recomposição diante de várias gerações distribuídas em um alimentador real (da CELESC) é uma das características interessantes desse trabalho. Por outro lado, mesmo diante de um contexto de várias incertezas, os autores não as consideraram nem em relação: faltas; recomposições; carga; ou geração. Os resultados foram apresentados em cenários de capacidade de atendimento de carga pelo alimentador secundário e da quantidade de gerações distribuídas disponíveis.

Além dos trabalhos com reconfiguração, outros investigam a incerteza associada na previsão dos indicadores de confiabilidade, ou seja, realizam uma análise preditiva de confiabilidade. Rodrigues e Da Silva (2013) fazem uso do método de *Bootstrap*, que aproxima a distribuição da amostragem com um desenho estatístico de reamostragem. O artigo utiliza uma técnica de estimação não viciada em um sistema com múltiplos alimentadores para análise de SAIDI e SAIFI do sistema e os resultados são apresentados em termos do erro e do intervalo de confiança. Como pontos negativos a metodologia não altera a média populacional, é mais afetada por amostras pequenas, geralmente comuns a dados de confiabilidade em sistemas de distribuição, não avalia índices máximos ou críticos.

Em Neves, Rodrigues e Silva (2015) é apresentada uma comparação entre *Bootstrap* e conjuntos *Fuzzy*, validado através de um método de Monte Carlo. O método de Monte Carlo sorteia a taxa de reparo utilizando uma distribuição T ou normal e a taxa de falha usou as distribuições de Poisson e Chi-quadrado. O artigo é didaticamente interessante e aponta o *Bootstrap* como uma melhor opção, no entanto, não apresenta com mais detalhes a função de pertinência utilizada nos conjuntos Fuzzy, o método também trata o Monte Carlo não-sequencial como o resultado a ser alcançado, como se essa metodologia se tratasse do resultado real do sistema. Já em Xie, Zhang e Singh (2016) são utilizadas Redes Neurais Artificiais e Análise Relacional Grey, e Abdul Rahaman et. al. (2013) utilizam uma árvore de probabilidade e de ponderações aos consumidores. Ambos utilizam sistemas pequenos com um único alimentador e predizem apenas a taxa e o erro esperado do SAIDI e do SAIFI.

Dessa forma, o Quadro 1 apresenta a forma, as otimizações e os indicadores analisados na literatura pesquisada e o Quadro 2 a relação desses trabalhos com a análise de incertezas. Desses dois quadros é possível perceber que quando se trata de confiabilidade a incerteza está na maioria das vezes associada à taxa de falha, e no processo de alocação é interessante utilizar uma metodologia analítica. Tais características serão utilizadas no processo de alocação

Quadro 1 – Análises, otimizações e índices avaliados na literatura

N.	Referência	Método de Análise	Otimização	Índices Avaliados
01	Abdi et al. (2014)	Simulado	iPSO-MC	ENS, DEC, FEC
02	Assis et al. (2015)	Analítico	AG e AM	ENS, DEC
03	Alves e Sousa (2014)	Analítico	AG. linearizado	ENS, DEC
04	Alves e Sousa (2015)	Analítico	A μ G	ENS, DEC
05	Alam, Pant e Das (2016)	Analítico	PSO simples	ENS
06	Zare et al. (2017)	Analítico	PLIM	Cargas Prioritárias
07	Farajollahi; Fotuhi-Firuzabad e Safdarian (2017)	Analítico	PLIM	AENS, DEC
08	Ferreira et al. (2015)	Analítico	PLIM	FEC, Custo
09	Kavousi-Fard e Niknam (2014a)	Simulado	CSA Modificado	Carga Ativa e Reativa AENS, ECOST
10	Kavousi-Fard e Niknam (2014b)	Simulado	Bat-Algorithm	AENS, FEC, Perdas, Custo
11	Haghighat e Zeng (2016)	Analítico	FPO	AENS, FEC, Perdas
12	Gazzana et al. (2016)	Analítico	FPO	DEC
13	Rodrigues e Silva (2013)	Analítico	-	DEC, FEC
14	Neves, Rodrigues e Silva (2015)	Analítico	-	DEC, FEC
15	Xie, Zhang e Singh (2016)	Analítico	-	DEC, FEC, Custo, ASAI, ASUI
16	Abdul Rahaman et. al. (2013)	Analítico	-	DEC, FEC, CAIDI

Fonte: autoria própria

Quadro 2 – Avaliação e tratamento de incertezas

N.	Aplicação da Incerteza	Tratamento das Incertezas
01	ENS	iPSO-MC
02	Não aplica	Não trata
03	Não aplica	Não trata
04	Não aplica	Não trata
05	Taxa de Falha e Reparo	PEM
06	Local das Faltas	SMC Não-sequencial
07	Funcionamento das chaves	Taxa fixa
08	Não aplica	Não trata
09	Fluxo de carga	PEM
10	Fluxo de carga	PEM
11	Carga e Gerações Renováveis	Conjuntos Incertos e PIM
12	Não aplica	Não trata
13	Taxa de Falha e Reparo	Bootstrap
14	Taxa de Falha	Bootstrap, SMC e Fuzzy
15	Taxa de Falha	Redes Neurais
16	Taxa de Falha	Árvore de probabilidades

Fonte: autoria própria

2.2. RESUMO

Neste capítulo foram apresentados o funcionamento das chaves de manobra e os tipos quanto ao seu estado normal de operação (NF ou NA) e quanto à presença de automação (manuais ou automáticas, essas também podendo ser utilizadas como telecomandadas ou remotas). Foi discutido o conceito de reconfiguração e a pertinência dessa operação com a rede em situação normal e sob contingência. Por fim, foi avaliado o estado da arte sobre alocação e as incertezas, o qual por falta de um grande volume de artigos sobre o tema também incluiu alguns artigos sobre reconfiguração em operação normal e de avaliação da confiabilidade de redes de distribuição.

3. MODELO POR SIMULAÇÃO E TEORIA DE PROBABILIDADE

Um modelo permite a representação de um evento físico real através da aproximação do seu comportamento. Segundo Leon-Garcia (2008), um modelo útil explica todos os aspectos relevantes de uma determinada situação. Nos fenômenos investigados na engenharia, em geral são utilizados modelos matemáticos para orientar projetos e decisões acerca da intervenção no sistema. Nos modelos matemáticos são apresentados pressupostos na forma de relações matemáticas que envolvem parâmetros e variáveis importantes do sistema.

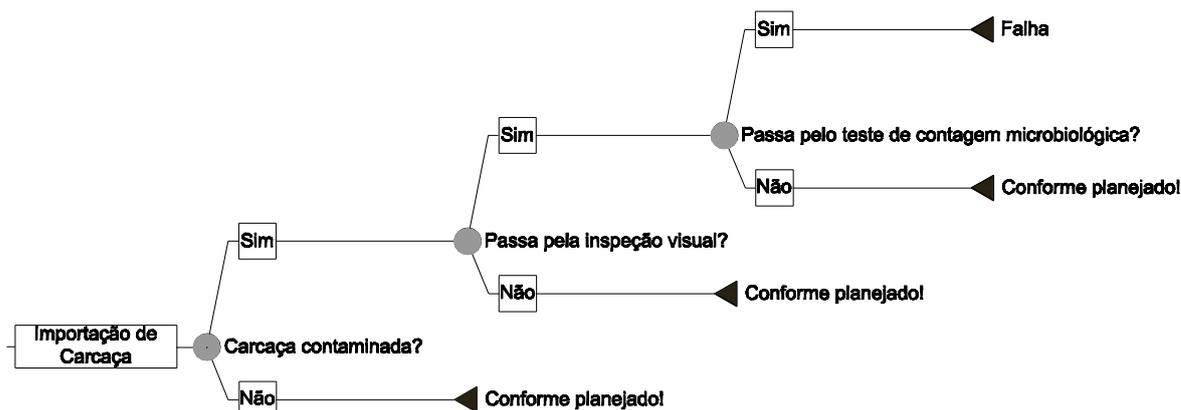
As relações de um modelo matemático podem ser investigadas através de pressupostos determinísticos, no qual um conjunto de equações é descrito para permitir obter o resultado exato do comportamento do sistema. Várias repetições do mesmo modelo, com os mesmos dados de entrada promovem uma reprodução dos mesmos resultados.

Na prática, qualquer evento ocorre com algumas variações e interferências que modificam os resultados do valor obtido nesse modelo, o que ocorre mesmo que o modelo determinístico seja extremamente adequado ao problema proposto e suas condições. Caso essas variações sejam pequenas, podem ser desprezadas e o resultado obtido pelo modelo determinístico passa a ser encarado como o valor médio dessas repetições (LEON-GARCIA, 2008).

Entretanto, pode ocorrer das variações impostas por um mesmo conjunto de dados de entrada não poderem ser desprezadas por apresentarem resultados com variações significativas. Nesse caso, apesar de ainda ser obtida a média de um conjunto de testes do mesmo fenômeno, essa média sozinha não consegue representar toda dimensão das variações desse evento. Além disso, em muitos casos as incertezas atreladas a um evento consideram uma série de condições e vários possíveis cenários, o que permite modificar completamente o resultado esperado da média (LEON-GARCIA, 2008; YOE, 2012).

Uma das propostas possíveis para essa situação é a análise do caso de pior cenários (*worst-case scenario*), no qual é avaliada a sensibilidade do sistema ao pior cenário possível. Assim, são avaliados os resultados da ocorrência de um determinado evento crítico com as condições que direcionam o modelo àquela situação, um caminho de insucessos até o pior caso, conforme ilustra a Figura 6.

Figura 6 – Obtenção do pior cenário possível



Fonte: Adaptado de (YOE, 2012)

No exemplo ilustrado vários testes são efetuados e o defeito consegue perdurar e perpassar todos os testes sem ser identificado. Em um sistema elétrico tal efeito poderia ser realizado sobre a pior contingência apresentada pela rede, ou pelo conjunto de falhas que promovam várias contingências.

Um dos pontos negativos dessa avaliação é que ela não considera a frequência de ocorrência do pior caso, o que pode implicar em dedicar muito tempo de análise a um conjunto de eventos críticos, mas de extremamente improvável ocorrência simultânea, enquanto renega vários outros eventos da rede. Da mesma forma, a minimização ou supressão de um evento crítico pode dar a falsa impressão de resiliência do sistema a qualquer condição de contingência, o que pode enviesar erroneamente certas tomadas de decisão (YOE, 2012).

Algumas variantes do método podem ser utilizadas como a inclusão de frequência da ocorrência de eventos críticos e a inclusão da análise do melhor cenário. Tais propostas auxiliam para que a análise dos eventos se torne menos alarmante, porém, ainda são descritas como uma análise determinística do modelo matemático.

As análises determinísticas são particularmente problemáticas diante de eventos aleatórios. Na teoria da probabilidade um evento (ou experimento) aleatório é descrito como um experimento cujo resultado não pode ser obtido de antemão. No entanto, a principal característica desse tipo de evento é que amostras aleatórias tendem a exibir as mesmas propriedades de todo conjunto de possibilidades do

evento, da população, a partir da qual ela foi oriunda (RUBINSTEIN; KROESE, 2017).

Nesse sentido, a população é descrita por uma distribuição de probabilidade que apresenta o comportamento aleatório do sistema. As distribuições de probabilidade fornecem um meio prático de descrever informações relacionadas à variação dessas medidas. Existem distintas distribuições de probabilidade e cada uma é adequada para um conjunto de eventos, quer eles sejam contínuos ou discretos, o que permite obter resultados significativos, sobre a média e também sobre resultados que ocorrem pouca frequência, mas que podem ter efeitos muito sérios no sistema. Algumas distribuições típicas são: uniforme, normal, exponencial, logarítmica, Poisson, Weibull, binomial, e gamma.

Essa característica é consequência da lei dos grandes números, que permite que a média teórica seja obtida a partir de um grande número de repetições do mesmo evento (RUBINSTEIN; KROESE, 2017) A declaração mais precisa:

$$S_n = \sum_{i=1}^n X_i \quad (1)$$

$$P\left(\lim_{n \rightarrow \infty} \frac{S_n}{n} = \mu\right) = 1 \quad (2)$$

Tal que:

n é o números de amostras;

X_i é cada uma das n amostras;

S_n é a soma das n amostras;

μ é a média dada pelo valor esperado teórico.

Outra característica é que quando o número de amostra (n) for muito grande, as amostras são capazes de representar todos os possíveis comportamentos apresentados pelo sistema. Assim, a lei dos grandes números também é o que permite a existência do modelo matemático por meio de simulações, as quais buscam uma investigação probabilística do problema. Nesse contexto, a simulação de um processo estocástico é uma forma numérica de conduzir um experimento que explique o comportamento de um evento qualquer, sendo que o resultado varia de maneira imprevisível, mesmo que o experimento seja conduzido sob as mesmas condições.

Em uma simulação a estimação do valor médio da variável aleatória não é suficiente para designar quão próximo do valor real prático esse número estará. Tal definição depende da estimação de um intervalo de confiabilidade que contenha a média obtida, ou seja, um intervalo no qual o resultado obtido seja verdadeiro. É interessante perceber que, embora pela lei dos grandes números o valor médio obtido de forma determinística (analítica) seja igual ao da forma simulada, apenas em um modelo por uma aproximação estatística simulada é possível designar o intervalo que esse valor será verdadeiro.

Por exemplo, seja um dado de 6 faces não viciado, a chance de se obter a face 4 é de 0,166, ou seja 1/6, esse é o valor esperado teórico. Em uma simulação com um número finito de amostras obtém-se que a média amostral foi de 0,18 com um intervalo de confiança de 90% e um desvio padrão de 0,3. Tal resultado da simulação implica que 90% dos resultados possíveis estão entre 0,15 e 0,21, o que ilustra como nesse exemplo em 10% dos casos é possível que se obtenha mais ou menos vezes a face 4. É extremamente improvável, mas possível, que em 100 tentativas todas obtenham a mesma face, o que pode ser ilustrado num exemplo por simulação, mas não é avaliado ou previsto em um modelo determinístico (RUBINSTEIN; KROESE, 2017). Tal efeito é relevante na engenharia quando se espera o retorno do investimento em torno da qualidade de um sistema.

A obtenção do intervalo de confiança é uma consequência do teorema do limite central. Tal teorema indica que a distribuição da frequência do valor médio em um evento aleatório se aproxima de uma função de distribuição normal (gaussiana), à medida que o número de amostras tende para infinito, o que pode ser definido em termos do desvio padrão como:

$$\sigma^2 = \frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (x_i - \mu)^2 \quad (3)$$

$$\sigma = \sqrt{\sigma^2} \quad (4)$$

$$\lim_{n \rightarrow \infty} P \left(\frac{S_n - n\mu}{\sigma\sqrt{n}} \leq x \right) = \Phi(x) \quad (5)$$

Sendo que:

σ^2 e σ são a variância e o desvio padrão, respectivamente;

Φ é a função de distribuição acumulada da distribuição normal (padrão).

Dessa forma, o Intervalo de Confiança (IC) pode ser definido por majoração, com um limite superior e inferior, conforme (6).

$$IC = \bar{x} \pm Z_c \sigma \quad (6)$$

Tal que os valores de Z_c compreendem os valores correlacionados empiricamente ao desvio padrão, os quais podem ser observados na tabela a seguir:

Tabela 2 – Valores de Z_c para diferentes níveis de confiança

IC	Probabilidades em Relação ao Desvio Padrão									
	99,75%	99%	98%	96%	95,5%	95%	90%	80%	68%	50%
Z_c	3	2,58	2,33	2,05	2	1,96	1,645	1,28	1	0,67

Fonte: autoria própria

Esses são alguns dos valores mais utilizados, sendo que, em geral, neste trabalho será utilizado um intervalo de 95%, ou seja, 1,96 vezes o desvio padrão. Assim o intervalo apresentado com o nível de confiança da regra empírica se baseia em algumas presunções, tais como: não existência de viés dos resultados em uma direção; os erros apresentados (ou as variações verificadas) estão distribuídos em uma gaussiana padrão com média zero; e o número de simulações foi elevado o suficiente para que sejam aplicáveis o teorema dos grandes números e do limite central. Assim todas essas suposições são assumidas neste trabalho.

3.1. SIMULAÇÃO DE MONTE CARLO

Simulação de Monte Carlo (SMC) ou Método de Monte Carlo é uma designação geral que engloba os modelos de simulação por aproximação numérica, em geral, baseados em modelos estocásticos que se utilizam de números aleatórios. Apesar de ser mais utilizada para problemas estocásticos, a extensão dos seus princípios também servem a resolução de problemas determinísticos como, por exemplo, a resolução de integrais, o que permite à SMC ser uma ferramenta extremamente poderosa para a realização de análises. Tal característica, somada à consequência do teorema do limite central, permite que valores médios confiáveis

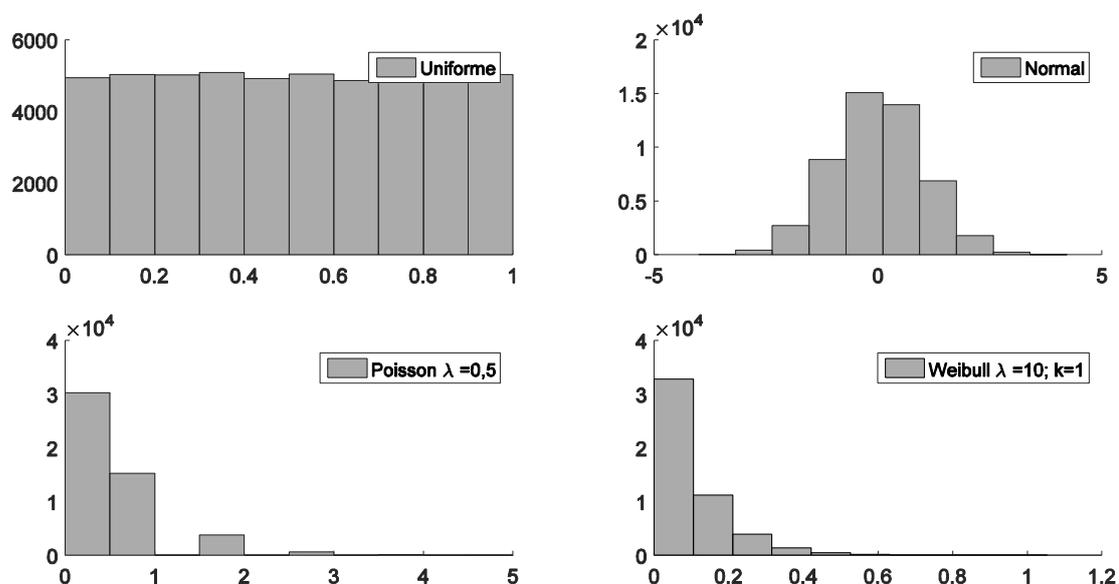
possam ser obtidos por simulações, o que torna a SMC uma ferramenta utilizada para muitos campos de pesquisa, dentro e fora do contexto da engenharia ou da confiabilidade (BILLINTON; LI, 1994; RUBINSTEIN; KROESE, 2017).

