



Vênus Líria Silva Mendes

**Dimensionamento de Estoques de
Transformadores em Sistemas de Potência
Considerando Falhas Reparáveis e Catastróficas**

Dissertação de Mestrado

Dissertação apresentada como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre pelo Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica do Departamento de Engenharia Elétrica da PUC-Rio.

Orientador: Prof. Armando Martins Leite da Silva

Coorientador: Prof. João Guilherme de Carvalho Costa

Rio de Janeiro

Março 2020



Vênus Líria Silva Mendes

**Dimensionamento de Estoques de
Transformadores em Sistemas de Potência
Considerando Falhas Reparáveis e Catastróficas**

Dissertação apresentada como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da PUC-Rio. Aprovada pela Comissão Examinadora abaixo.

Prof. Armando Martins Leite da Silva

Orientador

Departamento de Engenharia Elétrica – PUC-Rio

Prof. João Guilherme de Carvalho Costa

Coorientador

Universidade Federal de Itajubá – UNIFEI

Prof. José Maria de Carvalho Filho

Universidade Federal de Itajubá – UNIFEI

Prof. Delberis Araújo Lima

Departamento de Engenharia Elétrica – PUC-Rio

Rio de Janeiro, 27 de março de 2020

Todos os direitos reservados. É proibida a reprodução total ou parcial do trabalho sem autorização da universidade, da autora e do orientador.

Vênus Líria Silva Mendes

Técnica em Automação Industrial pela Escola Técnica de Eletrônica Francisco Moreira da Costa. Engenheira Eletricista pela Universidade Federal Fluminense, onde realizou estudo de campos eletromagnéticos de Linhas de Transmissão como trabalho de conclusão de curso. Atualmente sua área de pesquisa envolve estudos de confiabilidade de transformadores por processos contínuos de Markov e simulação Monte Carlo.

Ficha Catalográfica

Mendes, Vênus Líria Silva

Dimensionamento de estoques de transformadores em sistemas de potência considerando falhas reparáveis e catastróficas / Vênus Líria Silva Mendes ; orientador: Armando Martins Leite da Silva ; coorientador: João Guilherme de Carvalho Costa. – 2020.

101 f. : il. color. ; 30 cm

Dissertação (mestrado)–Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Departamento de Engenharia Elétrica, 2020.

Inclui bibliografia

1. Engenharia Elétrica – Teses. 2. Confiabilidade. 3. Dimensionamento de estoque de transformadores. 4. Simulação Monte Carlo. 5. Subestações de distribuição. 6. Subestações móveis. I. Silva, Armando Martins Leite da. II. Costa, João Guilherme de Carvalho. III. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Departamento de Engenharia Elétrica. IV. Título.

CDD:621.3

Dedico ao meu pai, João B. Mendes,
Pelo incentivo e confiança.

Agradecimentos

A Deus por me guiar e permitir mais essa conquista.

Ao meu pai, por ser o grande responsável pela minha trajetória acadêmica, minha inspiração e exemplo, e por sempre incentivar e apoiar meus estudos.

À minha mãe Maria, e as minhas irmãs Joaria, Lua, Brisa e Vida, por estarem ao meu lado durante toda caminhada, me dando todo apoio necessário.

Ao meu orientador Armando Martins Leite da Silva, pela orientação, paciência, dedicação, conhecimentos transmitidos e por contribuir para o meu crescimento acadêmico, profissional e pessoal.

Ao meu coorientador João Guilherme Carvalho Costa, pela coorientação, suporte, paciência, dedicação, disponibilidade e conhecimentos transmitidos.

Ao Paulo Duailibe, por incentivar, acreditar e me dar todo suporte necessário.

Aos amigos que começaram comigo esta jornada e àqueles que o mestrado me apresentou, vocês tornaram a jornada mais branda.

Aos professores, Vinicius Leal Arienti e Carlos Henriques, pelo exemplo em maestria e apoio.

Aos demais professores e funcionários da PUC-Rio.

À CAPES, pelo apoio financeiro.

O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - Brasil (CAPES) - Código de Financiamento 001.

Resumo

Mendes, Vênus Líria Silva; Leite da Silva, Armando Martins; Costa, João Guilherme de Carvalho. **Dimensionamento de Estoques de Transformadores em Sistemas de Potência Considerando Falhas Reparáveis e Catastróficas**. Rio de Janeiro, 2020. 101p. Dissertação de Mestrado – Departamento de Engenharia Elétrica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

Transformadores de subestações de distribuição requerem uma atenção especial pelos altos custos, longos tempos de reposição e por impactarem, quando falham, diretamente na confiabilidade da rede, provocando assim a interrupção de inúmeros usuários. Em geral, as subestações são projetadas com transformadores em paralelo, de forma que a carga pico possa ser atendida ainda que um transformador do grupo esteja avariado. No entanto, esta solução requer investimentos elevados. Uma alternativa consiste no compartilhamento de estoques de transformadores reservas e subestações móveis. O dimensionamento dos estoques deve ser feito com cautela, pois, um grande número de equipamentos pode aumentar desnecessariamente os custos de investimento, e um estoque insuficiente pode diminuir a confiabilidade do sistema e aumentar seus custos operacionais. Esta dissertação apresenta duas metodologias para o dimensionamento do estoque, o método de Markov e a simulação Monte Carlo, os quais são comparados quanto aos seus resultados e características quando aplicados a um mesmo sistema. Ambos os modelos foram utilizados para dimensionar o estoque para falhas do tipo catastróficas e reparáveis, separadamente. O método probabilístico baseado na simulação Monte Carlo foi aplicado a um grupo de transformadores da classe 115 kV e 15 MVA, visando demonstrar a capacidade da metodologia de encontrar soluções condizentes do ponto de vista técnico e econômico.

Palavras-chave

Confiabilidade; dimensionamento de estoque de transformadores; simulação Monte Carlo; subestações de distribuição; subestações móveis; transferência de carga; transformador reserva.

Abstract

Mendes, Vênus Lária Silva; Leite da Silva, Armando Martins (Advisor); Costa, João Guilherme de Carvalho (Co-Advisor). **Sizing of Transformer Stocks in Power Systems Considering Repairable and Catastrophic Failures.** Rio de Janeiro, 2020. 101p. MSc. Dissertation – Departamento de Engenharia Elétrica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

Substation distribution transformers require special attention for their high costs, long replacement times and for impacting, when they fail, directly on the reliability of the electric network, thus causing the interruption of several costumers. In general, substations are designed with transformers in parallel, so that the peak load can be met even if a transformer in the group is damaged. However, this solution requires high investments. An alternative is to share stocks of spare transformers and mobile substations. Stock sizing should be done with caution, as a large number of equipment can unnecessarily increase investment costs, and insufficient stock can decrease system reliability and increase operating costs. This dissertation presents two methods for stock dimensioning based on Markov modeling and on Monte Carlo simulation, which are compared in terms of their results and characteristics when applied to the same system. Both models were used to scale the stock for catastrophic and repairable failures, separately. The probabilistic method based on the Monte Carlo simulation was applied to a group of 115 kV and 15 MVA class transformers, aiming to demonstrate the method's ability to find solutions that are technically and economically compatible.

Keywords

Reliability; sizing of spare transformers; Monte Carlo simulation; distribution substations; mobile substations; load transfer; spare transformer.

Sumário

1 Introdução	14
1.1. Considerações Iniciais.....	14
1.2. Desenvolvimento Histórico	17
1.3. Estrutura da Dissertação	21
2 Modelos de Markov para Dimensionamento de Estoque	23
2.1. Introdução	23
2.2. Diagrama de Espaço de Estados do modelo de Markov	24
2.2.1. Montagem do Espaço de Estados.....	24
2.2.2. Modelo para Falhas da Classe 1	26
2.2.3. Modelo para Falhas da Classe 2.....	28
2.3. Cálculo das Probabilidades	30
2.4. Implementação Computacional	32
2.4.1. Resultados para Falha da Classe 2	34
2.4.2. Resultados para Falha da Classe 1	36
2.5. Conclusões.....	37
3 Modelo de Simulação Monte Carlo Cronológica para Dimensionamento de Estoque	39
3.1. Introdução	39
3.2. Aspectos Gerais	40
3.3. Modelo Básico de Simulação Monte Carlo Cronológica.....	40
3.4. Obtenção dos Índices de Confiabilidade	46
3.4.1. Fluxograma	49
3.5. Índices de Confiabilidade	51
3.6. Aspectos Econômicos	52
3.7. Implementação Computacional	54
3.7.1. Resultados para Falhas da Classe 2.....	55
3.7.2. Resultados para Falhas da Classe 1	56
3.8. Conclusões.....	61
4 Análises de Sensibilidade via Simulação Monte Carlo	62
4.1. Introdução	62
4.1. Premissas Utilizadas	63
4.3. Modelo Cronológico	66