Via de regra, o funcionamento de uma SMC envolve a seleção de uma distribuição de probabilidade adequada ao problema proposto, a partir dessa distribuição são realizados sorteios numéricos que buscam aproximar o resultado da simulação a partir de um modelo, do comportamento real de um sistema. Esses sorteios são repetidos por um número significativo de vezes, que pode ser definido pelo próprio número de sorteios, ou pelo espalhamento dos dados, o que pode ser observado em termos da variância e do desvio padrão.

A distribuição de probabilidade é muitas vezes omitida em trabalhos que utilizam SMC, principalmente quando aplicados ao contexto das engenharias e, em particular, aos sistemas de potência. Essa supressão pode indicar uma menor importância a um dado fundamental, já que a probabilidade de distribuição ilustra e define a forma como os índices vão se comportar no modelo, permitindo abordar eventos críticos com baixas probabilidades. A utilização de uma distribuição de probabilidade inadequada pode gerar para o modelo resultados enviesados que não permitem a análise de determinados comportamentos do sistema, ou em alguns casos inserem comportamentos ineficazes ao modelo.

Na Figura 7 são ilustrados quatro diagramas de frequência obtidos após 50.000 sorteios de algumas funções de distribuição de probabilidade. No ponto superior esquerdo é ilustrada uma distribuição uniforme entre 0 e 1, na qual todos os valores são aproximadamente iguais entre si. A utilização dessa distribuição numa SMC envolve um conjunto de dados de mesma probabilidade de ocorrência ou, em geral a utilização de uma integração por área, na qual os valores sorteados são indicados em termos de internos ou externos a uma determinada referência, como uma curva ou figura geométrica ou acima ou abaixo de um valor fixo. Assim apenas valores internos a curva são utilizados para o cálculo da área, ou os valores abaixo da referência para uma aproximação desse valor (médio) de referência.

Figura 7 – Distribuições de probabilidade obtidas por sorteio com números aleatórios



Fonte: autoria própria

O histograma no canto superior direito foi construído com sorteios de números aleatórios obtidos por uma distribuição de probabilidade normal. Uma das características da utilização dessa técnica em SMC é a possibilidade de sorteio de valores positivos e negativos. Isso pode não ser interessante para algumas aplicações como, por exemplo, a frequência de falha num estudo de confiabilidade, no qual é impossível que um equipamento apresente falhas negativas. Apesar disso, Billinton e Li (1994) citam a distribuição normal como uma das mais utilizadas na avaliação das falhas (taxas de falha) em seções (*line sections*) e transformadores. Nesses casos, ou há uma adequação do valor médio, ou reduz-se a variância do problema para que o mínimo valor obtido seja zero, o que é mais comum. Essa estratégia, no entanto, reduz os valores máximos, diminuindo a ocorrência de valores extremos, o que precisa ser avaliado.

Em alguns casos tal adaptação requer a substituição por uma distribuição de T-Student (ou distribuição T), a qual possui um formato campaniforme semelhante à curva normal, no entanto permite gerar valores mais extremos. Um processo de amostragem infinita utilizando a distribuição T, proporciona uma curva muito próxima (ou mesmo igual) a uma gaussiana. Nesse sentido, é possível estimar o intervalo de confiança da simulação com distribuição T comparando o seu formato com o esperado de uma curva normal padrão (RODRIGUES; SILVA, 2013).

Por fim, as duas distribuições apresentadas na parte inferior da Figura 7 são a de Poisson (à esquerda) e a de Weibull (à direita), ambas são parametrizadas e amplamente utilizadas no contexto da confiabilidade. A distribuição de Poisson é parametrizada a partir do valor médio λ , o qual também designa a variância do problema. A distribuição de Poisson está bastante relacionada ao conceito de frequência de um evento, sendo assim, só permite a amostragem de valores inteiros. Por outro lado, a distribuição de Weibull é parametrizada pelo parâmetro escalar (λ) e pelo parâmetro forma (k).

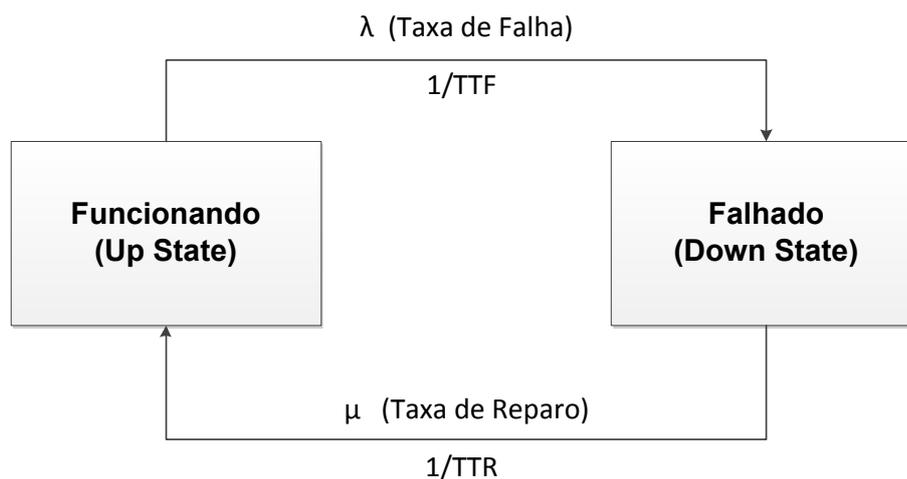
Rubinstein e Krose (2017) indicam que boa parte dos softwares e linguagens utilizados para análises numéricas e modelos simulados possuem geradores de números pseudoaleatórios³ em várias distribuições diferentes. O que por um lado facilita a implementação da simulação, e por outro torna mais importante a seleção da distribuição a utilizar, do que a geração de variáveis pseudoaleatórias em si. Dessa forma, este trabalho não vai se deter na geração de variáveis aleatórias para o contexto das SMC.

As distribuições de probabilidade podem ser inseridas em duas categorias para a SMC, uma não-sequencial e outra sequencial. A SMC não-sequencial simula o comportamento aleatório do processo através de uma série de experimentos amostrados de forma não-cronológica e todos os estados são independentes. Geralmente são mais fáceis de implementar e mais rápidas para computar do que simulações sequenciais. No entanto, não conseguem avaliar de forma direta a frequência e a duração de eventos (ou índices), pois não avaliam os ciclos de falha e reparo dos componentes (*up-down states*) (JONNAVITHULA, 1997).

Por outro lado, simulações sequenciais permitem análises mais precisas, por permitirem a consideração de atitudes operacionais, e podem ser a única opção caso o sistema tenha muitos eventos dependentes entre si (BILLINTON; WANG, 1999). Os métodos sequenciais acoplam os estados temporalmente, permitindo que sejam analisadas antecedência e consequência entre eventos, isso ocorre por meio da criação de histórico de eventos artificiais a partir da distribuição de probabilidade dos estados em funcionamento e falhado (*up-down states*). A Figura 8 ilustra a transição entre esses dois estados em forma de diagrama.

³ É um processo que parece ser aleatório, mas não é. Sequências pseudoaleatórias tipicamente exibem aleatoriedade estatística enquanto estão sendo geradas por um processo inteiramente determinístico.

Figura 8 – Diagrama de espaço de estado dos elementos



Fonte: (BILLINTON; WANG, 1999)

Assim, a partir de dois estados, o funcionamento de uma SMC sequencial depende minimamente do comportamento de, dentre outras coisas, do estado presente que se encontra a simulação, ou seja, cada tempo interfere de forma definitiva no tempo seguinte. Caso o estado esteja falhado, o tempo para falhar (TTF) e consequentemente a taxa de falha (λ), não são computados, só passando a serem analisadas no momento do funcionamento normal do sistema. De forma semelhante ocorre com o tempo para reparar (TTR) e a taxa de reparo (μ). Esse modelo de dois estados pode ser admitido para cada seção do sistema, ou mesmo cada equipamento, permitindo uma análise do funcionamento do sistema a partir dos estados de suas partes.

Nesse ponto, segundo Jonnavithula (1997) existe uma distinção entre a aplicação da SMC Sequencial na literatura especializada, a qual descreve que cada evento ocorre em um tempo particular, e a literatura da engenharia, que busca construir um histórico artificial simulado em passos. A literatura especializada define a conceituação utilizada pela engenharia como simulação de evento discreto com incremento fixo no tempo. Toda menção a SMC Sequencial neste trabalho está considerando a definição da engenharia, na qual a história do sistema é simulada em passos de tempo discreto, conforme descrito por Jonnavithula (1997)

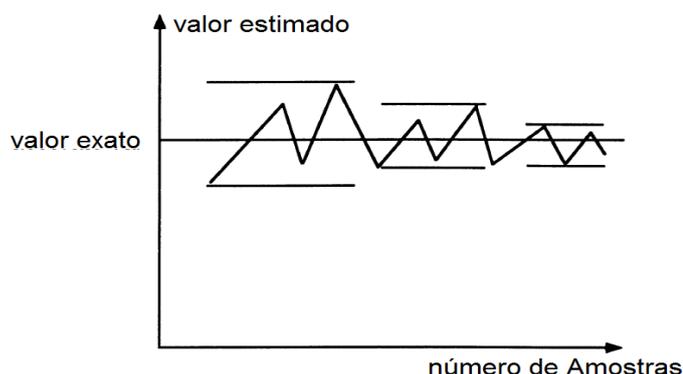
3.1.1. Eficiência e Número de Amostras

Dado que uma SMC é uma designação geral, diferentes modelos de simulação, com diferentes probabilidades de distribuição, possuirão distintos resultados, e essa variação pode ser avaliada em termos de uma eficiência. Segundo Billinton e Li (1994) a eficiência está diretamente relacionada ao produto do tempo de simulação (t_{exec}) pelo desvio padrão final obtido (σ):

$$Ef_{SMC} = t_{exec}\sigma \quad (7)$$

Essa relação também está diretamente relacionada ao número de iterações e de amostras utilizadas pela SMC. Essa duas variáveis são diretamente relacionadas tanto ao tempo de execução quanto ao desvio padrão, pois quanto maior o número de sorteios (iterações) ou o número de amostras (n), maior o tempo de execução e menor tende a ser o desvio padrão. Assim, espera-se que o desvio padrão seja acurado com o número de iterações e que o valor estimado seja cada vez mais aproximado com o aumento do número de amostras.

Figura 9 – Processo de convergência em uma Simulação de Monte Carlo



Fonte: adaptado de (BILLINTON; LI, 1994)

A Figura 9 ilustra como o valor estimado tende a se aproximar do valor exato com o aumento do número de amostras. Em geral, em simulações sequenciais essa aproximação é avaliada conjuntamente com o processo, ao final de cada iteração da simulação, e envolve a razão entre o desvio padrão e o valor exato. Existem outras formas de fazer essa avaliação numa simulação sequencial, por exemplo, em uma análise de confiabilidade, avaliar o desvio padrão em relação à indisponibilidade do sistema (JONNAVITHULA, 1997).

Por outro lado, em simulações não sequenciais é usual encontrar o “máximo desvio padrão” do problema utilizando um número muito grande de iterações, até que seja obtido um erro admissível. Invertendo tal equação do erro é possível obter o número de iterações (ns) por:

$$ns = \left(\frac{10 Z_c \sigma}{\mu \text{ erro}} \right)^2 \quad (8)$$

Sendo:

erro é o erro esperado.

A correlação entre o número de iterações, o erro, a média e o desvio padrão só pode ser obtida por uma “pré-simulação” com um valor muito grande de ns . No entanto, é muito custoso computacionalmente realizar essa “pré-simulação” enorme, principalmente em sistemas muito grandes com convergência lenta. Assim, Driels e Shin (2004), para definir um número seguro de iterações para problemas críticos, propõem a simulação de testes de acurácia de armamentos em combate, sugerindo assumir um erro em função do desvio padrão (E) e usar o valor obtido analiticamente como a média do problema. Assim (8) pode ser simplificado para (9).

$$ns = \left(\frac{10 Z_c}{\mu E} \right)^2 \quad (9)$$

Assim a SMC não-sequencial é precedida pela análise do número de iterações para a execução da simulação.

3.2. RESUMO

Neste capítulo foi feita uma revisão sobre teoria de probabilidade e o uso de modelos de simulação para avaliação de processos estocásticos. Foi descrito matematicamente o teorema do limite central, a lei dos grandes números e a interpretação do intervalo de confiança a partir da regra empírica. Foram apresentadas distintas distribuições de probabilidade e avaliada o efeito do uso de tais distribuições em uma SMC, principalmente quando esta depende de valores amostrados estritamente positivos. Por fim, foi descrita como pode ser avaliada a eficiência de uma SMC e uma forma segura de determinar o número de iterações.

4. METODOLOGIA PROPOSTA

Tal como abordado no capítulo 2 a manobra de uma chave pode ser ainda mais eficiente caso existam um par de chaves disponíveis em um conjunto NF + NA, no qual após a secção do alimentador parte da carga possa ser alimentada por uma fonte secundária. Como este trabalho não se propõem a alocar chaves NA, uma das formas de manter tal característica é encontrar na rede chaves NA já presentes, e então encontrar pontos factíveis para a inserção de chaves NF.

A factibilidade de uma manobra implica que o alimentador secundário, para o qual as cargas são transferidas, consegue suportar o acréscimo de carga durante o período da contingência do alimentador primário. Durante esse período, o carregamento dos cabos e os níveis de tensão devem estar adequados, o que pode ser verificado a partir de uma análise de fluxo de potência.

O fluxo de potência é um método recursivo para análise de circuitos elétricos em grandes redes, e neste trabalho será utilizado para identificar pontos candidatos à alocação de chaves automáticas NF. Ou seja, nós do sistema de distribuição cuja abertura permita a transferência das cargas a jusante sem violar os limites do alimentador secundário. Para cada chave NA disponível um conjunto de pontos candidatos será definido.

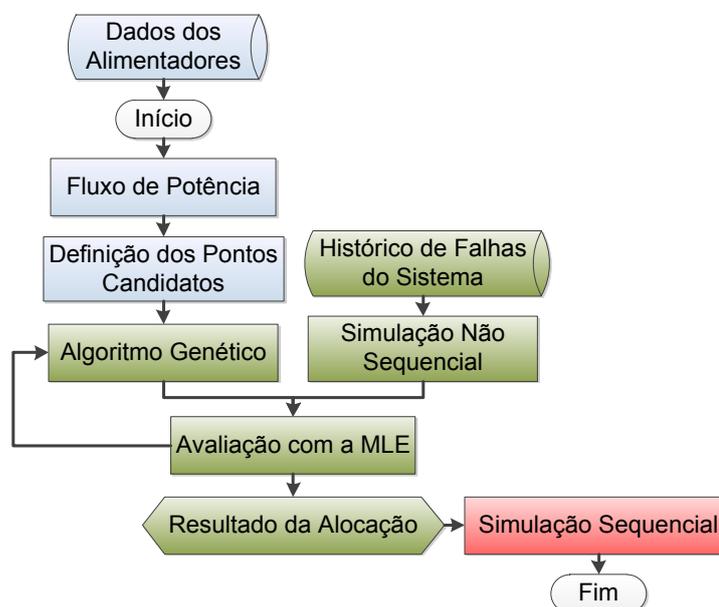
Parte do conjunto de dados utilizada para a construção dos resultados desta dissertação foi os mesmo utilizados por Sperandio (2008). Assim a seleção dos pontos candidatos destes dados foi reproduzida do citado trabalho. A Figura 10 ilustra de maneira simplificada a metodologia utilizada nesta dissertação, no qual a parte em azul ilustra uma parte da metodologia utilizada por Sperandio (2008), as demais partes da metodologia se distinguem da utilizada naquele trabalho.

O fluxograma pode ser dividido em três blocos: o primeiro busca determinar os pontos candidatos; o segundo realiza a alocação robusta das chaves; e o terceiro avalia a alocação, buscando prever o desempenho futuro do sistema com a presença das chaves. Todo processo depende basicamente de duas entradas, os dados dos alimentadores e os dados sobre faltas no sistema.

Os dados dos alimentadores são constituídos por: nó de origem e destino, cabos utilizados em cada seção, impedância dos cabos, potência ativa e reativa de cada transformador ou consumidor na rede, tipos de equipamentos de proteção disponíveis e a posição de cada um desses equipamentos na rede. É comum

também que sejam inseridos dados de geolocalização de cada ponto da rede o que permite a obtenção da posição exata dos equipamentos e a distância entre os pontos da rede.

Figura 10 – Fluxograma Básico da Metodologia



Fonte: autoria própria

É importante sinalizar que os resultados obtidos serão tão bons quanto fidedignas forem as entradas. Tal característica é válida tanto para os dados do alimentador, mas principalmente, para os dados do histórico de falhas. Sistemas elétricos de distribuição têm equipamentos de longa vida útil com falhas bem dispersas. ANEEL (2000) em um estudo sobre a vida útil de ativos das distribuidoras identificou essa característica, na qual se pode citar a vida útil de condutores em 20 anos, de postes que varia entre 18 (madeira) à 40 (metálico) anos, religador possuem 23 anos, seccionadoras 40 anos, chaves de manobras 25 anos. Frente a esses dados reside o fato de que é difícil encontrar estudos que utilizem histórico de faltas superior a cinco anos, e na maior parte deles isso ocorre por falta de registro desses dados a longo prazo.

Além disso, existem, grosso modo, três possibilidades para a conversão do histórico de faltas em taxas de falha, cada qual faz um balanço entre simplicidade e eficiência. A primeira consiste em distribuir igualmente todas as falhas do alimentador por suas seções, nesse modelo todas as partes do alimentador são

avaliadas com a mesma probabilidade de falhar ou, em outras palavras, falharão em um mesmo período. Esse modelo é o mais simples, no entanto promove os piores resultados, pois não correlaciona a ocorrência das faltas às características do sistema, dando prioridade somente ao tronco do alimentador.

Outro modelo bastante utilizado é o que correlaciona as falhas diretamente à extensão das seções do alimentador. Esse modelo penaliza os ramos mais extensos do alimentador, mas ainda não traz uma correlação direta com as falhas. Por fim, é possível relacionar as falhas com as proteções envolvidas em sua interrupção, tal estratégia permite uma análise mais justa das seções mais prováveis a falhar.