4.3.1. Processo de Simulação.....	68
4.4. Análises de Sensibilidade.....	71
4.4.1. Parte 1: dimensionamento e análises de custo	72
4.4.2. Parte 2: análises de sensibilidade	77
4.4.2.1 Resultados para falha da Classe 2.....	77
4.4.2.2 Resultados para falha da Classe 1.....	84
4.5. Tempos de simulação	88
4.6. Conclusões.....	89
5 Conclusões.....	91
6 Referências	96
7 Apêndice	100

Lista de figuras

Figura 2.1 - Espaço de estado para um transformador	25
Figura 2.2 - Espaço de estados simplificado	26
Figura 2.3 - Diagrama de espaço de estados: falha Classe 1	28
Figura 2.4 - Diagrama de espaço de estados: falha Classe 2	30
Figura 2.5 - Diagrama truncado de espaço de estados: falha Classe 2 ...	35
Figura 2.6 - Diagrama truncado de espaço de estados: falha Classe 1 ...	36
Figura 3.1 - Ilustração do histórico gerado pela SMC cronológica: Falha Classe 1.	43
Figura 3.2 - Ilustração do histórico gerado pela SMC cronológica: Falha Classe 2.	45
Figura 3.3 - Disponibilidade gerada pela Simulação Monte Carlo: Falha Classe 1: $\beta = 5\%$	48
Figura 3.4 - Disponibilidade gerada pela Simulação Monte Carlo: Falha Classe 1. $\beta = 1\%$	48
Figura 3.5 - Fluxograma do programa da Simulação Monte Carlo.....	50
Figura 4.1 - Estratégias de Emergência pela Simulação Monte Carlo: Falha Classe 1 e 2.	70
Figura 4.2 - Impacto da MUS no sistema: Falha Classe 2.	79
Figura 4.3 - Índice EENS versus Indisponibilidade: Falha Classe 2.....	80
Figura 7.1 - Diagrama de espaço de estados: falha Classe 1 - 1 MUS e 2 RSTs.....	100
Figura 7.2 - Diagrama de espaço de estados: falha Classe 2 - 2 MUSs.....	101

Lista de tabelas

Tabela 2.1 - Dados de Interrupção do Sistema	33
Tabela 2.2 - Resultados de Markov: Falha Classe 2.....	34
Tabela 2.3 - Resultados de Markov (Completo x Truncado): Falha Classe 2	35
Tabela 2.4 - Resultados de Markov (truncado): Falha Classe 1	37
Tabela 3.1 - Resultados da SMC x Markov: Falha Classe 2	56
Tabela 3.2 - Resultados da Simulação Monte Carlo: Falha Classe 1	58
Tabela 3.3 - Diferença Relativa da SMC Cronológica: Falha Classe 1	58
Tabela 3.4 - Resultados da SMC Cronológica: Falha Classe 1	59
Tabela 3.5 - Resultados da SMC Cronológica: Falha Classe 1.....	60
Tabela 4.1 - Casos	72
Tabela 4.2 - Índices de confiabilidade: Falha Classe 2	73
Tabela 4.3 - Índices de confiabilidade: Falha Classe 1	73
Tabela 4.4 - Custos do sistema: Falha Classe 2.....	74
Tabela 4.5 - Custos do sistema: Falha Classe 1	74
Tabela 4.6 - Efeito do número de MUSs nos índices de confiabilidade: Falha Classe 2	75
Tabela 4.7 - Efeito do número de MUSs no custo: Falha Classe 2	75
Tabela 4.8 - Efeito do número de MUSs x RSTs na disponibilidade: Falha Classe 1	76
Tabela 4.9 - Efeito do número de RSTs nos índices de confiabilidade: Falha Classe 1	76
Tabela 4.10 - Efeito do número de RSTs no custo: Falha Classe 1	76
Tabela 4.11 - Efeito do número de MUS nos índices de confiabilidade e custo de operação: Falha Classe 2	78
Tabela 4.12 - Efeito do número de MUS e transferência de carga nos índices de confiabilidade e custo de operação: Falha Classe 2.....	78
Tabela 4.13 - Efeito do número de pontos de transferência de Carga nos índices de confiabilidade e custo de operação: Falha Classe 2	81
Tabela 4.14 - Efeito do tempo de manobra nos índices de confiabilidade e custo de operação: Falha Classe 2	81

Tabela 4.15 - Efeito do tempo de instalação da unidade móvel nos índices de confiabilidade e custo de operação: Falha Classe 2.....	82
Tabela 4.16 - Efeito do tempo de reparo nos índices de confiabilidade e custo de operação: Falha Classe 2	83
Tabela 4.17 - Efeito do tempo de transferência de carga nos índices de confiabilidade e custo de operação: Falha Classe 1	84
Tabela 4.18 - Efeito do número de pontos de transferência de carga nos índices de confiabilidade e custo de operação: Falha Classe 1	85
Tabela 4.19 - Efeito do tempo de instalação da unidade móvel nos índices de confiabilidade e custo de operação: Falha Classe 1	86
Tabela 4.20 - Efeito do tempo de instalação da unidade reserva nos índices de confiabilidade e custo de operação: Falha Classe 1	86
Tabela 4.21 - Efeito tempo de reposição da unidade reserva nos índices de confiabilidade e custo de operação: Falha Classe 1	88

“Fui desafiada pelas minhas escolhas a
ultrapassar todas as barreiras.”

Vênus Líria Silva Mendes

1 Introdução

1.1. Considerações Iniciais

O planejamento adequado de sistemas de energia elétrica deve incluir nos seus objetivos eliminar ou minimizar as possíveis falhas que podem ocorrer durante a sua operação. As falhas podem ser causadas por defeito nos equipamentos, falta de manutenção, tempo de vida, curtos-circuitos, falha da proteção e por eventos externos como, tempestades, incêndios, descargas atmosféricas, entre outros. Essas falhas podem causar interrupções prolongadas no fornecimento de energia elétrica, gerando custos operacionais adicionais para a concessionária.

Os custos de operação estão associados a falhas no abastecimento de energia demandada pelo usuário [1]. Portanto, um dos principais objetivos no planejamento de sistemas é a minimização de possíveis falhas durante sua operação. Para essa finalidade, são feitas análises de confiabilidade a fim de determinar redundâncias ou estoque de equipamentos.

Como o sistema de distribuição de energia elétrica é responsável por entregar a energia ao consumidor final, qualquer falha na subestação de distribuição pode gerar sua interrupção para inúmeros usuários. Devido à necessidade de garantir uma operação contínua e ao seu alto custo de aquisição, os transformadores das subestações de distribuição são os equipamentos que mais recebem atenção dos planejadores [2-3]. Além disso, esses transformadores requerem um longo tempo de reposição, com tempo de entrega estimado entre 12 e 18 meses, devido ao fato de não ser um equipamento de pronta entrega como são os transformadores de menor potência [4].

Em geral, as subestações de distribuição são projetadas com trans-

formadores em paralelo, de tal forma que a carga pico é atendida mesmo quando um transformador do grupo falha. Contudo, apesar de segura, essa é uma solução com alto custo de implantação [5]. Uma alternativa é prever a utilização de estoques compartilhados de transformadores regulares reservas (*Regular Spare Transformers* - RSTs). Diversas empresas em todo o mundo fazem uso dessa prática. Como exemplo, podem ser citadas a brasileira Cemig de Minas Gerais [6] e a *Hydro One* de Ontário no Canadá [7].

O compartilhamento de estoques promove economia de investimentos e mantém a disponibilidade entre limites preestabelecidos. O estoque é determinado pelo nível de confiabilidade requerido e pelos custos agregados ao sistema, como o investimento na aquisição dos equipamentos reservas, seu armazenamento e manutenção, interrupção do fornecimento de energia, além de compensações financeiras ou multas previstas em lei [8]. O assunto está regulamentado no Módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição [9].

Outra prática comum entre as concessionárias de energia tem sido o uso de subestações móveis (*Mobile Unit Substations* - MUSs) para diversas finalidades como, por exemplo, manutenção planejada, aumento temporário da capacidade da subestação, reparos de interrupção forçada causada por eventos naturais e em eventos de falha quando a carga não pode ser transferida totalmente para as subestações vizinhas, durante a instalação de um transformador reserva [10-11]. As MUSs possuem capacidade de reestabelecer rapidamente o fornecimento de energia, pois podem ser instaladas de 8 a 24 horas após a falha sofrida pelo transformador [7].

De acordo com [7], as falhas nos transformadores podem ser classificadas como grandes (i.e., catastróficas) ou pequenas (i.e., aleatórias), sendo denominadas Classe 1 e Classe 2, respectivamente. Nas estações de distribuição, as MUSs são normalmente usadas para cobrir as interrupções relacionadas a essas falhas, a fim de evitar interrupções prolongadas ao cliente.

Grandes falhas são de natureza catastrófica, longa duração e deterioram o transformador tornando-o irreparável, sendo necessária sua reposição. Quando uma falha deste tipo ocorre, admite-se que a MUS permaneça em serviço até que uma unidade sobressalente esteja pronta para ser instalada, se disponível. Nesses casos, as unidades avariadas podem ser reparadas ou substituídas dependendo de suas condições após a falha. No caso do reparo, as unidades defeituosas são normalmente enviadas a uma oficina central, o que pode levar de um a dois anos. Pequenas falhas são de natureza aleatória, de curta duração e podem ser reparadas no local. Neste caso, após a falha, a MUS permanecerá em serviço até que a unidade com falha seja reparada e esteja pronta para entrar em operação [7, 12].

Portanto, as unidades sobressalentes de transformadores e subestações móveis podem compor o estoque de uma subestação de distribuição a fim de mitigar a duração das falhas proporcionando tempo de reposição menor e, conseqüentemente, reduzindo os custos por falha durante o período de operação do sistema.

O dimensionamento do estoque deve ser feito de forma cautelosa, pois, um grande número de equipamentos pode aumentar desnecessariamente o custo de investimento para a concessionária, na aquisição do estoque, armazenamento e manutenção dos equipamentos. Por outro lado, um número insuficiente de peças pode comprometer a confiabilidade do sistema e aumentar os custos operacionais por interrupção no fornecimento de energia além de compensações financeiras ou multas [4,13].

Além disso, o estoque de equipamentos possui diversos pontos negativos como: capital imobilizado, custos de armazenamento, transporte e manutenção, riscos de danos ou deterioração dos itens/produtos armazenados; custos administrativos e securitários, e obsolescência dos itens à medida que novos produtos são lançados no mercado [14].

Dado que o dimensionamento de estoque deve atender a um nível de confiabilidade predeterminado e considerar custos de investimentos e operação, as concessionárias de energia elétrica que optarem pelo seu

uso precisam encontrar equilíbrio entre os custos e os benefícios oferecidos pela sua aquisição. O trabalho de dimensionar o estoque de equipamentos regulares e de manutenção pode não ser uma tarefa fácil, dada a grande dimensão e prováveis dificuldades encontradas, mediante complexas modelagens do sistema em análise. Além disso, existem limitações impostas por alguns métodos que não permitem uma modelagem próxima da realidade, o que por consequência, afasta os resultados dos ideais.

Esta dissertação apresenta duas metodologias para o dimensionamento do número de transformadores sobressalentes e de subestações móveis, que devem compor o estoque, a partir da simulação Monte Carlo cronológica - SMC e dos processos contínuos de Markov, cujos resultados são comparados e avaliados.

Nas metodologias propostas, as MUSs são utilizadas para cobrir falhas das classes 1 e 2, a fim evitar interrupções prolongadas ao cliente. No caso de falha da Classe 1, as MUSs são usadas temporariamente, até que uma unidade sobressalente seja instalada. Neste caso, as MUSs só podem ser instaladas se houver unidades reservas no estoque. Nas falhas da Classe 2, as MUSs são instaladas e ficam em serviço até que as unidades avariadas sejam reparadas e estejam prontas para operar novamente, conforme sugerido em [7].

Ressalta-se que análises semelhantes podem ser feitas para outros equipamentos elétricos e para diferentes sistemas.

1.2. Desenvolvimento Histórico

Os estudos do dimensionamento e a aplicabilidade de estoque de transformadores e subestações móveis ganharam espaço entre as empresas de distribuição de energia elétrica por competitividade, devido à necessidade de prover continuamente seus serviços, sem sofrer maiores prejuízos causados por falhas em seus transformadores. Para as concessionárias de energia elétrica, os benefícios de se manter um estoque desses equipamentos significa aumento na confiabilidade do sistema e redu-

ção de custos de operação por demanda não atendida.

Admitido como prioridade o dimensionamento de estoque de transformadores reservas e/ou subestações móveis, as empresas do setor elétrico de distribuição passaram a adquirir anualmente uma quantidade de equipamentos igual ao percentual médio anual de falhas históricas de cada equipamento. No entanto, essa prática não garante que o sistema tenha alta confiabilidade e ainda, não considera os diferentes tempos de reposição de cada equipamento e o aumento da taxa de falha para os equipamentos com características de envelhecimento [6]. Portanto, o correto dimensionamento de estoque de equipamentos é fundamental para que as empresas possam se beneficiar dele.

A fim de fazer um correto dimensionamento, diversos estudos foram realizados através da aplicação de métodos simples aos mais complexos, os quais são capazes de fazer uma análise cronológica e representar medidas como, tempo de instalação de uma unidade RST, tempo de reparo, tempo de transferência de carga para um alimentador vizinho e tempo de instalação de uma MUS [2, 15].

Medidas como essas, foram aplicadas em diversos trabalhos para o dimensionamento de estoque de transformadores de subestação de distribuição e/ou subestações móveis, conforme descrito resumidamente nos parágrafos seguintes.

Em [16] são utilizados modelos probabilísticos baseados na distribuição de Poisson, para determinar o número ótimo de RSTs, ao menor custo possível. O processo de otimização consiste em variar o número de reservas e adotar aquele que gerou o menor custo total, que envolve custo de investimento, operação e manutenção.

Um modelo probabilístico baseado na distribuição binomial foi proposto em [17] para determinar o número e o tempo de reposição de transformadores, ao menor custo. Além disso, a abordagem proposta também considera o envelhecimento dos transformadores para análise da disponibilidade.

Diversas publicações utilizam o método probabilístico baseado nos

processos contínuos de Markov para determinar o estoque compartilhado de transformadores, a partir da disponibilidade do sistema e seus respectivos custos. Referências como [7], [10-12], [18-20] e [21] utilizam o método.

Em [10-11], um modelo baseado nos processos contínuos de Markov é utilizado para determinar o número de subestações móveis e mensurar sua importância para a confiabilidade do sistema. Os principais fatores apresentados ressaltam que as concessionárias de energia, diante da necessidade de manutenção ou reposição de equipamentos, interrupções forçadas ou programadas, precisam reduzir os riscos de perda de carga, e as MUSs são uma alternativa para isso. O benefício do seu uso é expresso em termos de redução anual nos custos totais de interrupção do cliente.

Posteriormente, [7] propõe dois modelos distintos a fim de determinar o estoque de transformadores reservas e subestações móveis, de acordo os tipos de falha que podem acometer os transformadores. O número necessário destes equipamentos é determinado a partir do nível de confiabilidade requerido para o sistema em análise. Em [12], a mesma formulação é aplicada, no entanto, o número ideal de RSTs e MUSs é definido na análise de custo-benefício.

Em [18], o modelo de Markov é novamente utilizado em estudo de confiabilidade para determinar se o uso de uma unidade de subestação móvel, em sistemas redundantes de entrega ao cliente, é viável do ponto de vista econômico quando os dois transformadores complementares da subestação falham aleatoriamente. As falhas dos transformadores podem ser de curta ou longa duração, dependendo da natureza das mesmas. O objetivo deste trabalho é descrever a metodologia de avaliação do estudo, sua suposição e os resultados do estudo.

A distribuição exponencial também é utilizada em [19], no entanto, um único modelo é utilizado para representar falhas de curta ou longa duração. O método proposto tem como objetivo determinar o número de unidades sobressalentes de transformadores regulares e de MUSs ne-

cessários para atender um nível predeterminado de disponibilidade.

Diferentemente dos trabalhos anteriores, em [22] o dimensionamento de estoque de transformadores é feito a partir da aplicação de dois métodos distintos, o processo contínuo de Markov e o modelo de simulação Monte Carlo cronológico. Ambos os modelos utilizados neste trabalho são capazes de fornecer índices de confiabilidade como frequência, duração média das falhas e estimativas de energia não suprida, assim como, custos de operação e investimentos que visam dimensionar o estoque a um mínimo custo total. Ao contrário do modelo de Markov, a simulação Monte Carlo permite representar tempos não exponenciais para falha e reparo, o que o torna o modelo mais realístico. Os resultados obtidos a partir das simulações dos processos de Markov e do modelo cronológico de Monte Carlo são comparados aos de um modelo amplamente utilizado, baseado em uma distribuição de Poisson.

A metodologia probabilística baseada em simulação Monte Carlo também é explorada em [13]. Neste trabalho, são representados eventos como: envelhecimento dos equipamentos pela teoria de Arrhenius, crescimento de carga e expansão do sistema. Além disso, permite-se modelar a reposição do estoque e definir que ele tenha um número crescente de transformadores durante o período analisado. Tais condições não são possíveis de serem exploradas pelos Métodos de Poisson e Markov. O dimensionamento do estoque é baseado em índices de confiabilidade e custos mínimos.

Em [23] é proposta uma nova metodologia baseada em técnicas de otimização metaheurística utilizada para o cálculo de transformadores reservas. Um algoritmo baseado em simulação Monte Carlo é utilizado para o cálculo dos índices de confiabilidade e custos do sistema. Este modelo considera eventos como crescimento de carga e aumento do número de transformadores reservas. A metaheurística Estratégias de Evolução é aplicada a fim de obter as melhores soluções de dimensionamento de estoque e o número de transformadores a serem incluídos posteriormente.