A utilização de métodos mais simples, na maioria das vezes não está diretamente ligada à preferência ou a necessidade de celeridade do processo, mas também a uma falta de rotina de armazenamento de longo prazo do histórico de falhas do sistema. Dessa forma, uma boa estruturação dos dados de falha é fundamental para aproximar a simulação dos valores esperados e o comportamento futuro da rede, em termos dos indicadores. Portanto, um tratamento consciente de dados precede todo fluxograma apresentado na Figura 10, sendo algumas das suas etapas discutidas mais detalhadamente a seguir.

4.1. ALGORITMO GENÉTICO

O Algoritmo Genético (AG) é um mecanismo de busca heurística que recorre a conceitos evolucionários para encontrar um conjunto de soluções para o problema proposto. O algoritmo inicia com um conjunto de soluções aleatórias (população), no qual cada solução (indivíduo ou cromossomo) é representada por uma série de parâmetros (genes). São então realizadas manipulações na população (cruzamento e mutações) para que ocorra um direcionamento da busca no sentido de melhorar as soluções ao longo das iterações (gerações). Antes das manipulações os indivíduos são avaliados em relação a função objetivo do problema, e aqueles melhor avaliados (mais bem adaptados) têm maiores chances de terem suas características passadas adiante.

Assim, em resumo, o AG funciona a partir dos seguintes passos (GOLDBERG, 1989):

1. Criação de um conjunto de Soluções Aleatórias
2. Avaliar a aptidão das soluções, segundo a função objetivo;

3. Selecionar parte das soluções para manipulação;
4. Produzir manipulações tais como: cruzamento, mutação, migração e elitismo, para a criação de um novo conjunto com soluções melhores;
5. Repetir os passos de 2 a 4 até atingir um critério de parada.

No AG proposto para a alocação das chaves NF cada cromossomo representa um conjunto de pontos candidatos cujos genes são o número de um nó, em um dos alimentadores do sistema, passível de receber uma chave automática. As manipulações utilizadas foram o cruzamento, mutação, o elitismo e a migração. No cruzamento, duas soluções são utilizadas para a geração de outras, por meio da recombinação de seus genes. A mutação altera o gene de um indivíduo aleatoriamente. A utilização do elitismo mantém uma ou mais soluções de uma geração a outra sem que elas sofram manipulações. Já a migração insere algumas soluções em um conjunto novo e aleatório de soluções. De um lado, a utilização do elitismo permite acelerar a convergência do algoritmo. Por outro lado, o uso da mutação e da migração permite inserir diversidade na população, permitindo a integração de outras características não presentes na população inicial (SCHWAAB et al., 2017).

Nesse processo, a técnica de seleção dos indivíduos que participam do cruzamento foi o método da roleta, no qual há um sorteio em que cada solução tem a chance de ser selecionada proporcional a sua adequação a função objetivo (*fitness*). Na roleta, soluções mais aptas tem mais chance de serem selecionadas, enquanto soluções piores têm chances menores. No entanto, todas as soluções têm probabilidade de participarem do cruzamento, o que possibilita que características desejadas em soluções ruins sejam mantidas na população.

A função objetivo utilizada envolve a minimização da função custo, que engloba a redução com os custos da ENS e das compensações com o DIC (Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora) e o FIC (Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora), caso os valores obtidos sejam maiores que os limites, além do custo com a aquisição das chaves automáticas.

$$C_{ENS} = (ENS)C_e \quad (10)$$

$$C_{DIC} = \left(\frac{DIC}{DIC_p} - 1 \right) * DIC_p * \frac{EUSD_{médio}}{730} * kei \quad (11)$$

$$C_{FIC} = \left(\frac{FIC}{FIC_p} - 1 \right) * DIC_p * \frac{EUSD_{m\u00e9dio}}{730} * kei \quad (12)$$

Assim:

$$FO = \min(C_{ENS} + C_{DIC} + C_{FIC} + C_{chA}) \quad (13)$$

Tal que:

C_{ENS} é o custo da energia não suprida (R\$);

C_e é o custo da energia (R\$/kWh);

DIC_p é o limite da continuidade estabelecido;

FIC_p é o limite de frequência estabelecido;

$EUSD_{m\u00e9dio}$ é a média dos encargos de uso do sistema de distribuição;

kei é o coeficiente de majoração definido por tipo de alimentação do consumidor;

C_{DIC} é o custo de compensações com o DIC;

C_{FIC} é o custo de compensações com o FIC;

C_{chA} é o custo de aquisição e instalação das chaves automáticas.

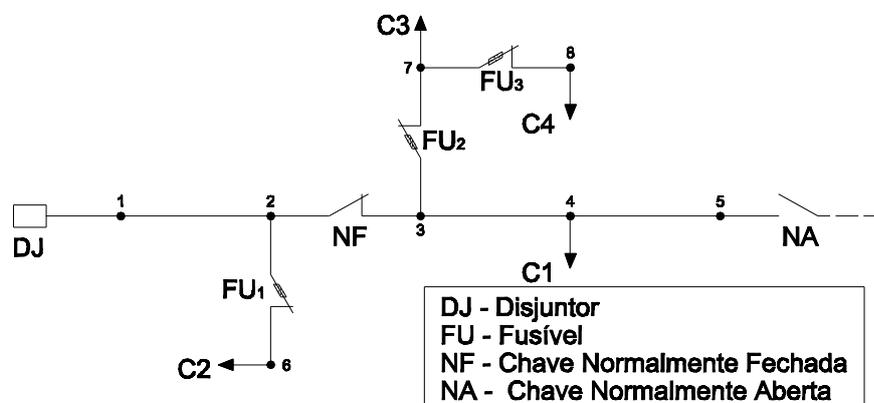
A função objetivo está restrita a: um número limite de chaves a ser alocado; ao atendimento do máximo de cargas possíveis durante a interrupção; manutenção da radialidade dos alimentadores; e a factibilidade da manobra. Cada um desses custos que compõem a função objetivo podem ser obtidos através da Matriz Lógico-Estrutural, como será explanado a seguir.

4.2. MATRIZ LÓGICO-ESTRUTURAL

A Matriz Lógico-Estrutural (MLE) é uma metodologia de previsão de indicadores para o sistema de distribuição que correlaciona o funcionamento da rede a partir da posição e do comportamento dos equipamentos de proteção e da posição, carga e números de consumidores (SPERANDIO, 2008). Em sua estrutura a MLE correlaciona tempos, cargas, taxas de falha e número de consumidores por meio da análise de um grafo orientado. Assim é possível facilmente identificar os consumidores atingidos por uma falta e os dispositivos de proteção utilizados. Nesse

contexto, a atuação dos dispositivos de proteção interferem na disponibilidade da rede, para os consumidores a montante e a jusante da seção em falta. Para exemplificar a montagem e sua utilização na obtenção dos indicadores será utilizado a Figura 11.

Figura 11 – Exemplo de um alimentador simplificado com equipamentos de proteção



Fonte: adaptado de Boaski et al. (2017)

A Figura 11 ilustra um pequeno sistema com um disjuntor (DJ), três fusíveis (FU), uma chave NF e outra NA. Além dos dispositivos de proteção o sistema tem quatro pontos de carga: C1 localizado no nó 4, C2 no nó 6, C3 no nó 7, e C4 em 8. A MLE pode conter a correlação de todos os nós nas linhas por todos os nós nas colunas, verificando a implicação de cada nó quando em falta pelos respectivos nós atingidos. No entanto, segundo Rodigheri (2013), essa correlação pode ser simplificada para a relação dos equipamentos de proteção que irão atuar pelas cargas que serão interrompidas. Assim a MLE pode ser descrita pela tabela abaixo.

Tabela 3 – Matriz de Tempos (T)

Nós com Carga	DJ	NF	NA	FU_1	FU_2	FU_3
C1	TT	TR_3	TR_5	0	0	0
C2	TR_1	TS	TS	TR_6	0	0
C3	TT	TR_3	TR_5	0	TR_7	0
C4	TT	TR_3	TR_5	0	TR_7	TR_8

Fonte: autoria própria

Assim, quando uma falta atingir a região protegida pela FU_3 , por exemplo, esse dispositivo efetua sua função através do rompimento do elo, por efeito Joule, o que provoca o seccionamento do circuito. Dessa forma, todos os consumidores a jusante da chave fusível ficam desenergizados até que o sistema seja reestabelecido, o que inclui a eliminação da causa da falta e a substituição do elo queimado por um novo. Todo esse período em que C4 permanecerá desabastecido será denominado de TR. Após o rompimento do fusível as demais cargas deixam de ser afetadas pela falta, por isso o efeito da falta sobre o tempo de restabelecimento será 0 para as barras a montante.

De forma semelhante, na Figura 11, caso FU_1 seja acionado, tanto C3 quanto C4 ficarão desabastecidos por um período TR e as demais cargas não serão atingidas. Então, nas linhas de C3 e C4 da Tabela 3 esse TR aparece. Caso uma falta implique no acionamento da chave NF, os nós a montante, no caso a carga C2, só permanecerão interrompidas até que a chave seja manobrada, implicando na espera de um Tempo de Seccionamento (TS). Por fim, se o disjuntor for acionado, a carga C2 aguardará um TR, enquanto as demais cargas serão transferidas pelo acionamento das chaves NF e NA, o que ocorre dentro de um Tempo de Transferência (TT). Esse tempo considera o período necessário para realizar a abertura da NF e o fechamento da NA, nessa ordem, dos blocos a jusante da falta. Logo, na Tabela 3, TT aparece nas linhas das cargas C1, C3 e C4 relativos à coluna DJ.

É importante discriminar ainda o comportamento de alguns dispositivos de proteção não apresentados na Figura 11. Uma chave automática tem o mesmo comportamento de uma chave manual, com a exceção que o TS automático (TSA) pode ser considerado nulo, por ser inferior ao tempo que caracteriza uma falta de longa duração. Segundo Boaski et al. (2017), religadores – o que também se aplica a seccionalizadoras – apresentam um Tempo de Acionamento (TA), que representam todo o ciclo de disparos até o seccionamento do circuito provocado por esses equipamentos. Tal como explicado na motivação desta dissertação, pelo funcionamento semelhante em faltas de longa duração, pode-se dizer que TA assim como o TSA, também é 0.

Além dos tempos, a MLE completa depende também da frequência de ocorrência das faltas, o que pode ser obtido através da taxa de falha anual (λ). Assim, a MLE pode ser obtida pela multiplicação ponto a ponto entre a Matriz de

Tempos (**T**), apresentada na Tabela 3, por uma matriz de taxas de falhas (**F**), apresentada na Tabela 4.

Tabela 4 – Matriz de Taxas de Falha Associadas (**F**)

Nós com Carga	DJ	NF	NA	FU_1	FU_2	FU_3
C1	λ_1	λ_3	λ_5	λ_6	λ_7	λ_8
C2	λ_1	λ_3	λ_5	λ_6	λ_7	λ_8
C3	λ_1	λ_3	λ_5	λ_6	λ_7	λ_8
C4	λ_1	λ_3	λ_5	λ_6	λ_7	λ_8

Fonte: autoria própria

A MLE pode ser obtida no Matlab[®] – ferramenta usada na implementação desta metodologia – utilizando a função *times*:

$$\mathbf{MLE} = \mathbf{T} .* \mathbf{F} \quad (14)$$

A partir da equação (14) a MLE é obtida como:

Tabela 5 – Matriz Lógico-Estrutural (**MLE**)

Nós com Carga	DJ	NF	NA	FU_1	FU_2	FU_3
C1	$TT\lambda_1$	$TR_3\lambda_3$	$TR_5\lambda_5$	0	0	0
C2	$TR_1\lambda_1$	$TS\lambda_3$	$TS\lambda_5$	$TR_6\lambda_6$	0	0
C3	$TT\lambda_1$	$TR_3\lambda_3$	$TR_5\lambda_5$	0	$TR_7\lambda_7$	0
C4	$TT\lambda_1$	$TR_3\lambda_3$	$TR_5\lambda_5$	0	$TR_7\lambda_7$	$TR_8\lambda_8$

Fonte: autoria própria

Na Tabela 5 é possível observar que λ e TR são considerados distintos para cada parte do sistema, o que permite uma melhor análise do seu comportamento. Por outro lado, uma prática comum a trabalhos de alocação de chaves é considerar os tempos de chaveamento (TS e TT) como únicos para toda a rede. Tal estratégia também foi utilizada nesta dissertação.

A MLE é utilizada fundamentalmente para o cálculo dos indicadores de confiabilidade, sendo assim, a simplificação proposta por Rodigheri (2013) é bem interessante, pois os indicadores só são calculados para os pontos de carga. Dessa forma, no exemplo da Figura 11 ao invés de utilizar uma matriz com 64 elementos (8x8) é utilizada uma MLE com 24 elementos (4x6), no qual os nós 2 e 5 são desconsiderados.

4.2.1. Obtenção de Indicadores com a MLE

A partir da MLE é possível obter o DIC e a ENS da seguinte forma:

$$DIC_i = \sum_{j=1}^n M_{i,j} \quad (15)$$

$$ENS = \sum_{i=1}^m \left(\sum_{j=1}^n M_{i,j} \right) L_i \quad (16)$$

Tal que:

n é o número de colunas da MLE;

m é o número de linhas da MLE;

$M_{i,j}$ é o elemento da linha i coluna j da MLE;

L_i a carga no nó i .

Além deles o FIC também é utilizado na função objetivo do problema e pode ser obtido por:

$$FIC_i = \sum_{j=1}^n M_{i,j}^* \quad (17)$$

Para a obtenção do FIC é necessário utilizar uma MLE modificada ($M_{i,j}^*$) tal que são suprimidos os tempos, e utilizado somente as taxas de falha, mantendo as posições com 0, tal como apresentado na Tabela 6.

Tabela 6 – Matriz Lógico Estrutural modificada para o Cálculo da Frequência

Nós com Carga	DJ	NF	NA	FU ₁	FU ₂	FU ₃
C1	λ_1	λ_3	λ_5	0	0	0
C2	λ_1	λ_3	λ_5	λ_6	0	0
C3	λ_1	λ_3	λ_5	0	λ_7	0
C4	λ_1	λ_3	λ_5	0	λ_7	λ_8

Fonte: autoria própria

Além dos indicadores utilizados na função objetivo da alocação outros indicadores podem ser utilizados para a comparação dos resultados do método de alocação ao método de análise posterior. Tais como: CAIDI (*Customer Average Interruption Duration Index*); CAIFI (*Customer Average Interruption Frequency Index*); DEC; e FEC. Os quais podem ser obtidos por:

$$CAIDI = \frac{\sum_{i=1}^m (\sum_{j=1}^n M_{i,j}) N_i}{\sum_{i=1}^m (\sum_{j=1}^n M_{i,j}^*) N_i} \quad (18)$$

$$CAIFI = \frac{\sum_{i=1}^m (\sum_{j=1}^n M_{i,j}^*) N_i}{\sum_{i=1}^m N_i \leftrightarrow [(\sum_{j=1}^n M_{i,j}^*) \neq 0]} \quad (19)$$

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^m (\sum_{j=1}^n M_{i,j}) N_i}{Cc} \quad (20)$$

$$FEC = \frac{\sum_{i=1}^m (\sum_{j=1}^n M_{i,j}^*) N_i}{Cc} \quad (21)$$

Sendo:

Cc o número de unidades consumidoras do conjunto;

N_i o número de consumidores no nó i .

É importante sinalizar que o denominador CAIFI é a soma do número dos consumidores afetado pelas faltas. Se uma linha da MLE é composta apenas por zeros, significa que nenhuma falta afetou essa barra, ou seja, ela não deve ser computada. O FEC, ou seu equivalente internacional SAIFI (*System Average*

Interruption Frequency Index), difere do CAIFI por considerar todos os consumidores do conjunto, inclusive os que não foram afetados por faltas no período.

Após a alocação esses indicadores serão avaliados novamente para identificar o comportamento da rede já com os equipamentos alocados e tais indicadores serão comparados

4.3. SIMULAÇÃO NÃO-SEQUENCIAL

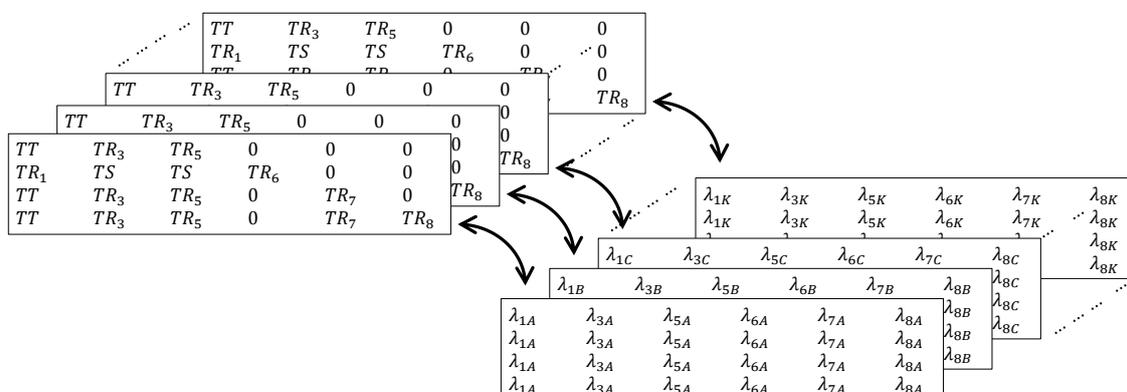
O método de simulação não-sequencial é utilizado como uma forma de reamostrar a taxa de falha, aproximando uma taxa para cada parte do sistema, independente de uma sequência temporal. Dessa forma, é possível gerar vários cenários com características variáveis da taxa de falha, reproduzindo o efeito de tratamento de dados para futuras ocorrências no sistema. Nesse processo de reamostragem são obtidas taxas, ou seja, a correlação dessas taxas com as faltas que ocorreram no sistema reflete um período inteiro, por exemplo, um ano. Assim não é possível determinar se todas as faltas ocorreram em um mês específico, se foram homoganeamente espaçadas e conseqüentemente não é possível a obtenção de indicadores máximos ou extremos, como no caso do DICRI (Duração da Interrupção Individual ocorrida em dia Crítico por Unidade Consumidora ou ponto de conexão) ou do DMIC (Duração máxima de interrupção contínua por unidade consumidora ou ponto de conexão).

Tal característica, no entanto, permite que essas taxas de falha sejam inseridas na avaliação dos indicadores realizados na MLE. A construção da MLE é realizada partindo dos valores de TR para cada seção do sistema. Assim, reamostrar TR nessa parte do sistema implicaria em construir várias MLE independentes, desde o começo, tornando todo o processo muito maior e mais demorado. Vale ressaltar que a construção da MLE é um processo que depende dos equipamentos utilizados na rede e um processo de alocação que será repetido múltiplas vezes, simplesmente pela mudança dos equipamentos disponíveis. Por esse motivo, a reamostragem é realizada apenas sobre a taxa de falha, tendo a vantagem de que isso ocorre ao fim do processo, ou seja, não implica em um incremento significativo no tempo de simulação.

Assim, retomando a equação (14) e a ferramenta usada na implementação (Matlab[®]), torna-se interessante utilizar operação matricial a partir de uma pilha de

matrizes (ou uma matriz 3D), para que o funcionamento da ferramenta seja mais eficiente. A terceira dimensão da matriz será igual ao número de taxas reamostradas (nReam), o que pode ser observado na Figura 12.

Figura 12 – Obtenção da MLE por Matrizes em Pilha



Fonte: autoria própria

A obtenção da MLE tal como ilustrado na Figura 12 permitiu resultados em média 10 vezes mais rápidos para cada geração do AG, do que a utilização de múltiplas construções de MLE bidimensionais para distintos cenários de taxas de falhas. Estimou-se que a reamostragem de TR e tempos de chaveamentos implicariam em um aumento do tempo de simulação semelhante.

4.4. SIMULAÇÃO SEQUENCIAL

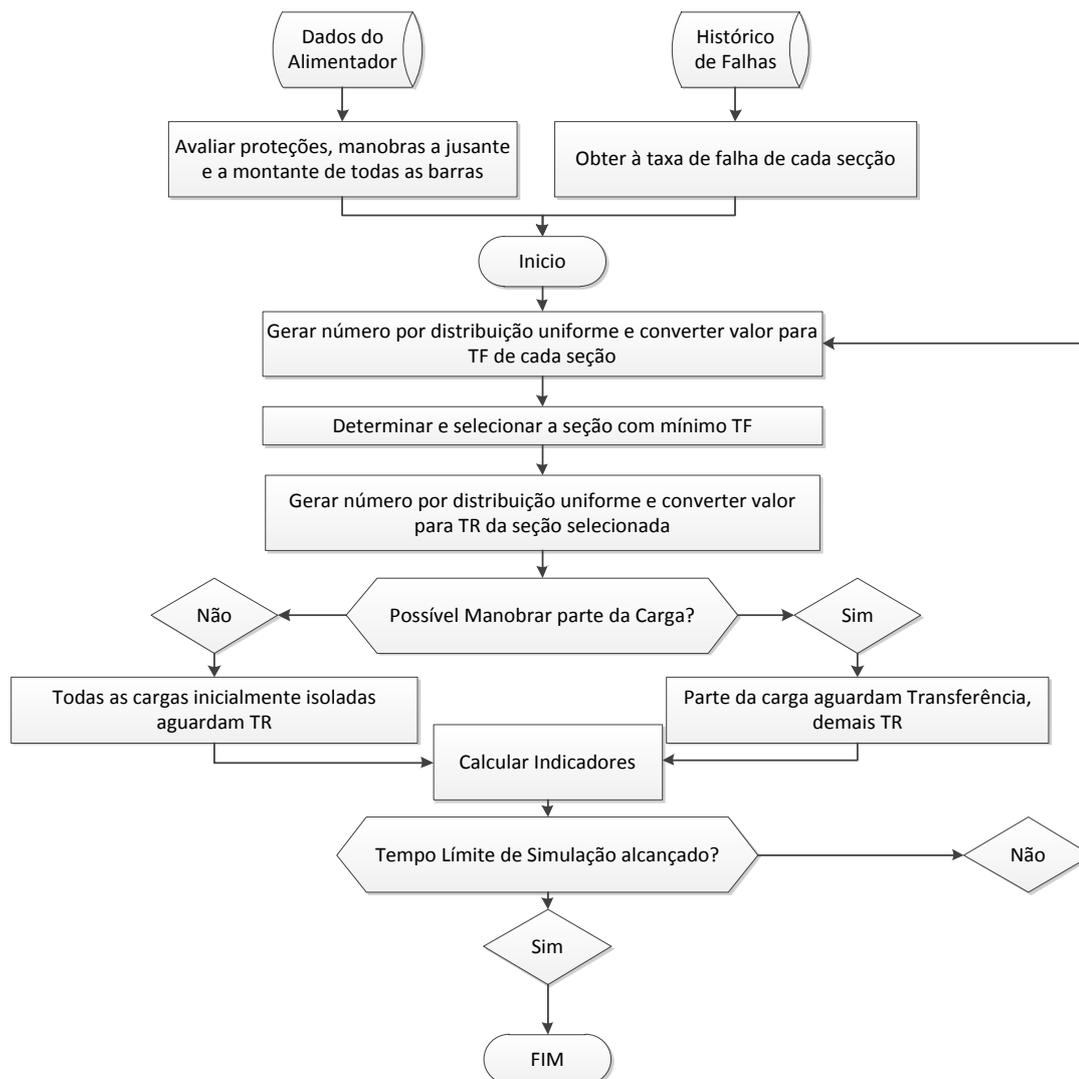
Em oposição à simulação não-sequencial a simulação sequencial é computacionalmente mais custosa, no entanto, permite revisar os dias críticos, durações de faltas de longo prazo e realizar uma avaliação mais precisa do tempo de restauração. Ao invés de amostrar as taxas, são amostrados estados para cada uma das partes do sistema: 0 para estados em operação normal e 1 para estados em falta. A oscilação de estados faz com que a duração em um estado falhado seja um TR, já a duração entre duas faltas seja o Tempo para Falha (TF), a média de todos os TF pode ser observada como o inverso do valor de λ .

Os procedimentos dessa metodologia seguem os passos descritos a seguir:

- 1) Gerar números aleatórios e convertê-lo em TF para cada seção do alimentador com base nos dados históricos de faltas;
- 2) Determine o TF mínimo, dentre os valores sorteados;
- 3) Gerar número aleatório e convertê-lo em TR para o TF mínimo do alimentador com base na duração da falta e no tempo operacional para atender à falta e tempo de reparo;
- 4) Calcule o impacto da falta em todos os índices de confiabilidade do sistema;
 - 4.1) Identificar a proteção mais próxima a montante da falta capaz de isolá-la;
 - 4.2) Verificar se existe interconexão com outro alimentador a jusante da falta;
 - 4.3) Verificar se existe uma chave NF capaz de isolar a fonte secundária da falta;
 - 4.4) Verificar se a fonte secundária não se encontra em falta;
 - 4.5) Transferir as cargas e calcular todos os indicadores desejados;
- 5) Gerar um novo número aleatório e convertê-lo para TF;
- 6) Se o tempo de simulação for menor do que o proposto retorne ao passo 2. Caso contrário, apresentar dos resultados.

A Figura 13 ilustra o fluxograma, mostrando cada uma das etapas da metodologia apresentada. A simulação sequencial é executada depois do resultado da alocação das chaves e considera o sistema já com a presença dos equipamentos. Os indicadores são calculados novamente para identificar valores mais realistas, ou seja, quais valores realmente são esperados após a alocação. Além dos indicadores calculados anteriormente a simulação sequencial permite o cálculo do DMIC e de alguns parâmetros de criticidade correlacionados ao DICRI. É importante destacar que a metodologia sequencial permite a análise de TR com uma variação estocástica e permite à análise de múltiplas falhas, tal característica é uma boa vantagem em relação à análise não-sequencial, no entanto isso só é possível pelo número limitado de soluções avaliadas.

Figura 13 – Fluxograma da Simulação de Monte Carlo Sequencial



Fonte: autoria própria

Na etapa de obtenção das taxas de falha do sistema, foi utilizada a conversão dos dados para cada seção dos alimentadores. Nesse sentido, é possível que existam algumas seções que não possuam falhas registradas no histórico. Considerando a inevitabilidade das falhas a postura adotada foi a de um valor mínimo para λ . Para respeitar a adequação do sistema, foi considerado que tal taxa seria menor que o valor mínimo não nulo, ou seja, a todas as seções sem falha histórica é atribuído uma taxa de falha inferior a qualquer seção que falhou. Tal característica permite incluir a falha em seções que podem gerar problemas críticos ao sistema, já que num modelo de simulação qualquer nó do sistema torna-se passível de falha.

Além disso, é importante destacar que na simulação sequencial existe a oportunidade de ocorrência de faltas múltiplas, tanto em um mesmo alimentador, quanto em alimentadores distintos. Isso permite aparição no fluxograma do bloco que questiona sobre a possibilidade de execução da manobra. Tal característica é importante, pois avalia a factibilidade da manobra, diante, por exemplo, da possibilidade de utilizar um alimentador com alta taxa de falhas como uma fonte secundária. Nesse cenário, trata-se de um alimentador que suporta a carga transferida, mas encontra-se frequentemente indisponível por contingência. Logo, a real efetividade dessas manobras aparece refletida nos indicadores, os quais devem tender a serem (levemente) maiores.

4.5. RESUMO

Neste capítulo foram apresentadas as bases metodológicas para a construção do trabalho. Foi apresentado o fluxograma com etapas da operacionalização metodológica, cada uma de suas partes foi discriminada, desde a inserção dos dados do sistema até a validação dos resultados da alocação por meio de uma SMC Sequencial. O AG foi apresentado com enfoque em sua função objetivo, descrevendo os indicadores utilizados e como obtê-los matricialmente por meio da MLE. Em seguida, foi apresentada a SMC não-sequencial com o objetivo de agregar a estocasticidade das falhas a MLE. Foi sugerida a utilização de matrizes empilhadas para aumentar a eficiência da avaliação da confiabilidade no Matlab[®]. Por fim, o capítulo apresenta a SMC sequencial e como tal ferramenta foi utilizada, além das características advindas dessa simulação, como a análise de faltas múltiplas e de valores extremos.

5. RESULTADOS

Os resultados foram obtidos através de simulações utilizando o Matlab[®], foi utilizado um microcomputador pessoal com processador Intel[®] Core[™] i3-2350M (3M Cache, 2,30 GHz). Os testes foram realizados em três sistemas distintos de modo a permitir a avaliação mais extensa dos resultados e a comparação desta dissertação com trabalhos futuros.

Alguns parâmetros foram mantidos constantes para os três sistemas testes e outros serão apresentados na solução particular de cada sistema. O custo das chaves automáticas foi de R\$ 7.000,00 e da energia foi de 0,43142 R\$/kWh. O $EUSD_{médio}$ foi de 21,73 R\$; o kei de 15 minutos; e o limite estabelecido para o DIC e FIC foi de 18,86 horas e 12,7 vezes, respectivamente. Acerca da SMC não-sequencial foi considerado um intervalo de confiança de 95%, um E de 5%, e o $nReam$ foi 10, ou seja, utilizou-se uma pilha de matrizes com 10 diferentes cenários.

Por fim, o AG considerou o número máximo de chaves a alocar igual ao número de alimentadores do sistema teste. O número de chaves foi considerado uma variável para o AG, tal que não foi imposta restrição quanto ao número máximo de chaves por alimentador ou mínimo ao sistema. Caso a alocação de todas as chaves em um único alimentador trouxesse mais benefícios para o sistema, tal solução seria indicada como a melhor, o mesmo seria aplicado caso o sistema tivesse menores custos sem que nenhuma chave fosse alocada.

As reamostragens da SMC não-sequencial utilizaram uma distribuição de Poisson, na qual a taxa de falha de cada seção foi inserida como parâmetro da distribuição, dos sorteios correspondentes àquela seção. A SMC sequencial criou diferentes cenários de faltas e restabelecimento para cada seção do sistema utilizando uma distribuição uniforme. Para evitar valores negativos o desvio padrão foi limitado a 50% do valor histórico. Os tempos de chaveamento foram definidos em 0,5 e 0,05 horas para chaves manuais e automáticas, respectivamente. Para o cálculo das falhas anuais foram usados 150 cenários anuais distintos, sorteados em um intervalo horário (mais de 1,3 milhão de intervalos por secção). O número de cenários foi selecionado entre um esboço da confiabilidade do sistema proposto por Jonnavithula (1997) com 1 cenário e uma boa precisão dos indicadores indicada por Billinton e Wang (1999) considerando 15 mil cenários. É importante destacar que a

determinação do número de cenários e o tempo de simulação retoma o que foi discutido no item 3.1.1 desta dissertação

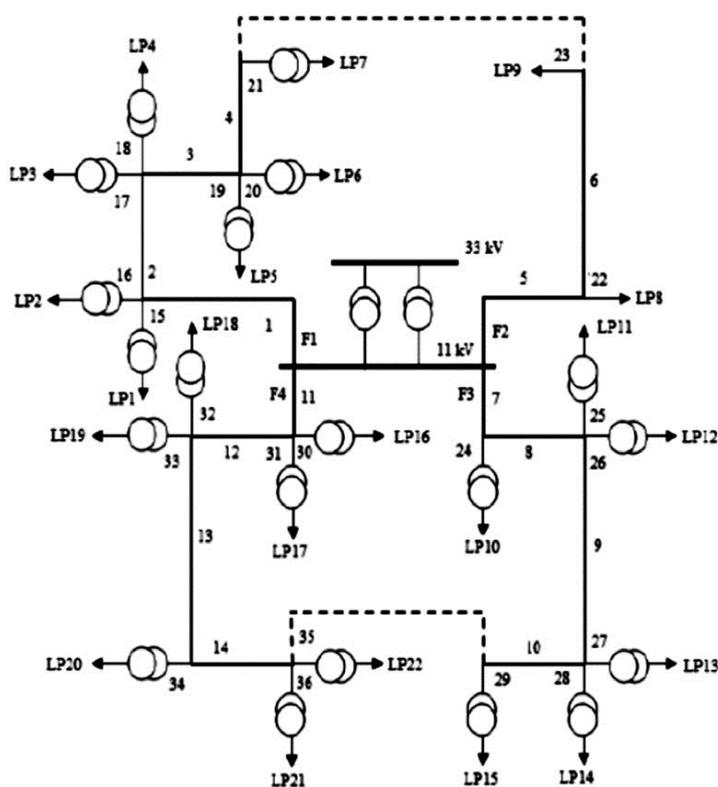
Os demais parâmetros foram ajustados para cada sistema teste tal como será apresentado a seguir.

5.1. RBTS BARRA 2

O RBTS (*Roy Billinton Test System*) foi desenvolvido pelo grupo de pesquisa da Universidade de Saskatchewan para propósitos educacionais. Trata-se de um sistema composto por duas barras de geração (com 11 unidades geradoras) e seis barras de transmissão (com 9 linhas de transmissão). Algumas barras desse sistema foram descritas em termos de um sistema de distribuição equivalente. O sistema é muito conveniente para aplicações de confiabilidade, e segundo Bangalore (2011) é um dos sistemas mais utilizados em testes desse tipo de estudo (ALLAN et al., 1991; BANGALORE, 2011; BILLINTON et al., 1989).

A barra 2 do RBTS possui a configuração apresentada na Figura 14:

Figura 14 – Sistema de Distribuição RBTS Barra 2



Fonte: (ALLAN et al., 1991)

Conforme é possível observar na Figura 14, o sistema é composto por quatro alimentadores, com poucas barras, existe interligação entre os alimentadores 1 e 2 e entre 3 e 4. Foram considerados os disjuntores na barra da subestação e as chaves NAs como únicos dispositivos de proteção e manobra disponíveis

A ferramenta de alocação, cujo tempo de simulação foi de 24,2 s, propôs que 4 chaves automáticas fossem inseridas nos nós apresentados na Tabela 7. O resultado é discriminado pelos alimentadores F1 à F4, indicando quantas chaves foram inseridas em cada um. A tabela também mostra qual foi o desvio padrão das seções de maior e menor taxa de falha de cada alimentador, o que permite avaliar a distinção entre os cenários simulados para que fosse alcançado esse resultado.

Tabela 7 – Solução e variações da taxa de falha

Alimentadores	F1	F2	F3	F4
Solução Obtida	[4;8]	[-]	[7]	[8]
Maior Desvio do λ Máximo	23,83%	19,36%	29,14%	32,89%
Maior Desvio do λ Mínimo	39,75%	32,57%	39,51%	35,88%

Fonte: Autoria própria

Tal resultado foi obtido a partir dos seguintes parâmetros do AG: população 60 soluções; taxa de cruzamento de 0,77; elitismo 0,25; uma taxa de migração de 0,12; Os demais parâmetros e custos foram os já descritos anteriormente. Esses parâmetros foram alterados manualmente em ciclos de simulações do AG para que fosse obtido esse *tunning*, ou seja, os valores de melhor desempenho do algoritmo.

É comum que algoritmos meta-heurísticos proponham soluções distintas em suas várias buscas, o que pode ser amplificado (independente da sintonia do AG) considerando que as taxas de falha não foram mantidas constantes nas distintas buscas. Nesse cenário, a barra 7 também surgiu como opção para o alimentador F1 e barra 4 para o alimentador F4, mas as demais barras mostraram robustez na alocação mesmo diante da variação dos cenários de falta no alimentador.

Além da solução, a Tabela 7 também apresenta a maior variação percentual da maior e da menor taxa de falha de cada alimentador. Tais dados são meramente ilustrativos de que o conjunto de soluções de variadas simulações está exposto a um distinto conjunto de taxa de falhas. Essa variação em outras simulações nesse sistema teste chegou a 56,5%, o que ilustra uma boa variação das taxas de falha e permite uma aproximação maior da realidade. É importante sinalizar que essa variação só não foi maior devido aos parâmetros utilizados para a simulação não-sequencial tal qual explicado no item 4.2.2 desta dissertação.

A Tabela 8 ilustra o valor médio dos indicadores de confiabilidade da solução aplicada ao sistema em relação ao caso base sem as chaves.

Tabela 8 – Comparativo dos Indicadores com e sem alocação no RBST barra 2.