Os modelos probabilísticos, baseados nos processos contínuos de

Markov e simulação Monte Carlo cronológica, são explorados ao longo dos capítulos 2 e 3, respectivamente.

O modelo de Markov permite estimar indicadores de confiabilidade, no entanto, também exige distribuições de tempos exponenciais que obriga uma taxa de falha constante e igual para todos os transformadores do sistema e, assim como Poisson, também não consegue modelar o envelhecimento dos equipamentos e suas peculiaridades individuais. Já na simulação Monte Carlo, tempos de falha, reposição e instalação não precisam ser exponenciais, e ainda, permite representar os equipamentos elétricos com suas peculiaridades e características de funcionamento individualmente, possibilitando uma modelagem cronológica muito mais próxima da realidade que os modelos de Poisson e Markov.

1.3.

Estrutura da Dissertação

Essa dissertação está dividida em cinco capítulos resumidamente descritos a seguir.

O presente capítulo apresenta a relevância do tema de dimensionamento de estoque de transformadores e de unidades de subestações móveis referenciando importantes trabalhos realizados sobre este tema na literatura.

O Capítulo 2 apresenta dois modelos de Markov, para falhas do tipo Classe 1 e Classe 2, empregados para dimensionar o estoque de transformadores e de subestações móveis utilizados em subestações de distribuição, a partir da análise da disponibilidade obtida através de vários testes combinatórios de MUSs e RSTs.

O Capítulo 3 apresenta o modelo de simulação Monte Carlo cronológico para dimensionamento de estoque de transformadores e de subestações móveis, para falhas de classes 1 e 2, a partir da análise da disponibilidade do sistema, índices e custos.

No Capítulo 4 são realizadas aplicações numéricas com o programa

de simulação Monte Carlo em análises de sensibilidade de diversos parâmetros em estudo de caso, nos quais, também são avaliados, a disponibilidade, índices e custos.

Por último, o Capítulo 5 apresenta as principais conclusões e sugestões para trabalhos futuros.

2

Modelos de Markov para Dimensionamento de Estoque

2.1.

Introdução

Este capítulo descreve uma metodologia para dimensionamento de estoques de transformadores reservas e de subestações móveis baseada em processos estocásticos determinados pelos processos de Markov. Para que seja possível aplicar este modelo, é necessário que o sistema seja estacionário, onde a probabilidade condicional de falha ou reparo, durante qualquer intervalo fixo de tempo é constante.

Uma taxa de falha constante implica em uma função de densidade exponencial negativa e logo, uma função de confiabilidade também exponencial. Uma das principais razões da grande importância deste tipo de distribuição consiste no fato de que uma variável aleatória com este tipo de densidade de probabilidade possui a propriedade de independência do passado, ou seja, o processo não deve ter memória. Assim, a probabilidade de o sistema estar em determinado estado futuro depende apenas do estado atual do sistema, sendo que os estados devem ser identificáveis [24].

As taxas de falhas constantes estão associadas ao período de maturidade do equipamento, da curva da banheira ou curva de risco de falha, no qual, a taxa de falha constante e sua distribuição exponencial são válidas e as falhas ocorrem de formas aleatórias e pouco previsíveis e não por deterioração gradual [24-26].

Neste capítulo, o número de transformadores reserva e de subestações móveis são determinados por dois modelos de Markov estruturados para representar o sistema e as ações a serem tomadas diante dos dois tipos de falha, Classes 1 e 2 [7], conforme apresentado na próxima seção.

2.2.

Diagrama de Espaço de Estados do Modelo de Markov

O diagrama de espaço de estados do modelo de Markov para um determinado sistema representa os possíveis estados, nos quais, o sistema pode residir a qualquer momento, por um determinado período de tempo. De acordo com o critério de falha adotado, cada estado pode ser classificado como um estado de sucesso ou de falha [27]. Feita a modelagem do espaço de estados via processo de Markov é possível calcular as probabilidades de sucesso e falha do sistema.

As probabilidades vinculadas a cada possível estado do sistema dependem de diversos fatores como: natureza da falha, taxas de falha e reparo, dimensão do sistema, tempo de instalação de unidades sobressalentes e de subestações móveis, número de transformadores em estoque e também do nível predeterminado de disponibilidade para o conjunto do sistema em análise [7].

2.2.1.

Montagem do Espaço de Estados

Considerando um único componente reparável caracterizado pelas taxas de falha e reparo constantes, o diagrama pode ser descrito como mostrado na Figura 2.1, onde o estado (1) representa um estado de sucesso, no qual o único transformador existente está em pleno funcionamento, e o estado (2), um estado de falha, no qual o transformador está em reparo. Nesse caso, é fácil concluir que o estado (2) é um estado de falha, pois, o único componente existente está em reparo, deixando de atender completamente a carga. As taxas de falha e reparo são representadas por λ e μ , respectivamente.

A taxa de falha, λ , pode ser descrita como sendo a recíproca do tempo médio para falha, MTTF, com os tempos de falha contados a partir do momento em que o componente começa a operar até o momento em

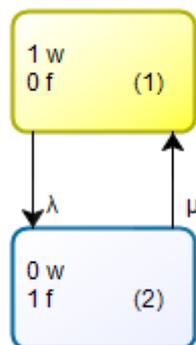


Figura 2.1 - Espaço de estado para um transformador.

que falha. Da mesma forma, a taxa de reparo, μ , é a recíproca do tempo médio de reparo, MTTR, o tempo é contado a partir do momento em que o componente falha até o momento em que retorna ao estado de operação [22, 24].

A representação do espaço de estados para um sistema pequeno é relativamente simples, no entanto, para um grande sistema, tal diagrama torna-se bem mais complexo devido ao número de combinações dos estados individuais dos transformadores. Sendo n e n_r os números de transformadores no campo e no estoque, respectivamente, o número de estados, n_e , é determinado por $2^{(n+n_r)}$, para um sistema que considera apenas as taxas de falha e reparo.

Entretanto, é possível elaborar um diagrama simplificado no qual os estados com operações equivalentes são agrupados em um único estado. A Figura 2.2 ilustra um diagrama de espaço de estados simplificado para um sistema de dois transformadores no campo e um transformador reserva. Nesta figura, w indica o número de transformadores regulares que operam normalmente no campo, r o número de reservas disponíveis, e f o número de transformadores com falha.

Para o sistema da Figura 2.2 o número de estados pode ser obtido aplicando-se a Equação 2.1.

$$n_e = n + n_r + 1 \quad (2.1)$$

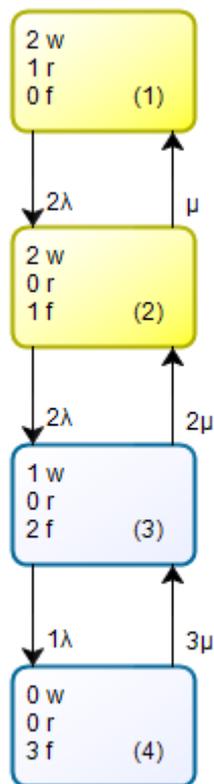


Figura 2.2 - Espaço de estados simplificado [24].

O diagrama de espaço de estados pode ser modelado de acordo com a natureza das falhas que acometem os transformadores, conforme apresentado no Capítulo 1.

Sendo assim, dois modelos de Markov foram desenvolvidos para representar as falhas das classes 1 e 2. Cada um desses modelos representa as ações de emergência adotadas perante uma falha no transformador. Ambos os modelos são aplicados para o dimensionamento do estoque a partir da análise da confiabilidade obtida.

2.2.2.

Modelo para Falhas da Classe 1

Para uma falha da Classe 1, em que há perda total do transformador, as subestações móveis são usadas primeiro para restaurar rapidamente o fornecimento de energia aos consumidores, evitando uma inter-

rupção prolongada, e permanecem em serviço até que uma unidade reserva esteja disponível e pronta para ser instalada [7, 12].

A probabilidade de sucesso do sistema é calculada para um determinado número de RSTs e MUSs (0, 1, 2, etc.), combinados em vários testes. O dimensionamento do estoque é definido quando a probabilidade de sucesso do sistema excede o nível predeterminado.

A Figura 2.3 mostra um modelo de Markov para estoque com 1 MUS e 1 RST para um sistema de n transformadores. Nesse caso, a subestação móvel é considerada perfeita, ou seja, não falha. O diagrama pode ser dividido em três estágios. O primeiro é definido como estágio de falha, estados (1) a $(n+1)$, em que o transformador falha. O segundo estágio no qual, após a falha, a MUS foi instalada e está operando para minimizar os impactos de perda de carga, estados $(n+2)$ a $(2n+1)$. E o terceiro estágio, em que a unidade reserva foi instalada e opera normalmente no campo, e a MUS volta a ficar disponível, estados $(2n+2)$ a $(3n+2)$.