Indicadores	Caso Base				Após a alocação			
	F1	F2	F3	F4	F1	F2	F3	F4
CAIDI	14,53	3,74	14,40	14,38	14,26	3,74	14,20	14,26
CAIFI	1,72	0,27	1,57	1,75	0,76	0,27	0,81	1,01
DEC	25,00	1,01	22,65	25,09	10,91	1,01	11,46	14,40
FEC	1,72	0,27	1,57	1,75	0,76	0,27	0,81	1,01
ENS (10 ⁴ kWh)	20,00	0,40	15,40	18,56	8,54	0,40	7,70	9,40
Custo (10 ⁴ \$)	8,63	0,17	6,65	8,01	5,08	0,17	4,02	4,76

Fonte: Autoria própria

A partir da Tabela 8 é possível perceber que a alocação teve impacto positivo nos alimentadores 1, 3 e 4, e não proporcionou nenhuma alteração ao alimentador 2, o qual já apresentava um desempenho melhor que os demais. Todos os indicadores dos alimentadores 1, 3 e 4 obtiveram melhoras, no entanto, é interessante destacar o impacto sobre o DEC, que teve reduções superiores a 40% para os alimentadores supracitados. O CAIDI representa a duração média das faltas para o consumidor e sua redução ilustra que essa duração também foi reduzida. No entanto, como a alocação de chaves automáticas tem a capacidade de reduzir tanto a duração (numerador do CAIDI), quanto na frequência (denominador do CAIDI),

essa diminuição do indicador indica que a alocação teve maior impacto sobre a duração das faltas, já que a frequência, como ilustrado pela CAIFI e pelo FEC, já apresentavam valores relativamente baixos.

Nesse ponto, é importante destacar que a diferença entre o CAIFI e o FEC reside em seus denominadores. Enquanto o denominador do CAIFI considera apenas os consumidores afetados, o denominador do FEC considera todos os consumidores da rede. O fato de os dois indicadores serem idênticos serve para ilustrar uma limitação da análise baseada em modelos determinísticos. Como é o caso da MLE, pois todas as taxas de falha, por menores que sejam, influenciam na taxa anual, fazendo com que todas as cargas sempre venham a ser interrompidas. Tal característica não pode ser eliminada pela inserção da SMC não-sequencial.

A Tabela 8 também permite observar que a redução apresentada na ENS e nos custos foram quase que completamente proporcionais, mesmo porque o limite estabelecido para o DIC e FIC foi alto, em relação a esse sistema teste, o que resultou em compensações de DIC relativamente baixas aos consumidores. Isso pode ser induzido a partir dos valores médios (do DEC), enquanto que o FIC esteve abaixo do limite mesmo para o caso base. Apesar desse contexto, o custo total ainda apresentou uma redução de mais de R\$ 94 mil para o cenário médio de um ano, considerando o custo das compensações, da ENS e das chaves alocadas, o que representa uma redução de quase 60% no custo total.

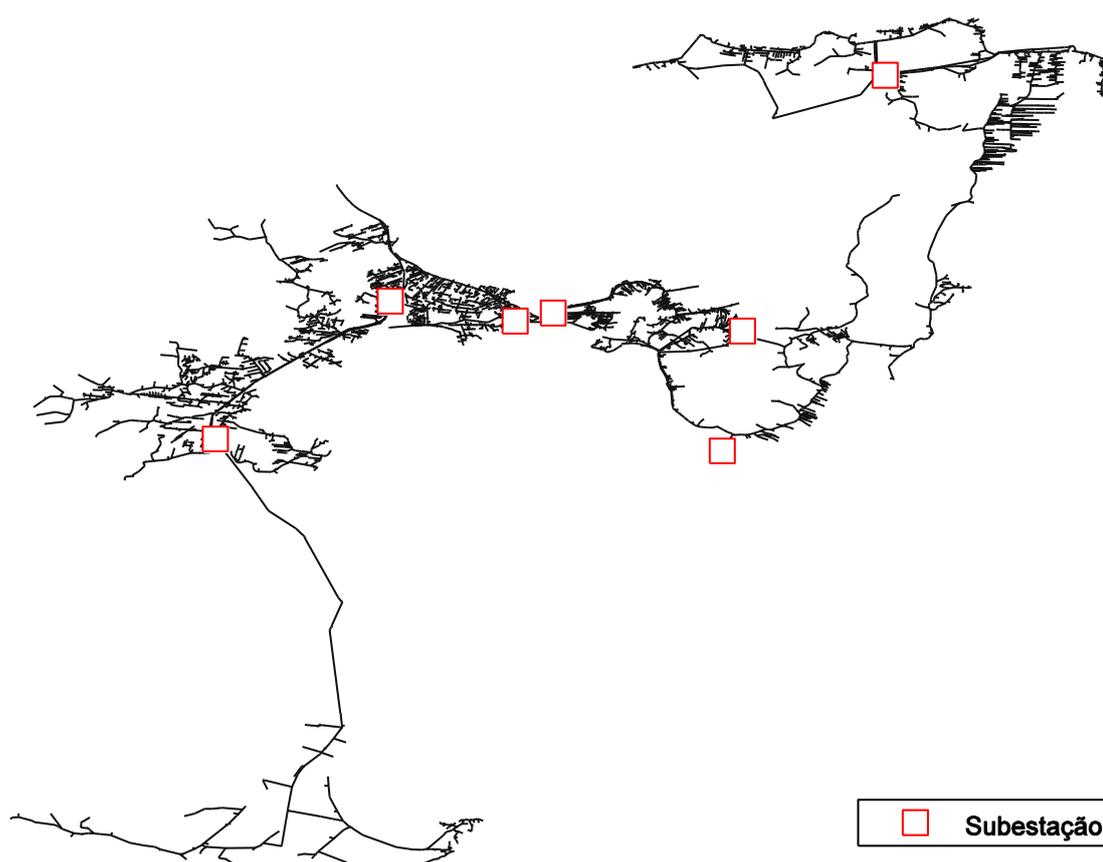
Tal impacto em um sistema de testes pequeno, pra fins de estudo, permite avaliar a ferramenta para um conjunto maior com dados reais.

5.2. SISTEMA REAL

O sistema real utilizado compreende um conjunto com 36 alimentadores da região metropolitana de Florianópolis. Todos os dados, incluindo o histórico de faltas de 5 anos são reais. Considerando apenas a rede de média tensão em 13,8 kV o sistema tem em torno de 8.000 nós e cobre uma área de mais de 2.619,77 km², atendendo a uma carga de 445,53 MW de mais de 183 mil unidades consumidoras. O sistema possui um conjunto de mais de 2.539 equipamentos de proteção, incluindo fusíveis, chaves, e disjuntores. O esquema desses alimentadores pode ser observado na Figura 15, tal que os quadrados são as subestações.

O sistema é composto por 152 interligações, o que permite que a operação dos 36 alimentadores possa ser articulada em conjunto. Baseado nessas características, os parâmetros sintonizados para o AG foram: população de 60; taxa de cruzamento de 0,6; elitismo 0,4; uma taxa de migração de 0,2; em 200 gerações. Os demais parâmetros e custos foram os já descritos anteriormente. Com esses parâmetros os resultados obtidos são apresentados na Tabela 9 em termos dos nós nos quais devem ocorrer a alocação das chaves automáticas.

Figura 15 – Conjunto de alimentadores pertencentes à região de Florianópolis



Fonte: autoria própria

Foi indicada a inserção de 30 chaves de um total de 36 possíveis. 14 alimentadores não sofreram modificações com o processo de alocação e em 7 foi inserida mais de uma chave, sendo que o alimentador A27 recebeu três chaves no processo de alocação. Somente uma chave foi inserida nos 5 alimentadores da

subestação 1 (SE01). Em contrapartida a subestação 6 (SE06) foi contemplada com alocação de 12 chaves.

Nos resultados apresentados na SE06 nos alimentadores A25 e A28 duas chaves foram inseridas em seções subsequentes. Na análise do alimentador A25 foi possível observar que as chaves são capazes de isolar um transformador (portanto um conjunto de consumidores) tanto de faltas a montante, quanto de faltas a jusante, o que permite melhorar significativamente os indicadores desses consumidores. No caso do alimentador A28, apenas um consumidor está entre as chaves, no entanto, o mesmo possui uma alta carga, o que promove uma grande redução dos custos com a ENS. Em ambos os casos o cenário de faltas criado pela simulação não-sequencial ampliou a média das faltas na região em torno dessas cargas. Em outras execuções da ferramenta nas quais isso não ocorreu, o algoritmo selecionou apenas uma das barras, em geral a 16 e a 87.

Tabela 9 – Resultado da alocação das chaves por alimentador e subestação

Subestação	Chaves por alimentador do conjunto da subestação								
SE01	A1 []	A2 []	A3 [40]	A4 []	A5 []				
SE02	A6 [26]	A7 [46]	A8 [52, 63]	A9 []	A10 []	A11 [23]	A12 []		
SE03	A13 []	A14 [63]	A15 [268]	A16 [164]	A17 []				
SE04	A18 [513]								
SE05	A19 [220]	A20 []	A21 [35, 48]	A22 []					
SE06	A23 [19]	A24 [277]	A25 [16, 17]	A26 [327]	A27 [18, 32, 35]	A28 [86, 87]	A29 [26, 4]		
SE07	A30 [35]	A31 [21]	A32 []	A33 [30, 55]	A34 []				
SE08	A35 [28]	A36 []							

Fonte: Autoria própria

Tal inclinação dos cenários de falta representa uma característica positiva do algoritmo, no entanto a utilização de poucos cenários pode representar que cada execução do código leve a uma resolução de um caso particular, mesmo

considerando que cada cenário precisa de um conjunto de casos e represente n_s simulações. Na execução foram utilizados 10 cenários de faltas, caso esse número seja ampliado, o tempo de simulação também o será.

O tempo de simulação para a obtenção dos resultados foi de 30.713 segundos, pouco mais de 8 horas e meia. Por se tratar de um problema de planejamento, é evidente que o tempo de execução do algoritmo não é uma questão crítica. Mesmo assim, tal tempo pode ser considerado alto e representar um inconveniente caso o problema tenha de ser executado múltiplas vezes em diversas conjunturas. Apesar disso, considerou-se esse tempo de execução como aceitável, tendo em vista que outros trabalhos tais como o de Assis et al. (2015), chegaram a tempos semelhantes (7 horas e meia) utilizando um equipamento com mais recurso (Intel i7, 3,2 GHz) e sem considerar múltiplos cenários de falta.

A alocação apresentada na Tabela 9 pode ser verificada em termos da melhora percentual obtida pelos indicadores para cada subestação, o que é apresentado na Tabela 10. Uma redução é indicada por índices negativos, já um acréscimo por índices positivos.

Tabela 10 – Efeito percentual da alocação sobre os indicadores por SE

Subestações	CAIDI	CAIFI	DEC	FEC	ENS	Custo
SE01	2,64%	-5,13%	-2,62%	-5,13%	-2,97%	-1,43%
SE02	7,44%	-17,22%	-11,06%	-17,22%	-7,38%	-2,14%
SE03	3,23%	-8,21%	-5,24%	-8,21%	-6,02%	-4,78%
SE04	14,78%	-26,78%	-15,96%	-26,78%	-17,81%	-16,64%
SE05	11,75%	-24,58%	-15,72%	-24,58%	-16,73%	-14,58%
SE06	10,72%	-18,11%	-9,34%	-18,11%	-15,23%	-15,32%
SE07	12,20%	-21,70%	-12,15%	-21,70%	-9,23%	-6,78%
SE08	5,25%	-10,44%	-5,74%	-10,44%	-9,39%	-7,18%

Fonte: Autoria própria

Nos custos, por exemplo, SE04, SE05 e SE06 foram as que apresentaram maior redução. É interessante sinalizar que a redução na SE06, desconsiderando o

custo das chaves, seria de aproximadamente 18%, no entanto, ao considerar o custo dos 12 equipamentos esse percentual caiu para 15,32%. Ainda considerando o custo de todas as chaves, a redução o custos em um ano seria de aproximadamente meio milhão de Reais. A ENS afeta diretamente o custo, sendo assim, com poucas ressalvas, quanto maior a redução na ENS, maior a redução nos custos.

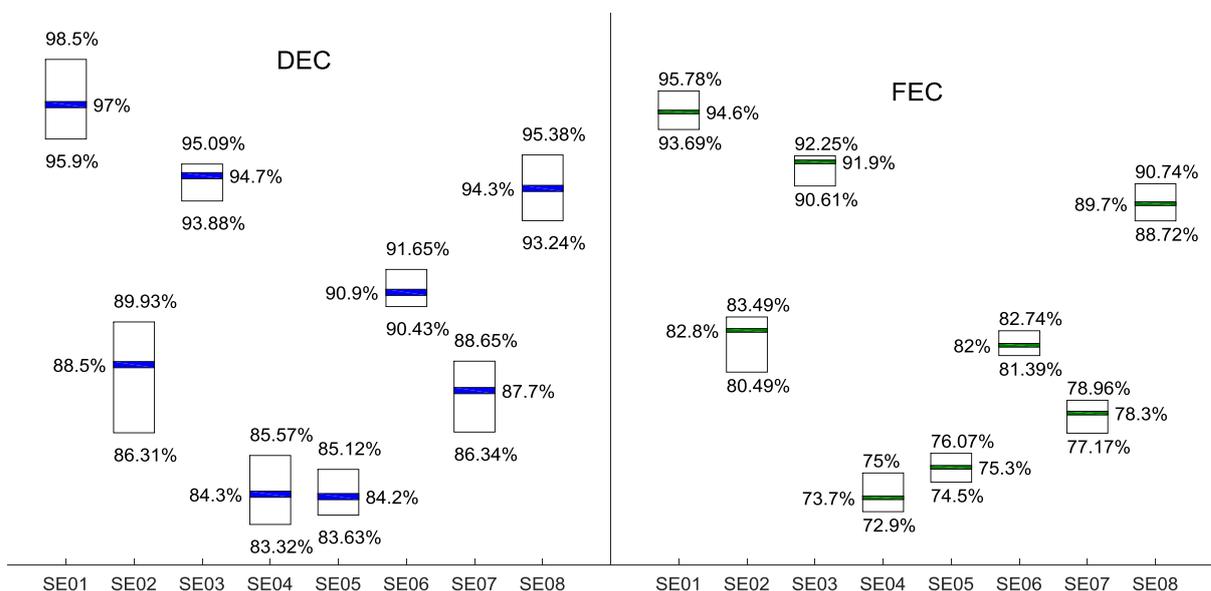
Os resultados apresentados na Tabela 10 mostram ainda que o CAIFI é novamente idêntico ao FEC, fato que já foi elucidado no estudo de caso do sistema teste RBTS barra 2. Por outro lado, o CAIDI apresentou um aumento após a alocação das chaves que chegou a 14,78% para a SE04. Tal fato indica que, em média, os consumidores estarão expostos a faltas mais duradouras. Outra interpretação pode ser a de que a alocação das chaves influenciou de maneira mais incisiva a redução da frequência das faltas do que a duração das mesmas. Isso pode ser observado quando são avaliadas as reduções do FEC e do DEC, enquanto a redução do FEC foi de 26,78% a do DEC alcançou apenas 15,96% para a SE04. Isso implicou em uma redução maior no denominador do que no numerador, o que provocou um aumento do CAIDI. Por tal característica, não é interessante utilizar o CAIDI como parâmetro em funções objetivo de alocações de recurso.

Da Figura 16 à Figura 18, são apresentados gráficos baseados em *candlesticks* da razão percentual dos valores dos indicadores após a alocação em relação ao caso base anterior à alocação. Cada *candle* representa a variação entre o valor máximo e o mínimo, e possui uma faixa colorida que expressa o valor médio, já representado na Tabela 10. Os *candlesticks* são apresentados por indicador e cada *candle* ilustra os resultados obtidos para uma SE. Ao lado de cada *candle* também são apresentados seus respectivos valores percentuais, para facilitar a análise do gráfico.

Além de ser possível observar sobre quais subestações os impactos da alocação foram maiores, a Figura 16, Figura 17 e Figura 18 também são capazes de ilustrar como um mesmo conjunto de chaves provoca distintos impactos nos indicadores a partir da variação das falhas na rede. É interessante observar as grandes variações que ocorrem em SE02, basicamente em todos os indicadores, e que o mesmo não parece acontecer com a SE06, a qual obteve menores variações em relação ao DEC, FEC e CAIFI e se manteve entre as menores variações entre os demais indicadores.

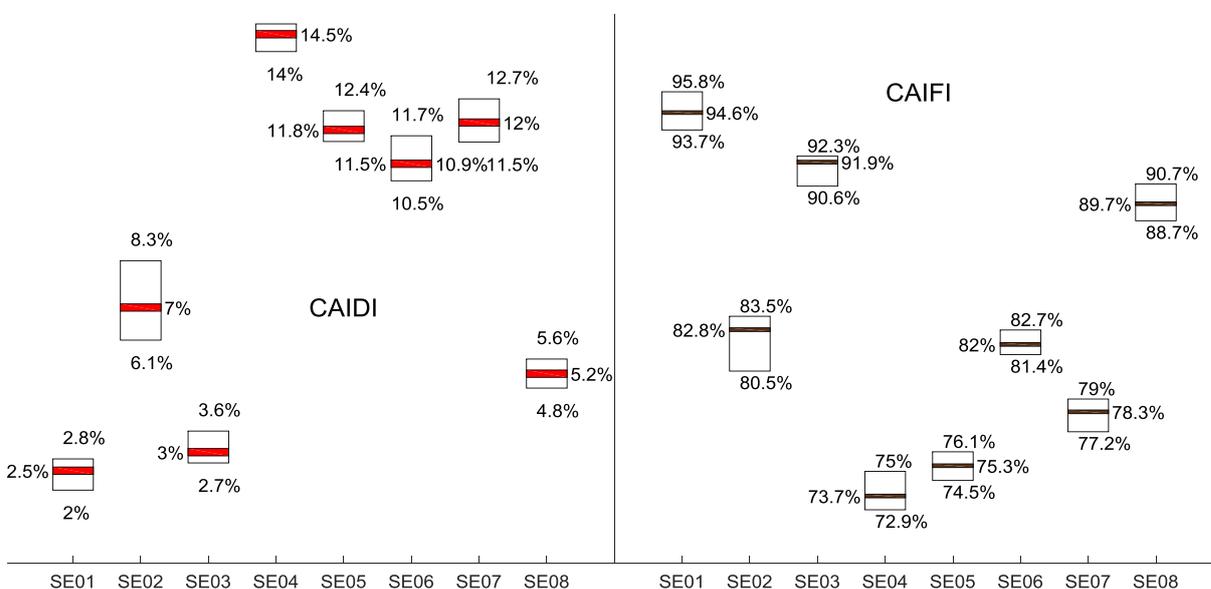
Diferente do que poderia ser inicialmente esperado, os valores médios não representam uma média entre o valor máximo e o mínimo. Isso fica evidente ao se observar o CAIFI da SE03 ou a ENS e os custos da SE02, os quais apresentam média bem mais próxima dos valores máximos desses indicadores.