Nesta figura, n indica o número de transformadores do sistema, w o número de transformadores regulares que operam normalmente no campo, r o número de reservas disponíveis, f o número de transformadores com falha, e m o número de subestações móveis disponíveis. As taxas são identificadas por s_m , s_r , μ e λ que representam a taxa de instalação da subestação móvel e da unidade reserva e as taxas de reparo e falha, respectivamente.

Para o sistema da Figura 2.3, o número de estados pode ser obtido aplicando-se a Equação 2.2.

$$n_e = (n + 1)(2n_r + 1) - n_r \quad (2.2)$$

Como critério de falha foi considerado que qualquer perda de carga é contabilizada, ou seja, o critério requer que todas as n unidades existentes estejam em serviço para o sucesso do sistema, atendendo em 100% a demanda. Dessa forma, (1), $(n+2)$ e $(2n+2)$ são os estados de sucesso, pois, atendem completamente a carga.

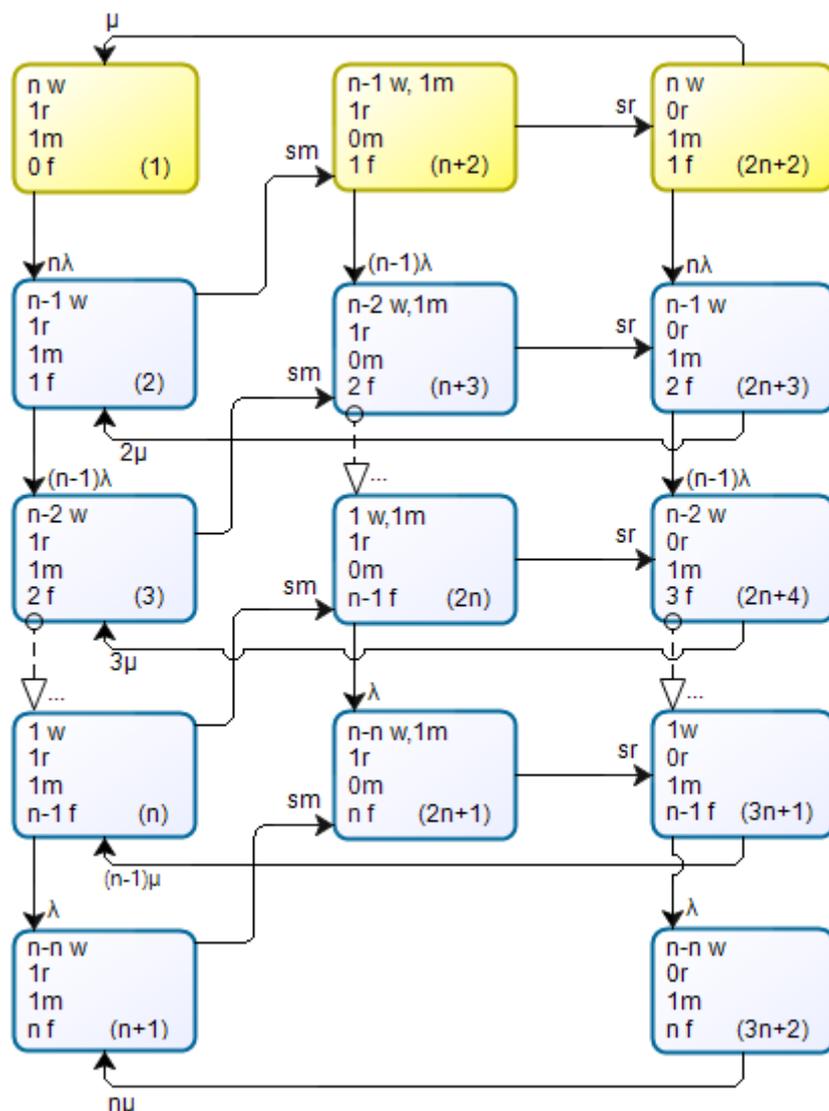


Figura 2.3 - Diagrama de espaço de estados baseado em [7]: Falha Classe 1.

2.2.3.

Modelo para Falhas da Classe 2

Para falhas da Classe 2 as MUSs são utilizadas para restaurar o fornecimento de energia, permanecendo em serviço até que a unidade defeituosa seja reparada e esteja pronta para entrar em operação. Ressalta-se que para este tipo de falha não se utilizam RSTs.

A probabilidade de sucesso do sistema é calculada para um determinado número de MUSs (0,1, 2, etc.) em vários testes em que são calculadas a disponibilidade do sistema. O número necessário de MUSs é de-

terminado quando a probabilidade de sucesso do sistema excede o nível predeterminado.

A Figura 2.4 apresenta um modelo de Markov com 1 MUS para um sistema com n transformadores em campo. Novamente, a subestação móvel também é considerada perfeita. O diagrama pode ser dividido em dois estágios, o primeiro é definido como o estágio de falha, estados (1) a $(n+1)$, em que o transformador falha, e o segundo estágio em que, após a falha, a MUS foi instalada e opera normalmente até que a unidade regular seja reparada, estados $(n+2)$ a $(2n+1)$.

Nesta figura, n indica o número de transformadores do sistema, w o número de transformadores regulares que operam normalmente no campo, f o número de transformadores com falha, m é o número de subestações móveis disponíveis. As taxas são identificadas por sm , λ e μ , que representam a taxa de instalação da subestação móvel e as taxas de falha e reparo, respectivamente.

Para o sistema da Figura 2.4 o número de estados pode ser obtido aplicando-se a Equação 2.3, onde o primeiro termo, $(n+1)$, é o número de estados do primeiro estágio somados a n , número de estados do segundo estágio.

$$n_e = (n+1) + n = 2n+1 \quad (2.3)$$

Se duas subestações móveis forem utilizadas, o número de estados pode ser calculado pela Equação 2.4, onde, $(n+1)$, n e $(n-1)$ são o número de estados do primeiro estágio, segundo e terceiro estágio, respectivamente.

$$n_e = (n+1) + n + (n-1) = 3n \quad (2.4)$$

Como critério de sucesso foi considerado que todos os transformadores devem estar em pleno funcionamento, portanto, os estados (1) e $(n+2)$ são os estados de sucesso.

O modelo pode ser expandido para direita se mais de uma subestação móvel for utilizada para compor o estoque. Os demais diagramas de estado aplicados nesta dissertação estão disponíveis no apêndice.

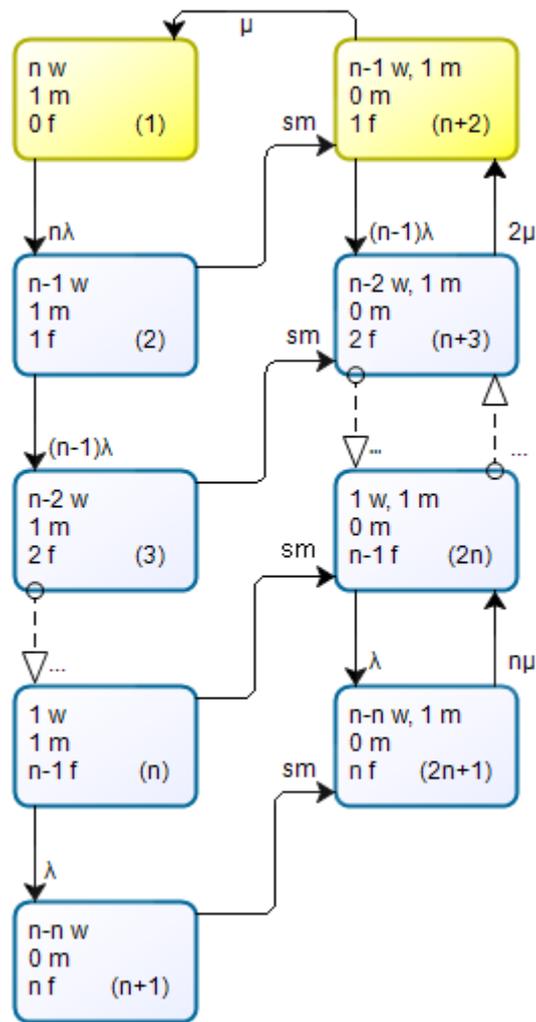


Figura 2.4 - Diagrama de espaço de estados baseado em [7]: Falha Classe 2.

2.3. Cálculo das Probabilidades

As probabilidades dos estados em cada instante de tempo t podem ser calculadas pela solução do sistema de equações diferenciais a partir da Equação 2.5 [22, 24].

$$\dot{P} = P(t) \times \Lambda \quad (2.5)$$

onde o número de equações é igual ao número de estados, $P(t)$ é um vetor ($1 \times n_e$) dos estados de probabilidade, e Λ é a matriz ($n_e \times n_e$) das taxas de transição entre os estados, obtida conforme as Equações 2.6 e 2.7.

$$\Lambda_{ij} = \lambda_{ij} \quad (2.6)$$

$$\Lambda_{ii} = - \sum_{j=1, i \neq j}^{n_e} \lambda_{ij} \quad (2.7)$$

onde λ_{ij} é a taxa de transição entre os estados i e j .

As probabilidades transitórias podem ser calculadas em tempo discreto com Δt suficientemente pequeno, a partir de um instante de tempo $t=0$, através do processo recursivo, perante aplicação da Equação 2.8.

$$P(t + \Delta t) = P(t) \times P \quad (2.8)$$

Neste caso a matriz de probabilidades de transição é calculada em função da matriz taxas através da Equação 2.9 [22, 24].

$$P = \Delta t \times \Lambda + I \quad (2.9)$$

onde I é a matriz identidade com a mesma dimensão de Λ .

Com o objetivo de calcular as probabilidades transitórias, aplica-se a Equação 2.8 de forma repetitiva, através de passos Δt , até alcançar o instante t . A disponibilidade do sistema em t , $A(t)$, corresponde a soma das probabilidades dos estados de sucesso, conforme mostra a Equação 2.10.

$$A(t) = \sum_{k \in \Omega} P_k(t) \quad (2.10)$$

onde Ω é o conjunto dos estados de sucesso.

Na região estacionária, i.e., para instantes de tempo suficientemente distantes de $t=0$, as probabilidades tornam-se constantes e independentes da condição inicial do sistema, de forma que na Equação 2.5, o vetor de derivadas torna-se nulo, dando origem a um sistema de equações algébricas conforme Equação 2.11.

$$0 = P \times \Lambda \quad (2.11)$$

Contudo, a matriz de taxas Λ é singular por construção, o que torna o sistema indeterminado. Para determinar as probabilidades estacionárias, PS , é preciso substituir qualquer equação conforme mostra a Equação 2.12.

$$PS_1 + PS_2 + \dots + PS_{ne} = 1 \quad (2.12)$$

Uma vez resolvido o sistema de equações lineares, é possível calcular a disponibilidade do sistema através da soma das probabilidades dos estados de sucesso, conforme Equação 2.13.

$$A = \sum_{k \in \Omega} PS_k \quad (2.13)$$

A indisponibilidade do sistema em análise pode ser obtida pela soma das probabilidades de falha do sistema, similar a disponibilidade, ou pode ser obtido conforme Equação 2.14.

$$\bar{A} = 1 - A \quad (2.14)$$

Usualmente, a indisponibilidade do sistema é representada em horas/ano, de acordo com a Equação 2.15.

$$U = \bar{A} \times 8760 \quad (2.15)$$

2.4. Implementação Computacional

Considerando os modelos de Markov apresentados, foram desenvolvidos dois programas para realizar a suas aplicações numéricas. Os modelos foram implementados computacionalmente através do *software* de programação matemática MATLAB, para falhas Classe 1 e Classe 2.

A partir da aplicação desses programas, é possível dimensionar o estoque de transformadores regulares e subestações móveis, através da análise do nível de disponibilidade obtido, testando-se várias combinações desses componentes. Os benefícios alcançados em termos de au-

Tabela 2.1 - Dados de Interrupção do Sistema [7].

Tipo de Unidade	Taxa de Falha (falhas/ano)	Tempo de Reparo (anos/interrupção)	Tempo de Instalação (dias)
Regular	0,007 (Classe 1)	1,5 (Classe 1)*	-
	0,0131 (Classe 2)	0,0411 (Classe 2)	-
Reserva	<i>idem</i>	<i>idem</i>	28
MUS	-	-	1

* Equivalente ao tempo de reposição para Classe 1.

mentos na disponibilidade do sistema foram avaliados separadamente para os dois tipos de falha. Conforme sugere a referência [7].

Ambos foram aplicados em um caso real da distribuidora de energia canadense, *Hydro One*, conforme apresentado em [7], com o objetivo de comparar com a metodologia proposta no Capítulo 3.

O sistema de distribuição de energia analisado, *Hydro One*, possui 60 transformadores de distribuição de 115 kV com potência de 15 MVA. O objetivo é determinar o número de transformadores sobressalentes e subestações móveis necessários para atender a um nível predeterminado de disponibilidade do sistema. Os dados de interrupção são apresentados na Tabela 2.1.

A instalação de subestações móveis, mediante falhas simultâneas do tipo Classe 1 ou Classe 2, pode ser limitada por depender da disponibilidade de equipe para realizar tal tarefa. Portanto, a instalação de MUSs e RSTs pode acontecer de forma simultânea ou não, a depender da capacidade da distribuidora de energia. Neste caso, admite-se que as MUSs podem ser instaladas simultaneamente. Outra premissa utilizada é que as subestações móveis só podem ser instaladas, para falhas da Classe 1, se houver transformadores regulares reservas no estoque.

2.4.1.

Resultados para Falhas da Classe 2

Tabela 2.2 - Resultados de Markov: Falha Classe 2.

Nº de MUS	Disponibilidade
0	0,96822
1	0,99739
2	0,99785

Para falhas da Classe 2, foram realizadas simulações a partir da aplicação do programa, cujos resultados obtidos são mostrados na Tabela 2.2. A probabilidade de sucesso do sistema foi obtida com o número de MUS variando de 0 a 2, e como esperado, o uso das subestações móveis melhora a disponibilidade do sistema. A disponibilidade do sistema sem nenhuma MUS é de 96,822%, com uma unidade a disponibilidade passa a ser 99,739%, e para duas unidades a disponibilidade atinge 99,785%. Analisando os resultados obtidos pode-se concluir que a melhora na disponibilidade do sistema com uma ou duas unidades é desprezível, portanto, conclui-se que uma MUS é suficiente para melhorar a disponibilidade do sistema em análise.

Vale ressaltar que, as probabilidades dos estados com falhas de ordem mais elevadas, e.g., quatro ou mais transformadores avariados do diagrama, são de ordens cada vez menores e, portanto, desprezíveis para o resultado da disponibilidade desejada. Em consequência disso, o espaço de estados pode ser truncado, tornando-se mais simples, sem comprometer a precisão dos resultados desejados e, além disso, simplifica o tratamento matemático e computacional.

Para uma falha de Classe 2 e estoque com apenas uma MUS, por exemplo, o diagrama de espaço de estados truncado, em que se admite no máximo 3 transformadores falhados, fica conforme ilustra a Figura 2.5.

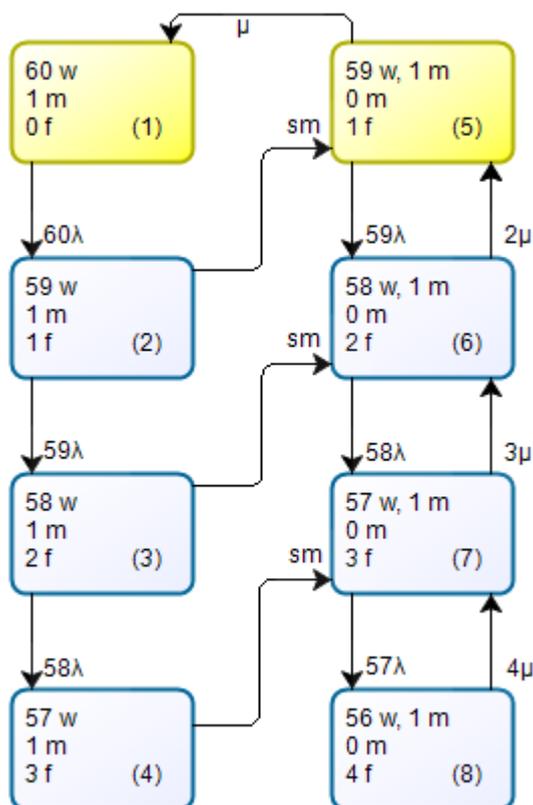


Figura 2.5 - Diagrama truncado de espaço de estados: Falha Classe 2, 1MUS [7].

Tabela 2.3 - Resultados de Markov (Completo \times Truncado): Falha Classe 2.

N° de MUS	Disponibilidade	
	Diagrama Completo	Diagrama Truncado
0	0,968223 162831	0,968223 201463
1	0,997385205 294	0,997385205 621
2	0,997853946 211	0,997853946 231

Para o diagrama de espaço de estado truncado, novas simulações foram realizadas através do programa. Os resultados encontrados são mostrados na Tabela 2.3, os quais podem ser comparados com os obtidos para o diagrama de espaço de estados completo.

Os resultados obtidos para as simulações foram considerados aceitáveis uma vez que, a maior diferença relativa aos resultados de [7], é de 0,0011% para falhas da Classe 2, o que torna os resultados satisfatórios.

Tabela 2.4 - Resultados de Markov (truncado): Falha Classe 1.

N° de MUS	Disponibilidade (N° de RST)			
	1	2	3	4
0	0,83143	0,94209	0,96395	0,96733
1	0,85671	0,96689	0,99233	0,99697
2	0,85671	0,96689	0,99253	0,99724
3	0,85671	0,96689	0,99253	0,99724

com o aumento do número de unidades de subestações móveis e vice-versa. No entanto, nota-se que a disponibilidade do sistema não muda significativamente quando mais de uma unidade de subestação móvel é utilizada.