Figura 16 – *Candlestick* do DEC e FEC por alimentador

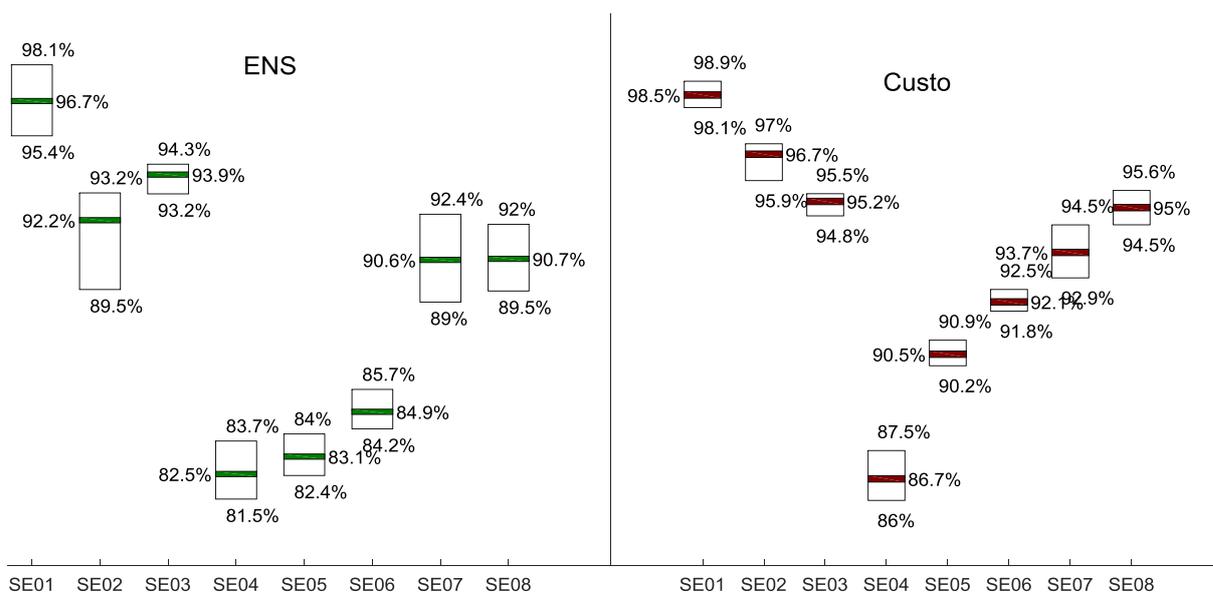


Fonte: Autoria própria

Figura 17 – *Candlestick* do CAIDI e CAIFI por alimentador



Fonte: Autoria própria

Figura 18 – *Candlestick* do ENS e custo por alimentador

Fonte: Autoria própria

Tendo sido realizada a alocação, o próximo passo é analisar o comportamento futuro esperado para a rede, o que foi realizado utilizando a simulação sequencial. O tempo de execução dessa segunda análise foi de 27,19 minutos que, apesar do tempo de simulação não apresentar um crescimento linear, representa 10,87 segundos por ano simulado. Alguns desses resultados são exibidos na Tabela 11.

Um dos diferenciais da análise sequencial para a não-sequencial é uma aproximação da realidade. No modelo utilizado de análise não-sequencial empregada (juntamente do processo de alocação), somente faltas de primeira ordem são consideradas. Isso implica que, idealmente, enquanto uma falta está ocorrendo em um alimentador nenhuma outra parte do sistema apresentará qualquer tipo de problema. Na análise sequencial, múltiplas faltas podem acontecer no mesmo momento em diferentes locais do alimentador, o que pode inclusive impedir transferências de cargas. Nesse sentido, na simulação foram analisadas mais de 81 mil faltas, das quais 32 mil foram múltiplas, do ponto de vista do sistema, e 61 faltas foram em 5 ou mais partes do sistema simultaneamente.

Para uma melhor análise dos resultados o sistema a Tabela 11 apresenta os dados obtidos apenas para uma subestação e dois alimentadores. Nos alimentadores para os indicadores coletivos, como DEC e FEC foram considerados

apenas os consumidores do respectivo alimentador. Todos os indicadores são baseados nos valores médios para os 150 cenários da simulação e nos respectivos desvios padrões desses valores. Não é prático apresentar os dados de todos os pontos de carga individualmente. Então foi selecionado o nó cujo indicador é o maior do conjunto.

Tabela 11 – Alguns resultados da avaliação sequencial

Indicadores	SE06		A3		A27	
	Média	σ	Média	σ	Média	σ
DIC (horas)	105,24	13,56	40,35	5,69	34,38	6,08
FIC	69,33	6,04	40,28	4,80	34,59	4,51
DMIC (horas)	45,48	11,26	14,04	9,06	8,55	3,63
DEC (horas)	30,29	2,06	22,31	3,83	16,49	2,74
FEC	27,95	1,47	22,36	3,46	16,44	2,25
CAIDI (horas)	1,08	0,04	1,00	0,10	1,00	0,09
CAIFI	27,95	1,47	22,36	3,46	16,46	2,24
ENS (10^4 kWh)	208,15	24,75	4,04	0,77	17,43	3,01

Fonte: Autoria própria

Com relação aos indicadores, o FEC e o CAIFI ainda permanecem iguais na SE06 e A3, o que indica que o sistema apresenta uma alta taxa de falha, a qual atinge de forma anual basicamente todos os seus consumidores em maior ou menor grau. Por outro lado, em A27 a diferença entre esses dois indicadores ilustra que em alguns anos, nem todos os consumidores foram afetados por interrupções. No entanto, a pequena diferença entre o CAIFI e FEC, que são 16,44 e 16,46, respectivamente, demonstra que tal fato ocorreu em pouquíssimos cenários, a saber, 1 dos 150 possíveis.

Outro ponto importante apresentado na Tabela 11 é o DMIC, como cada interrupção compreende a uma sequência temporal, é possível avaliar distintas interrupções e verificar a maior duração ininterrupta, ou seja, o DMIC. Dos valores de DMIC apresentados, chama a atenção as 45,48 horas apresentada como

indicador da SE06 (tal média ocorre no nó 193 do alimentador 29). Apesar do valor extremamente alto é um valor aceitável considerando que interrupções de longuíssima duração podem ocorrer sob situação adversas de clima, por exemplo. Principalmente quando múltiplas faltas ocorrem e que não foram excluídos dias de eventos extremos nem do histórico de faltas nem dos resultados apresentados (dias críticos). Os maiores valores médios do DMIC para os alimentadores A3 e A27 são respectivamente 14,04 e 8,55 horas. É importante sinalizar que a duração ininterrupta de uma falta é de difícil precisão e que por isso esses valores variaram bastante. Tal variação é indicada no desvio padrão, de mais que foi superior a 25% para todos os DMICs apresentados.

Apesar dos altos valores de DMIC, é interessante sinalizar que para os consumidores, em geral, espera-se que cada interrupção dure em média de 1,00 à 1,08 horas, tal como apresentado no CAIDI. Tal característica não reduz o impacto dos altos valores do DEC, cujas durações médias apresentadas são superiores a 16,49 e chegou a 30,29 para a SE06.

A Tabela 11 permite uma análise mais pormenorizada das características desses alimentadores e subestação, no entanto, não conseguem representar a característica geral do sistema como um todo. Dessa forma, os 36 alimentadores são representados como um único conjunto elétrico e, a partir desse conjunto, foram estabelecidas três situações para o sistema para fins de comparação: sem alocação das chaves (caso base); alocação no modelo clássico (sem considerar o efeito estocástico); e a alocação no modelo proposto.

A Tabela apresenta a comparação dos dados de alocação no modelo clássico, sem considerar o efeito estocástico das faltas, e na metodologia proposta incluindo uma multiplicidade de cenários para obtenção do resultado. São apresentados: o valor médio para o indicador e os limites inferior e superior dado 95% do intervalo de confiança. O resultado para todos os indicadores foi obtido por meio da simulação sequencial, exceto para o custo. O custo apresentado foi obtido por meio da MLE e da simulação não-sequencial, considerando o conjunto de faltas utilizado na alocação proposta.

A partir dos resultados obtidos é possível observar que em todos os indicadores coletivos, como DEC, FEC, CAIDI, CAIFI e ENS, a média dos valores obtidos foi melhor com a metodologia proposta. Apesar disso, em boa parte deles o limite inferior da metodologia de alocação clássica foi melhor, o que indica que em

alguns cenários a alocação obtida pelo modelo clássico conseguiu ser mais eficaz do que a metodologia proposta. Por razão semelhante, a metodologia clássica obteve resultados piores no limite superior, para todos os indicadores exceto o FIC, indicando que foi menos eficiente em vários cenários propostos. Nesse sentido é possível afirmar que a metodologia proposta é robusta, o que implica que nem sempre ela obterá o melhor resultado, mas que diante de uma grande variação de cenários de falta a metodologia continua a tender para o melhor desempenho.

Tabela 12 – Resultado da alocação das chaves por alimentador e subestação

	Caso Base (sem chave)			Modelo Clássico Alocação			Modelo Proposto		
	Inf.	Media	Sup.	Inferior	Media	Sup.	Inf.	Media	Sup.
Custo* (10 ⁷ \$)		6,663			5,964			5,950	
DIC	140,57	194,50	248,42	140,57	194,50	248,42	139,15	191,20	243,26
FIC	129,65	146,89	164,14	120,66	137,63	154,61	123,47	140,29	157,10
DMIC	99,60	146,44	193,28	99,60	146,44	193,28	99,69	144,23	188,77
DEC	49,13	53,40	57,66	43,99	47,93	51,88	44,29	47,75	51,22
FEC	40,10	42,72	45,34	33,64	35,89	38,13	36,77	35,84	37,91
CAIDI	1,19	1,25	1,31	1,26	1,34	1,41	1,27	1,33	1,39
CAIFI	40,11	42,72	45,34	33,68	35,93	38,18	33,80	35,85	37,91
ENS (10 ⁶ kWh)	15,14	17,00	18,87	13,37	15,14	16,92	13,44	14,99	16,54

Fonte: Autoria própria

Os valores dos indicadores individuais foram selecionados para consumidores específicos. O DIC e DMIC para um nó no alimentador A15 e o FIC para um nó em A16. É interessante destacar que o modelo clássico obteve um resultado melhor no FIC (tanto nos limites, quanto no valor médio) e o modelo proposto obteve um resultado melhor no DIC e DMIC. Tal resultado indica algo óbvio, que alocações distintas tendem a proteger de forma mais eficaz nós distintos.

Além disso, o resultado apresentado na Tabela permite observar mais uma característica: nem todos os indicadores possuem convergência igual. Isso pode ser observado pela diferença entre os valores mínimo e máximo de cada indicador. É possível observar, por exemplo, que a diferença percentual⁴ obtida no DEC e no FEC 0,16 e 0,12, respectivamente, é bem inferior ao obtido na ENS (0,22). Semelhante resultado já havia sido reportado por Jonnavithula e Billington e Wang, que indicam que a ENS seria o indicador com convergência mais demorada. No entanto, tais autores não avaliam indicadores individuais, uma vez que esses indicadores são mais significativos na regulamentação brasileira. Os resultados permitiram observar que os indicadores individuais possuem uma convergência ainda mais lenta que a da ENS, o FIC apresentou uma diferença percentual de 0,24, o DIC de 0,55 e o DMIC de 0,64.

Retomando a discussão do item 3.1.1 dessa dissertação torna-se necessário que o número de cenários criados seja bem superior aos 150 empregados, para que haja uma redução do desvio padrão entre o conjunto de resultados obtido e se possa afirmar com certeza, qual o resultado esperado para os indicadores individuais.

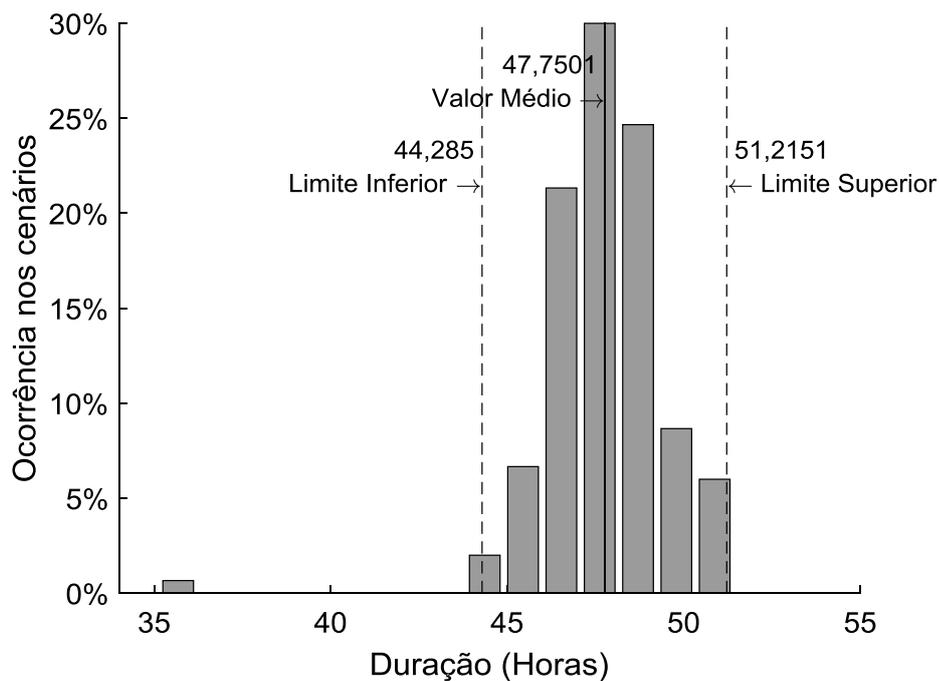
A fim de torna o resultado mais ilustrativo, foi apresentado histograma de cada um desses indicadores das Figura 19 até a Figura 26. Para que fique mais claro, tais figuras apresentam os resultados apenas da alocação proposta.

No histograma da Figura 19 é ilustrado que pela simulação sequencial espera-se que o valor médio do DEC seja de 47,75 horas e pode-se esperar com 95% de confiança que o valor do DEC estará entre 44,28 e 51,22 horas. Já na Figura 20, o CAIDI é apresentado, sendo seguro esperar que a duração das faltas varie em média entre 1,27 e 1,39 horas.

Já na Figura 21 e na Figura 22 são apresentados o FEC e o CAIDI. Ambos os histogramas tem características bem semelhantes, o que reforça o que foi explicado sobre sistemas com altas taxas de falhas, nos quais todos os consumidores sofrem faltas anualmente. No entanto, as sutis diferenças em alguns cenários foram suficientes para alterar levemente os valores médios, que para o FEC é de 35,84 e para o CAIFI é 35,85 vezes por ano. Além dos intervalos de confiança que variam entre 33,8 e 37,9 vezes.

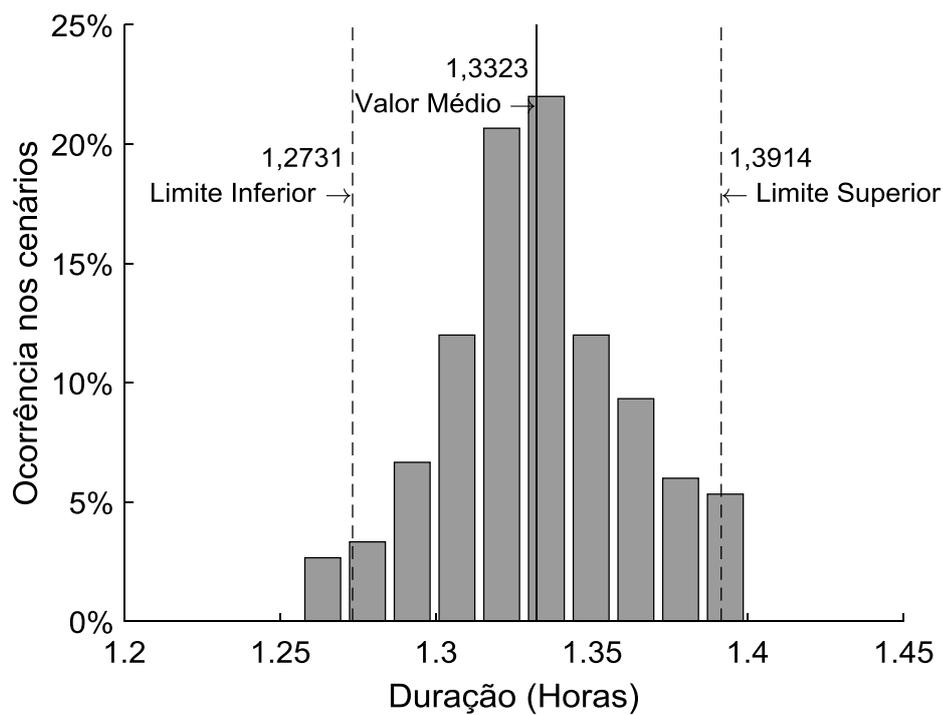
⁴ Os valores apresentados são para o caso base e foram obtidos por $\frac{\text{Superior} - \text{Inferior}}{\text{Média}}$