Portanto, dois RSTs e uma MUS são necessários para atender a um nível predeterminado de disponibilidade do sistema de 96% e, três RSTs e uma MUS para atender a um nível predeterminado de disponibilidade do sistema de 99%.

Os resultados obtidos para as simulações foram considerados aceitáveis uma vez que, a maior diferença relativa aos resultados de [7], é de 0,46% para falhas da Classe 1.

2.5.

Conclusões

Para analisar a confiabilidade do sistema, perante falhas catastróficas ou reparáveis, classificadas como Classe 1 ou Classe 2, dois modelos foram desenvolvidos e implementados em MATLAB, e permitiram o cálculo da disponibilidade.

Diante da complexidade da dimensão do diagrama de espaço de estados para grandes sistemas, optou-se por fazer um corte no diagrama de espaço de estados tornando-o mais simples. Feito isso, verificou-se que o truncamento do diagrama de espaço de estados não afeta os resultados

de forma significativa. Portanto, através da aplicação dos programas truncados, diversos testes foram realizados e analisados a fim de dimensionar o estoque.

A partir da análise dos resultados para falhas da Classe 2, observou-se que o uso de mais de uma subestação móvel não melhora significativamente a disponibilidade do sistema. Portanto, uma única MUS assegura a disponibilidade do sistema em 99%.

Para falhas da Classe 1, observou-se que para cada número de estoque de transformadores o uso de mais de uma unidade de subestação móvel não melhora significativamente a disponibilidade do sistema. Logo, uma MUS e dois RTS garantem uma disponibilidade em 96%, e uma MUS e três RTS asseguram uma disponibilidade em 99%.

Os resultados obtidos para as simulações foram considerados satisfatórios, uma vez que a maior diferença relativa aos resultados de [7], para falhas da Classe 1 e Classe 2, foram considerados admissíveis, sendo menores que 0,50%.

As simulações realizadas são uma reprodução do método analítico (i.e., via processo de Markov) desenvolvido em [7] e os resultados correspondentes apresentam pequenas diferenças em relação a esta referência. Tais discrepâncias podem ser atribuídas aos valores de tempos de instalação e falha terem sido manuseados em unidades diferentes (i.e., anos, meses, dias ou horas), ao *software* de programação utilizado e até mesmo a precisão do processador em que as simulações foram realizadas. Tais discrepâncias podem ser consideradas desprezíveis e, portanto, os modelos desenvolvidos correspondem certamente aos conceitos discutidos em [7], incluindo todas as restrições inerentes aos modelos Markovianos para solucionar o problema abordado nesta dissertação. Uma opção de simulação mais flexível e realista será discutida no Capítulo 3.

3

Modelo de Simulação Monte Carlo Cronológica para Dimensionamento de Estoque

3.1.

Introdução

Este capítulo apresenta o modelo proposto de simulação Monte Carlo (SMC) cronológica ou sequencial utilizado para dimensionar o estoque de transformadores e subestações móveis, para falhas de classe 1 e 2 em subestações de distribuição de energia elétrica.

O método se baseia na análise dos resultados, índices de confiabilidade e custos, obtidos a partir de simulações feitas pelo usuário do programa, em diversos testes, variando o número de transformadores reservas e unidades de subestações móveis. Ao final, o usuário deve escolher a alternativa com o melhor custo-benefício. Os custos considerados nesta dissertação são: custos por interrupção, não faturamento e investimento.

A metodologia apresentada é aplicada em um caso real, o mesmo caso simulado no Capítulo 2, através do método probabilístico baseado no modelo de Markov. Os resultados obtidos foram avaliados e comparados a fim de se determinar o melhor método a ser utilizado. Por questão de simplicidade e comparação, os resultados se limitam aos índices de disponibilidade, os mesmos analisados no Capítulo 2, conforme a referência base [7].

A SMC cronológica é feita a partir da aplicação de um programa desenvolvido em MATLAB para falhas das classes 1 e 2. O algoritmo utilizado neste trabalho permite estimar e avaliar a disponibilidade de um sistema composto de n transformadores no campo, n_r reservas e n_{mus} (*Mobile Unit Substations* - MUSs) subestações móveis no estoque.

3.2.

Aspectos Gerais

A SMC cronológica é uma ferramenta matemática baseada na seleção e análise de um grande número de amostras de tempos de operação de componentes do sistema, extraídas das variáveis aleatórias correspondentes [2]. O método tem ampla utilização em diferentes áreas, visando obter uma aproximação numérica da solução de problemas de alta complexidade [4].

A confiabilidade de um sistema composto por transformadores de campo e reservas também pode ser obtida através da simulação de Monte Carlo Cronológica [28-30]. Neste cenário, os índices de desempenho são calculados com base na análise de um grande número de anos de operação, simulados por um processo de amostragem cronológica [22].

A simulação cronológica permite a representação de condições não admitidas por métodos baseados na distribuição de Poisson e processos de Markov [31]. O método é capaz de modelar eventos como crescimento de carga, expansão do parque de transformação e ampliação do estoque de reservas ao longo do período definido pelo planejador (e.g. cinco, dez ou vinte anos). Além disso, uma grande quantidade de parâmetros estatísticos pode ser estimada durante a simulação, como número médio de transformadores avariados no período, idade esperada do parque de transformação no final do período, etc. [5].

3.3.

Modelo Básico de Simulação Monte Carlo Cronológica

Devido à natureza sequencial da simulação, quaisquer aspectos que dependam da cronologia do sistema podem ser facilmente considerados [6].

A Figura 3.1 ilustra um processo de Simulação de Monte Carlo Cronológico para falhas da Classe 1, considerando um sistema formado por

uma unidade de subestação móvel e três transformadores iguais, designados por TR_a , TR_b e TR_c . Cada transformador pode ser encontrado em um dos seguintes estados a qualquer momento: em operação (*up*), em processo de substituição por um novo transformador (*down*), em estoque (*spare*) e com a subestação móvel operando para suprir falhas (*mus*).

Analogamente, a Figura 3.2 ilustra um processo de SMC para falhas da Classe 2. A simulação é feita para um sistema composto por dois transformadores iguais, designados por TR_a e TR_b , e uma unidade de subestação móvel. Cada transformador pode ser encontrado em um dos seguintes estados a qualquer momento: em operação (*up*), em processo de reparo (*down*) ou com a MUS operando para suprir falhas enquanto o reparo é realizado na unidade avariada (*mus*). Em ambos os casos, para que o sistema esteja em estado de sucesso duas unidades devem estar em operação, ou seja, no estado *up* ou *mus* do gráfico.

O tempo de instalação da unidade reserva não é representado nos gráficos. Esta simplificação se justifica pelo fato do tempo de instalação de um transformador reserva ser muito menor que o tempo de uma falha do sistema, quando falha um transformador no campo e não há transformador no estoque para fazer a sua substituição [1], ou por apresentar valor muito pequeno se comparado ao tempo de operação total [4]. Da mesma maneira, o tempo de instalação da subestação móvel também é ignorado, pois, sua instalação é muito mais rápida se comparada ao tempo de instalação de uma unidade reserva, sendo capaz de restaurar o sistema em até 24 horas.

Diversas premissas adotadas podem ser observadas nos gráficos da Figura 3.1 e 3.2, são elas:

- A unidade de subestação móvel opera para cobrir falhas de Classe 1 ou Classe 2;
- As MUS podem ser instaladas simultaneamente, se possível;
- Para falhas de Classe 1, as unidades móveis são instaladas apenas quando há reservas disponíveis;

- Para falhas da Classe 1, a avaria de um transformador só inicia uma falha do sistema se o estoque não possuir equipamentos de reposição;
- Para falhas da Classe 2, a avaria de um transformador só inicia imediatamente uma falha do sistema se a unidade móvel não estiver disponível;
- Para falhas da Classe 2, as MUS são instaladas quando estão disponíveis, mas, as unidades avariadas são reparadas de qualquer forma, no entanto, o tempo de falha será maior sem a utilização da MUS.

O exemplo ilustrado na Figura 3.1 indica que no início têm-se os transformadores TR_a e TR_b em operação no campo e o transformador TR_c disponível no estoque até o instante t_1 , quando uma falha da classe 1 acomete o transformador TR_a . Neste instante, a MUS está disponível e existe uma unidade reserva em estoque, então a unidade móvel é instalada e permanece em serviço até que a unidade reserva esteja pronta para entrar em operação. O equipamento danificado é então reparado ou substituído por uma nova unidade e voltará ao estoque assim que estiver disponível.

Em t_2 , ocorre uma falha no transformador TR_b , dado que a MUS estava disponível neste instante e havia reserva disponível, a MUS é instalada e permanece em serviço até que unidade reserva seja instalada e esteja pronta para entrar em operação.