Figura 19 – Histograma do valor médio e intervalo de confiança para o DEC



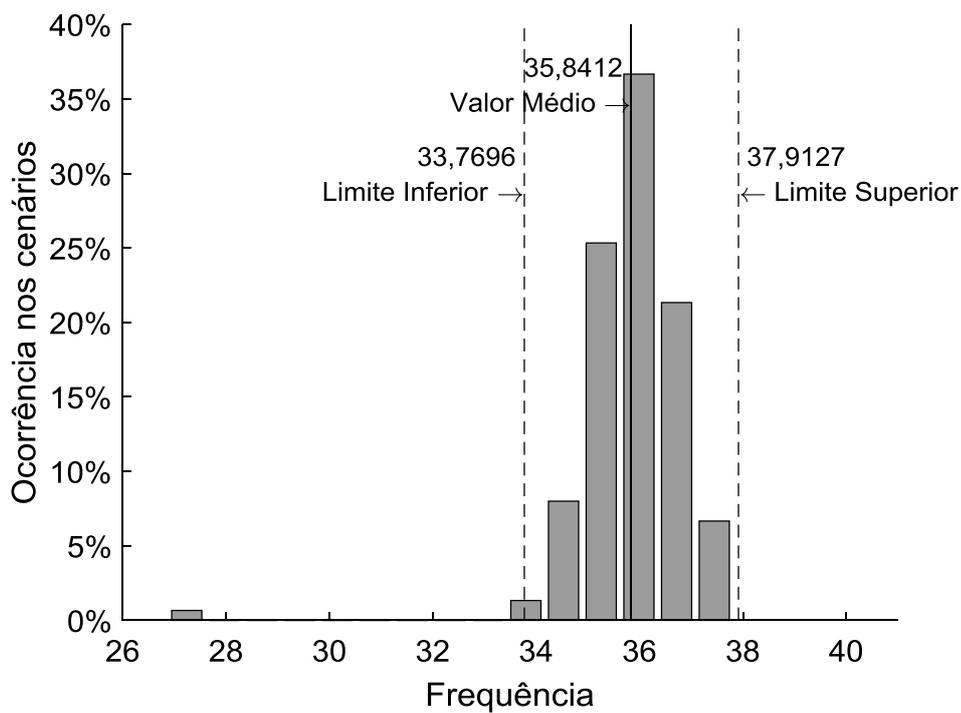
Fonte: Autoria própria

Figura 20 – Histograma do valor médio e intervalo de confiança para o CAIDI



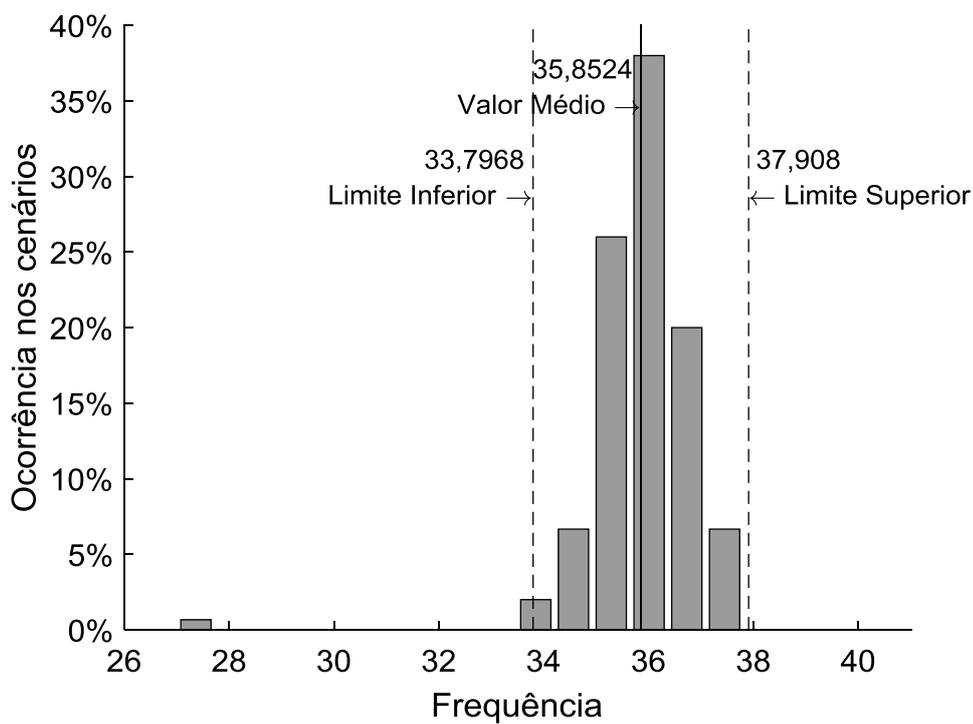
Fonte: Autoria própria

Figura 21 – Histograma do valor médio e intervalo de confiança para o FEC



Fonte: Autoria própria

Figura 22 – Histograma do valor médio e intervalo de confiança para o CAIFI

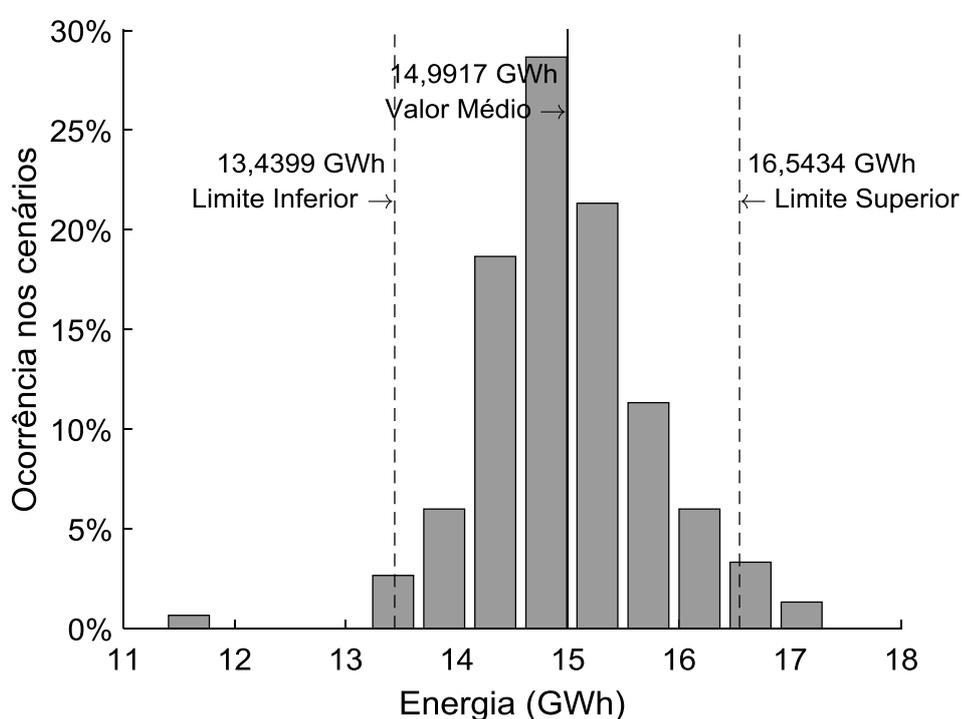


Fonte: Autoria própria

A ENS é apresentada na Figura 23. Os valores obtidos na simulação estiveram entre pouco menos de 12 e pouco mais de 17 GWh, sendo seguro esperar que o valor das perdas de energia estejam entre 13,44 e 16,54 GWh por ano. O valor médio obtido foi de 14,99 GWh.

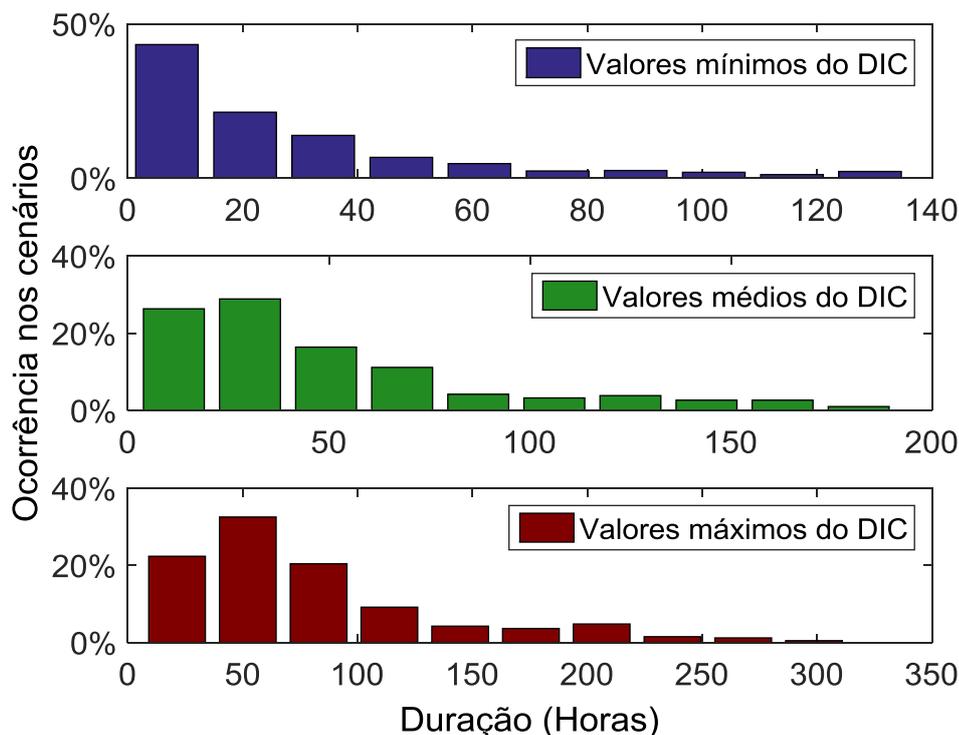
Para ilustrar os indicadores individuais DIC, FIC e DMIC foram determinados para cada indicador três cenários: o melhor cenário da simulação (menor valor), em azul; o cenário médio, em verde; e o pior cenário (maior valor) na cor vermelha. Assim, os histogramas representam todos os nós de carga do sistema. Portanto, não fica representado nem a quantidade de potência consumida pela barra de carga, nem a quantidade de consumidores presentes na barra.

Figura 23 – Histograma do valor médio e intervalo de confiança para a ENS



Fonte: Autoria própria

Figura 24 – Melhor, pior e cenário médio para o DIC de todas as barras de carga

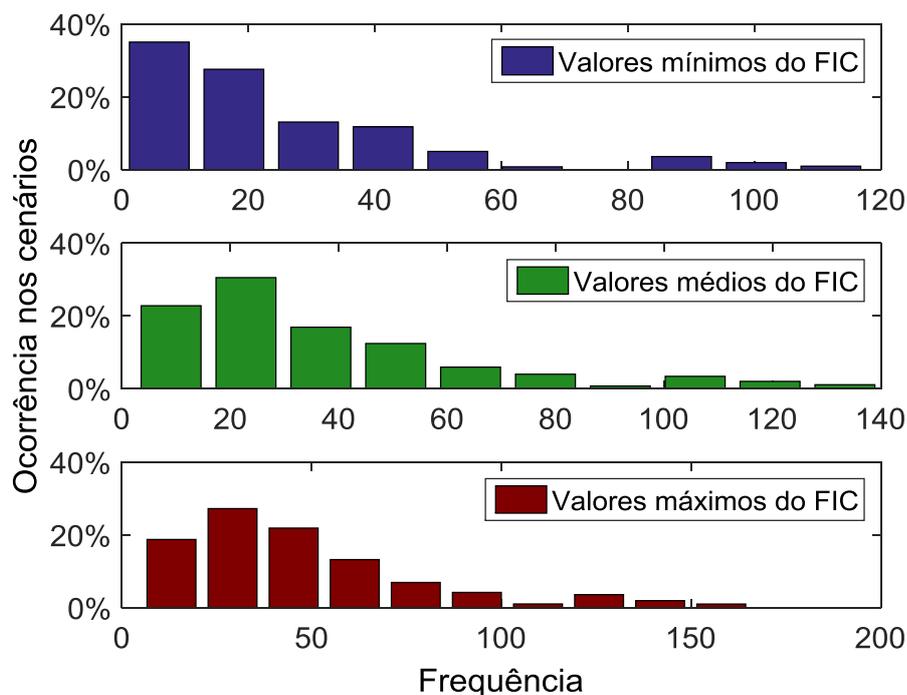


Fonte: Autoria própria

No melhor cenário do DIC de cada barra de carga aproximadamente 43,29% das barras teriam um DIC anual inferior 6,80 horas e 78,50% teriam um DIC de até 34,0 horas. Já no cenário médio espera-se que boa parte das barras de carga (71,54%) fiquem expostas às interrupções de até 49,29 horas, porém, pouco mais de 25% apresentará um DIC de até 11,44 horas. Por fim, no pior cenário simulado para o DIC, 22,33% terão duração de interrupção de 21,40 horas e 75,21% das barras de consumidores podem ser expostos a interrupções de 83,0 horas.

Pela observação do histograma em azul da Figura 25 é possível perceber que o melhor cenário para o FIC da maior parte das barras indica que 35,08% apresentarão menos de 6 interrupções e que 75,79% terão até 29 interrupções em um ano. Por outro lado no pior dos casos simulado 18,77% apresentarão 13,05 interrupções em um ano, enquanto que a grande maioria (81,16%) apresentará até 62 interrupções. Entre esses dois cenários extremos na observação média é possível verificar que 70,27% das barras de carga ficarão expostas a menos de 37 interrupções ao ano.

Figura 25 – Melhor, pior e cenário médio para o FIC de todas as barras de carga

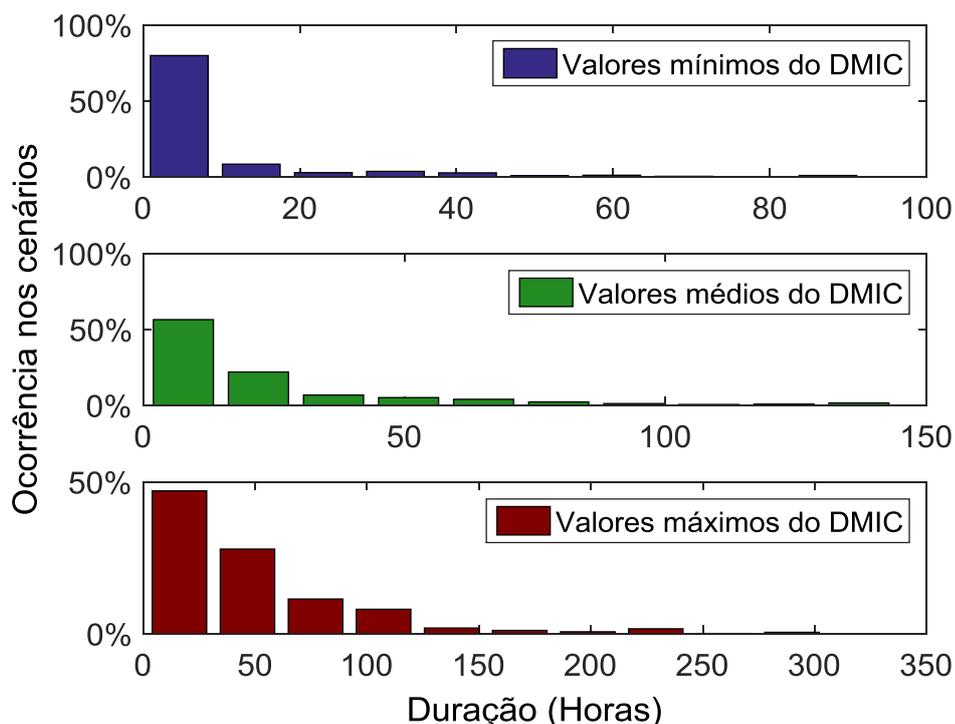


Fonte: Autoria própria

De forma semelhante à Figura 26 ilustra para o DMIC, no melhor cenário, 79,84% teriam uma interrupção de 4,6 horas, já no pior cenário, 74,88% das barras de carga teriam um DMIC de até 46,6 horas. O valor médio obtido indica que o DMIC da maior parte das barras seria de até 22,07 horas. As variações do DMIC de uma simulação para outra foram maiores que as do DIC e FIC, justamente, pois são mais sensíveis ao momento de exposição à falta. Caso duas faltas ocorram com um alto TR, uma em seguida da outra, os valores do DMIC de uma barra podem ser elevados de forma extrema. Assim em algumas barras o valor de DMIC apresentou um σ de até 78,18% do valor médio.

Outra característica interessante dessa alta variação do DMIC foi possível observar durações de até 305 horas (mais de 12 dias contínuos com interrupção) em um consumidor, o que indica situações de dias extremamente críticos, no qual múltiplas faltas atingiram o caminho até esse ponto de carga, sendo que os alimentadores de socorro estão indisponíveis também por falta. Tal característica, em geral, é sinal de eventos severos, embora infrequentes, geralmente causados por condições climáticas que podem afetar dramaticamente o desempenho da confiabilidade anual. No Brasil, esses eventos são enquadrados em dias críticos e a duração de tais interrupções (DICRI) é contabilizada separadamente.

Figura 26 – Histogramas dos valores mínimo, médio e máximo para o DMIC



Fonte: Autoria própria

Uma das formas de evitar a intersecção entre o DMIC e o DICRI na análise de confiabilidade pode ser observada em Cheng et al. (2014), que ilustra como a metodologia por simulações pode ir além com avaliações do dia crítico, envolvendo dados apenas de dias críticos. Isso permitiu aos autores simular condições de tempestade no sistema. Dessa forma, retorna-se aqui ao fato de que as simulações só podem avançar com segurança até onde os dados lhe permitam.

Assim, com base nos dados disponíveis e utilizados neste trabalho a Tabela 13 apresenta uma comparação entre as várias avaliações realizadas na confiabilidade do sistema.

Para a exibição dos indicadores individuais foi selecionada uma barra do alimentador 27, a qual recebeu 3 chaves no processo de alocação. Assim, da Tabela 13 é possível perceber que o DMIC só pode ser obtido através da simulação sequencial. Também é possível verificar que a variação da taxa de falha teve efeitos distintos nos indicadores. O valor médio não foi obtido em todos os indicadores, principalmente na simulação sequencial, no entanto, está contido seguramente no intervalo de confiança descrito da Figura 19 até a Figura 26.

Tabela 13 – Comparação dos indicadores para as análises realizadas

Indicadores	Sequencial		Não-Sequencial		Valores Históricos	
	Média	σ	Média	σ	Média	σ
DIC (horas)	34,38	6,08	41,67	0,62	41,37	-
FIC	33,95	4,44	34,76	0,46	34,62	-
DMIC (horas)	8,55	3,63	-	-	-	-
DEC (horas)	47,75	1,77	44,87	0,08	44,84	-
FEC	35,84	1,06	36,00	0,06	35,97	-
CAIDI (horas)	1,33	0,03	1,25	0,001	1,25	-
CAIFI	35,85	1,05	36,00	0,06	35,97	-
ENS (10^6 kWh)	14,99	0,79	13,52	0,03	13,53	-

Fonte: Autoria própria

Além disso, tanto na análise sequencial, quanto na não-sequencial os indicadores que mais se afastaram do valor médio foram os individuais, ou seja, justamente os indicadores que possuem mais impacto nos custos juntamente à ENS. Os desvios do valor médio foram menores na simulação não-sequencial, no processo de alocação do conjunto de chaves automáticas. Isso se deveu ao uso de um número de simulações n_s para representar cada um dos cenários de simulação não-sequencial. Se por um lado tal característica reduziu o desvio padrão do valor médio, por outro garantiu que com um número limitado de cenários ($n_{\text{Ream}}=10$) fosse capaz de gerar variações sem criar um conjunto de cenários muito particulares para a alocação das chaves.

5.3. RESUMO

O primeiro sistema teste utilizado foi o RBTS barra 2, para o qual a ferramenta propôs a alocação de 4 chaves, o que trouxe uma redução significativa no DEC, na ENS e nos custos apresentados pelo sistema. O segundo sistema teste foi um conjunto real de 36 alimentadores. A ferramenta propôs a alocação de 30 chaves. Os resultados mostraram uma redução para os indicadores principalmente em relação a frequência e aos custos das interrupções. Utilizando tais resultados o sistema foi avaliado com um SMC sequencial que avaliou, dentre outras coisas o DMIC e permitiu criar intervalos de confiança para todos os indicadores.

6. CONSIDERAÇÕES FINAIS

No cenário brasileiro atual a confiabilidade da distribuição de energia elétrica é um dos fatores muito aquém do desejado. Seja em comparação a outros países, seja por uma demanda cada vez maior dos consumidores, ou das próprias concessionárias que desejam ampliar a sua competitividade no mercado, pela redução de custos operacionais e regulatórios. Assim, se mantém firme a importância de trabalhos que busquem estratégias para a melhoria da confiabilidade, principalmente enquadrados nos contextos reais do dia-a-dia da distribuição. Dessa forma, a alocação de chaves se mostra como uma possibilidade de melhorar os indicadores, reduzir os custos e os inconvenientes, o que tornam pesquisas que envolvam o uso de chaves muito relevantes para o setor.

O presente trabalho apresentou uma revisão sobre o uso de chaves de manobra no contexto do sistema de distribuição, ilustrando a diferença entre a importância da disponibilidade de chaves em ambos estados (aberta e fechada) e as diferenças entre os níveis de automação das chaves, entre as manuais, remotas e automáticas. Foi apresentada também a correlação entre a taxa de falha (e sua estocasticidade) com o processo de alocação e de avaliação dos indicadores. Não levar tal característica em consideração, pode afastar os resultados obtidos da realidade. Foi feita uma análise do estado da arte da alocação de chaves e da análise de confiabilidade a partir do efeito estocástico.

Baseado na revisão da literatura optou-se por utilizar simulação de Monte Carlo Não-Sequencial durante o processo de alocação, para que as incertezas pudessem ser incluídas no direcionamento da posição e da quantidade de chaves. Além de realizar uma avaliação da confiabilidade posterior para verificar o comportamento futuro da rede considerando a alocação a partir de uma simulação de Monte Carlo Sequencial.

Assim para realizar a alocação de chaves de manobras automáticas foi desenvolvida uma ferramenta baseada em um algoritmo genético. A função objetivo foi traçada para minimizar os custos totais que envolviam: a aquisição das chaves; a energia não suprida; as compensações com DIC e FIC a partir dos equacionamentos considerados nos procedimentos da distribuição em vigor no Brasil. A Simulação de Monte Carlo Sequencial foi inserida na análise da MLE, assim foi possível avaliar os indicadores da rede considerando os demais

equipamentos presentes, além da variação da taxa de falha. Todas as etapas foram descritas em termos matemáticos e algumas em relação a sua implementação de forma mais eficiente no Matlab®.

Os resultados da alocação foram apresentados para a barra 2 do RBTS indicando parâmetros e permitindo material para futuras comparações da metodologia empregada. Tal fato é importante, considerando a pequena quantidade de trabalhos especificamente sobre o tema. Além disso, como um diferencial dos demais artigos como Alam, Pant e Das (2016) e Farajollahi, Fotuhi-Firuzabad e Safdarian (2017) foi realizada a alocação em um alimentador real de grandes proporções, o que, em geral é colocado como um fator limitador principalmente para os modelos baseados em simulação.

A avaliação da confiabilidade da rede por meio de simulação de Monte Carlo Sequencial fez a análise de 150 cenários, considerando incertezas tanto na taxa de falha, quanto na taxa de reparo. Além disso, considerou a ocorrência de faltas múltiplas no alimentador e a possibilidade de que a transferência de carga entre alimentadores fosse impossibilitada pela ocorrência de faltas. Assim, tal avaliação tentou aproximar ainda mais o resultado esperado com a alocação do verdadeiro comportamento da rede.

A análise da confiabilidade foi apresentada de maneira gráfica para todos os indicadores. Foi considerado, além do valor médio, o intervalo de confiança de 95%, sendo apresentados os limites superior e inferior esperados para cada indicador. Baseado nesses dados foi possível traçar o comportamento esperado para o sistema nos próximos anos após a alocação. Por fim, a possibilidade de obtenção do DMIC foi avaliada, identificando o alto desvio padrão desse indicador em cada cenário e a possibilidade de valores muito altos estarem correlacionados a ocorrência de dias críticos.

6.1. PUBLICAÇÕES

SOUSA, R. S. et al. Estudo dos Custos de Redes de Distribuição Subterrânea. In: X CONGRESSO BRASILEIRO DE PLANEJAMENTO ENERGÉTICO 2016, Gramado-RS. **Anais...** Gramado-RS

SOUSA, R. S. et al. Alocação de Chaves Automáticas em Conjunto de Alimentadores com Geração Distribuída. In: PROCEEDINGS OF 10TH SEMINAR ON POWER ELECTRONICS AND CONTROL - SEPOC 2017, Santa Maria - RS. **Anais...** Santa Maria - RS: IEEE Student Branch, 2017.

6.2. SUGESTÃO PARA TRABALHOS FUTUROS

Ao considerar a inclusão de fontes intermitentes na matriz energética, inclusive com armazenadores, espera-se que o futuro do sistema elétrico de potência tenha de lidar cada vez mais com incertezas sobre geração e demanda. Na distribuição, esses efeitos já começam a ser sentidos com a inclusão de gerações distribuídas, por exemplo. Por outro lado, a automação da rede e alocação de chaves automáticas, religadores, seccionadoras e outros equipamentos automatizados tendem a aumentar, com um custo menor de equipamentos e as maiores exigências das agências reguladoras.

Alguns trabalhos iniciais começam a investigar a alocação de chave considerando a presença de gerações distribuídas, mas boa parte deles não considera as incertezas associadas ao processo, tanto as taxas de falha e de reparo, quanto a geração e ao consumo ou injeção de energia na rede. Assim, a possibilidade de incluir a metodologia desenvolvida para tratar incertezas nesta dissertação traria grandes benefícios e maior correlação com a realidade para os trabalhos supracitados.

Outra característica importante é que a ferramenta apresentada nesse trabalho foi desenvolvida no Matlab[®], que apesar de ser amplamente utilizada no contexto das pesquisas científicas em engenharia é pouco implementada na prática diária das concessionárias de distribuição de energia. O que traz a possibilidade da metodologia deste trabalho (ou uma similar) ser desenvolvida em um software mais “amigável” às empresas de distribuição. Sugere-se para essa futura implementação o *OpenDSS*, um software livre recomendado pela ANEEL para a simulação de fluxos de potência, que permite análises de gerações distribuídas e armazenadores e pode ser melhorado para a análise de confiabilidade, inclusive em cenários de incertezas.

Além disso, uma das proposições iniciais deste trabalho incluía também o estudo de redes subterrâneas e como se comporta a alocação e a recomposição desse tipo de rede. Redes subterrâneas são caracterizadas por baixas frequências

de faltas com altas durações de interrupção, pela dificuldade de identificar o local que provocou as faltas e as causas de falha. Assim, enquanto λ possui valores mais baixos, TR possui valores elevados. Como a característica estocástica do processo de alocação consiste na variação da taxa de falha, a qual tem pequena variação. Assim, uma das questões é como seria o comportamento da metodologia apresentada nesta dissertação diante de redes subterrâneas, já que a variação durante o processo de alocação ocorre apenas nos valores de λ .

Por fim, outros trabalhos futuros indicados a partir dos resultados desta dissertação são: a correlação nos modelos por simulações entre o DICRI e o DMIC; análise da sensibilidade da ferramenta ao número de cenários empregado; análise das características obtidas com variações menores em n_s , ou a sensibilidade a um aumento no desvio padrão.

REFERÊNCIA

ABDI, S. et al. Optimal recloser and autosectionalizer allocation in distribution networks using IPSO-Monte Carlo approach. **International Journal of Electrical Power and Energy Systems**, [s. l.], v. 55, p. 602–611, 2014.

ABDUL RAHMAN, F. et al. Application of fault tree analysis for customer reliability assessment of a distribution power system. **Reliability Engineering & System Safety**, [s. l.], v. 111, p. 76–85, 2013.

ALAM, A.; PANT, V.; DAS, B. Switch and recloser placement in distribution system considering uncertainties in loads, failure rates and repair rates. **Electric Power Systems Research**, [s. l.], v. 140, p. 619–630, 2016.

ALLAN, R.; BILLINTON, R. Power system reliability and its assessment. III. Distribution systems and economic considerations. **Power Engineering Journal**, [s. l.], v. 7, n. 4, p. 185–192, 1993.

ALLAN, R. N. et al. A reliability test system for educational purposes-basic distribution system data and results. **IEEE Transactions on Power Systems**, [s. l.], v. 6, n. 2, p. 813–820, 1991.

ALVES, H. D. N.; DE SOUSA, R. S. A Multi-Population genetic algorithm to solve multi-objective remote switches allocation problem in distribution networks. In: IEEE SSCI 2014 - 2014 IEEE SYMPOSIUM SERIES ON COMPUTATIONAL INTELLIGENCE - CIES 2014: 2014 IEEE SYMPOSIUM ON COMPUTATIONAL INTELLIGENCE FOR ENGINEERING SOLUTIONS, PROCEEDINGS 2014, **Anais...** [s.l: s.n.]

ALVES, H. D. N.; SOUSA, R. S. Multi-objective optimization using microgenetic algorithm applied to the placement of remote and manual switches in distribution networks. In: IJCCI 2015 - PROCEEDINGS OF THE 7TH INTERNATIONAL JOINT CONFERENCE ON COMPUTATIONAL INTELLIGENCE 2015, Lisbon-PT. **Anais...** Lisbon-PT

ANEEL. **Estudo de Vida Útil Econômica e Taxa de Depreciação**, ANEEL, 2000.

ANEEL. **Indicadores Aneel**. 2017. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/indicadores>>. Acesso em: 29 nov. 2017.

AOKI, K. et al. Outage state optimal load allocation by automatic sectionalizing switches operation in distribution systems. **IEEE Transactions on Power Delivery**, [s. l.], v. 2, n. 4, p. 1177–1185, 1987.

ARTECHE. **Religadores e chaves de manobra: Religadores e chaves de manobra de media tensão até 36kV**. 2017. Disponível em: <<https://www.artech.com/>>. Acesso em: 20 jan. 2018.

ASSIS, L. S. De et al. Switch Allocation Problems in Power Distribution Systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, [s. l.], v. 30, n. 1, p. 246–253, 2015.

BANGALORE, P. **Development of Test System for Distribution System Reliability Analysis, Integration of Electric Vehicles into the Distribution System**. 2011. CHALMERS UNIVERSITY OF TECHNOLOGY, Göteborg, Sweden, [s. l.], 2011.

BILLINTON, R. et al. A reliability test system for educational purposes - basic data. **IEEE Transactions on Power Systems**, [s. l.], v. 4, n. 3, p. 1238–1244, 1989.

BILLINTON, R.; ALLAN, R. N. **Reliability Evaluation of Power Systems**. [s.l: s.n.].

BILLINTON, R.; LI, W. **Reliability Assessment of Electric Power Systems Using Monte Carlo Methods**. [s.l: s.n.].

BILLINTON, R.; WANG, P. Teaching Distribution System Reliability Evaluation Using Monte Carlo Simulation. **IEEE Transactions on Power Systems**, [s. l.], v. 14, n. 2, p. 397–403, 1999.

BOASKI, M. A. F. et al. Coordination and Selectivity of Protection Devices with Reliability Assessment in Distribution Systems. In: **System Reliability**. [s.l.] : InTech, 2017.

CARDONA, N. P. **Reconfiguração de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica Utilizando uma Metodologia Multipartida**. 2016. Universidade Estadual Paulista, [s. l.], 2016.

CEER - COUNCIL OF EUROPEAN ENERGY REGULATORS. **6th CEER Benchmarking Report on Quality of Electricity and Gas Supply**. Brussels, BE.

CHENG, D. et al. Model Centric Approach for Monte Carlo Assessment of Storm Restoration and Smart Grid Automation. In: ASME POWER CONFERENCE 2014, Baltimore, Maryland, USA. **Anais...** Baltimore, Maryland, USA: ASME, 2014.

DRIELS, M. R.; SHIN, Y. S. **Determining the number of iterations for Monte Carlo Simulations of weapon effectiveness**, Naval Postgraduate School, Technical Report (0704-0188), Defense Threat Reduction Agency (DTRA), 2004.

EIA - U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. **Electric power sales, revenue, and energy efficiency Form EIA-861 detailed data files**. 2017. Disponível em: <<https://www.eia.gov/electricity/data/eia861/>>. Acesso em: 10 dez. 2017.

FARAJOLLAHI, M.; FOTUHI-FIRUZABAD, M.; SAFDARIAN, A. Optimal Placement of Sectionalizing Switch Considering Switch Malfunction Probability. **IEEE Transactions on Smart Grid**, [s. l.], v. 3053, n. c, p. 1–1, 2017.

FERREIRA, G. D. et al. Multiobjective MILP model for optimal allocation of automated switching devices in electric power distribution systems. In: 2015 IEEE EINDHOVEN POWERTECH 2015, Eindhoven, Netherlands. **Anais...** Eindhoven, Netherlands: IEEE-PES, 2015.

FRANCISQUINI, A. A. **Estimação de Curvas de Carga em Pontos de Consumo e em Transformadores de Distribuição**. 2006. Universidade Estadual Paulista Júlio de Mesquita Filho, campus de Ilha Solteira, [s. l.], 2006.

GAZZANA, D. S. et al. Multi-objective optimization model for distribution systems restoration. In: 2015 IEEE PES INNOVATIVE SMART GRID TECHNOLOGIES LATIN AMERICA, ISGT LATAM 2015 2016, **Anais...** [s.l: s.n.]

GEORGILAKIS, P. S.; HATZIARGYRIOU, N. D. A review of power distribution planning in the modern power systems era: Models, methods and future research. **Electric Power Systems Research**, [s. l.], v. 12, n. 1, p. 89–100, 2015.

GERS, J. M.; HOLMES, E. J. **Protection of Electricity Distribution Networks**. 3. ed. Stevenage, UK: IET, 2011.

GOLDBERG, D. E. **Genetic Algorithms in Search, Optimization, and Machine Learning**. . Boston, MA.

HAGHIGHAT, H.; ZENG, B. Distribution System Reconfiguration under Uncertain Load and Renewable Generation. **IEEE Transactions on Power Systems**, [s. l.], v. 31, n. 4, p. 2666–2675, 2016.

HORTA, G. de L. e. **Confiabilidade em Redes de Distribuição de Energia Elétrica: Metodologia e Modelagem Matemática**. 2014. Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais - CEFET-MG, [s. l.], 2014.

IEEE. IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices - Redline. **IEEE Std 1366-2012 (Revision of IEEE Std 1366-2003) - Redline**, [s. l.], p. 1–92, 2012.

JONNAVITHULA, A. **Composite System Reliability Evaluation Using Sequential Monte Carlo Simulation**. 1997. University of Saskatchewan, [s. l.], 1997.

KAGAN, N.; OLIVEIRA, C. C. B.; ROBBA, E. J. **Introdução Aos Sistemas De Distribuição De Energia: Elétrica**. 2. ed. São Paulo: Blucher, 2010.

KAVOUSI-FARD, A.; NIKNAM, T. Optimal distribution feeder reconfiguration for reliability improvement considering uncertainty. **IEEE Transactions on Power Delivery**, [s. l.], v. 29, n. 3, p. 1344–1353, 2014. a.

KAVOUSI-FARD, A.; NIKNAM, T. Multi-objective stochastic Distribution Feeder Reconfiguration from the reliability point of view. **Energy**, [s. l.], v. 64, p. 342–354, 2014. b.

LEON-GARCIA, A. **Probability, Statistics, and Random Processes for Electrical Engineering**. 3. ed. Upper Saddle River, New Jersey.

LEVITIN, G.; MAZAL-TOV, S.; ELMAKIS, D. Optimal sectionalizer allocation in electric distribution systems by genetic algorithm. **Electric Power Systems Research**, [s. l.], v. 31, n. 2, p. 97–102, 1994.

NEVES, L.; RODRIGUES, A.; SILVA, M. da G. Da. Avaliação do Impacto de Incertezas dos Dados de Falha nos Índices de Confiabilidade de Redes de Distribuição Via Bootstrap e Conjuntos Fuzzy. **XII Simpósio Brasileiro de Automação Inteligente (SBAI)**, [s. l.], p. 1–6, 2015.

RODIGHERI, A. **Simulação da confiabilidade de redes primárias de distribuição considerando faltas temporárias, equipamentos religadores, e manobras de restauração**. 2013. Universidade de Santa Catarina, Florianópolis-SC, [s. l.], 2013.

RODRIGUES, A. B.; SILVA, M. da G. Da. Confidence intervals estimation for reliability data of power distribution equipments using bootstrap. **IEEE Transactions on Power Systems**, [s. l.], v. 28, n. 3, p. 3283–3291, 2013.

RUBINSTEIN, R. Y.; KROESE, D. P. **Simulation and the Monte Carlo Method**. 3. ed. Hoboken, New Jersey: John Wiley & Sons, 2017.

SCHWAAB, J. et al. Improving the performance of genetic algorithms for land-use allocation problems. **International Journal of Geographical Information Science**, [s. l.], p. 1–24, 2017.

SPERANDIO, M. **Planejamento da Automação de Sistemas de Manobra em Redes de Distribuição**. 2008. Universidade Federal de Santa Catarina, [s. l.], 2008.

TANG, L.; YANG, F.; MA, J. A survey on distribution system feeder reconfiguration: Objectives and solutions. In: 2014 IEEE INNOVATIVE SMART GRID TECHNOLOGIES - ASIA (ISGT ASIA) 2014, Kuala Lumpur, Malaysia. **Anais...** Kuala Lumpur, Malaysia: IEEE, 2014.

UNITED STATES. **Ensuring Electricity System Reliability, Security, and Resilience Transforming the Nation's Electricity System: The Second Installment of the Quadrennial Energy Review**. Washington DC.

XIE, K.; ZHANG, H.; SINGH, C. Reliability forecasting models for electrical distribution systems considering component failures and planned outages. **International Journal of Electrical Power and Energy Systems**, [s. l.], v. 79, p. 228–234, 2016.

YOE, C. **Principles of Risk Analysis: Decision making under uncertainty**. 1. ed. Boca Raton, FL: CRC Press, 2012.

ZARE, M. et al. Increasing the resilience of distribution systems against hurricane by optimal switch placement. In: 2017 ELECTRICAL POWER DISTRIBUTION NETWORKS CONFERENCE, EPDC 2017 2017, **Anais...** [s.l: s.n.]

ZIDAN, A. et al. Fault Detection, Isolation, and Service Restoration in Distribution Systems: State-of-the-Art and Future Trends. **IEEE Transactions on Smart Grid**, [s. l.], v. 8, n. 5, p. 2170–2185, 2017.