No instante t_3 , uma falha acomete o transformador TR_c , neste instante a unidade TR_a é um reserva e a unidade TR_b opera temporariamente com a MUS enquanto a unidade avariada é substituída pela unidade reserva, TR_a . Como a única unidade de subestação móvel está sendo usada para cobrir falhas do transformador TR_b e a única reserva está comprometida à substituí-la, a unidade TR_c ocupa o estado *down* do sistema. Neste cenário, o sistema possui déficit de um transformador no campo.

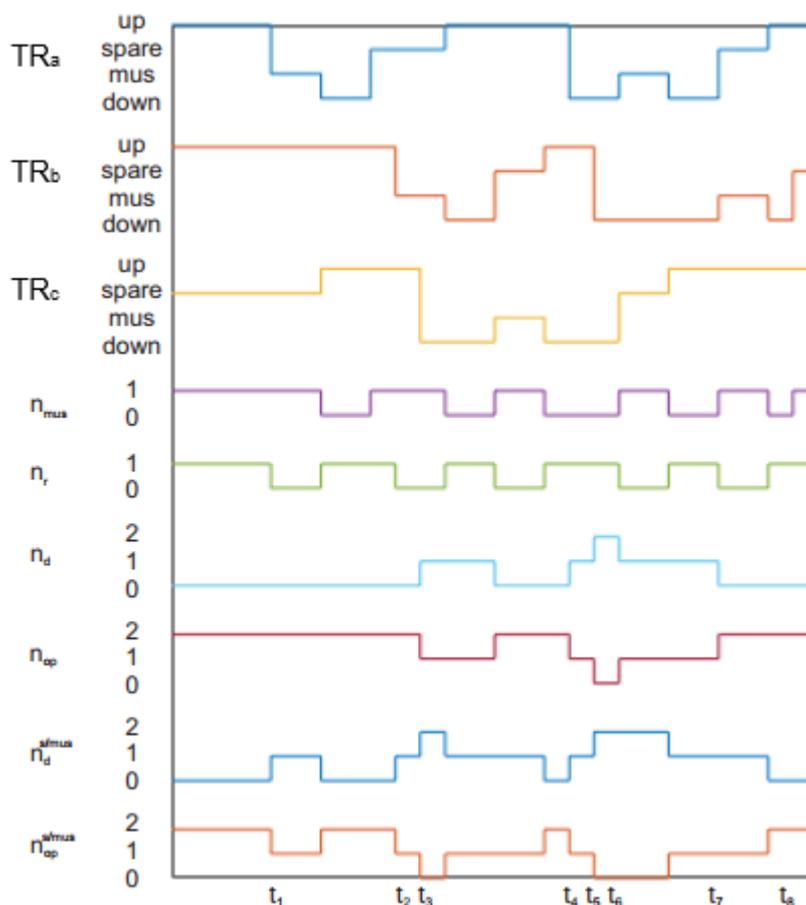


Figura 3.1 – Ilustração do histórico gerado pela SMC cronológica: Falha Classe 1.

Reestabelecido o sistema, em t_4 , ocorre uma falha no transformador TR_a . Nesse instante, a unidade TR_b opera normalmente e a unidade TR_c encontra-se avariada depois de sofrer uma falha catastrófica, desfalcando o estoque. Apesar de a subestação móvel estar disponível, não é possível utilizá-la para suprir a carga, pois, não há reserva disponível e essa é uma premissa adotada neste trabalho para que o estoque seja dimensionado de maneira mais conservativa. Então, a unidade TR_a permanece no estado *down* até que seja substituída por uma nova ou seja, se possível, reparada.

No instante t_5 , uma falha atinge o transformador TR_b . Neste momento, a unidade TR_a e TR_c estão fora de operação depois de sofrer uma falha catastrófica e não haver unidades reserva para substituí-las. Neste caso, ambas as unidades permanecerão fora de operação até que unidades

reservas estejam disponíveis para serem instaladas. Neste cenário, o sistema sofre com perda total da carga.

Em t_6 , uma nova unidade reserva TR_c , fica disponível, então, a MUS é instalada para mitigar as falhas do transformador TR_a , até que a unidade reserva esteja instalada e pronta para entrar em operação. Neste cenário, o sistema volta a operar suprindo metade da carga.

No instante t_7 uma nova unidade reserva, TR_a , fica disponível, então, como a MUS está disponível, ela é instalada para suprir a carga que era atendida pelo transformador TR_b , até que a unidade reserva esteja pronta para entrar em operação. Quando isso acontece, o sistema volta a suprir toda sua demanda. No instante t_8 , uma nova unidade reserva fica disponível e permanece no estoque até que uma nova falha ocorra.

Nota-se para falhas da Classe 1 que com o decorrer do tempo os equipamentos reservas são repostos e passam a compor o estoque caso nenhuma outra falha ocorra até o momento da sua reposição, caso contrário, o equipamento reserva que comporia o estoque vai diretamente para o campo. Portanto, quando ocorre uma falha da Classe 1, o equipamento danificado é, se possível, reparado, ou substituído por uma nova unidade, e volta a compor o estoque assim que estiver disponível.

A mesma análise gráfica pode ser feita para falhas da Classe 2 a partir da Figura 3.2. Neste caso, as unidades reservas não se fazem presentes porque as falhas são reparáveis. Como ação de emergência, as unidades de subestação móveis operam para minimizar as perdas de carga, enquanto as unidades avariadas são reparadas.

A análise temporal da Figura 3.1 e Figura 3.2 permite determinar, a qualquer momento, a disponibilidade da MUS, para falhas da Classe 1 e 2, e o número de reservas disponíveis no estoque, para falhas da Classe 1, o déficit de equipamentos no campo e o número de unidades em operação, designados por $n_m(t)$, $n_r(t)$, $n_d(t)$ $n_{op}(t)$, respectivamente.

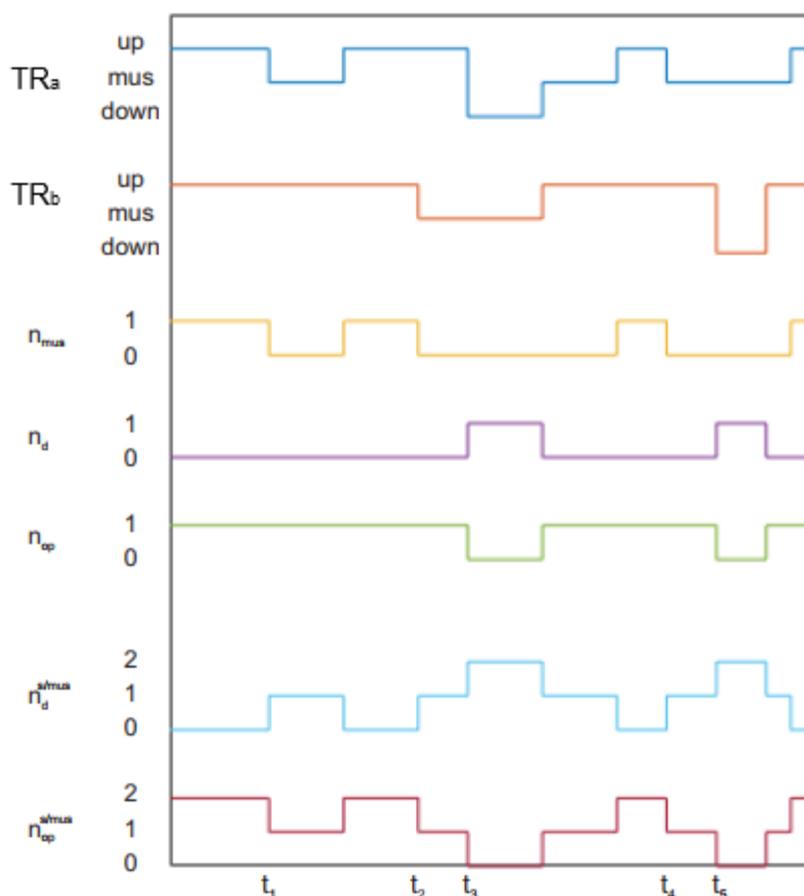


Figura 3.2 – Ilustração do histórico gerado pela SMC cronológica: Falha Classe 2.

Para uma análise mais completa, os dois últimos gráficos da Figura 3.1 e Figura 3.2 representam o sistema sem unidade móvel. Da mesma forma, é possível determinar a qualquer momento, o déficit de equipamentos no campo e o número de unidades em operação, designados por $n_d^{s/mus}$ e $n_{op}^{s/mus}$, respectivamente.

É esperado que sem a utilização da MUS, o déficit de equipamentos seja maior e o número de unidades operando no campo menor. Os gráficos plotados para o sistema sem a unidade móvel, $n_d^{s/mus}$ e $n_{op}^{s/mus}$, permitem visualizar a relevância do uso da unidade de manutenção como ação de emergência, com o objetivo de atenuar as perdas de carga.

Caso seja utilizada uma distribuição exponencial, os tempos de funcionamento para cada transformador são sorteados conforme Equação 3.1 [22].

$$t_f = -\frac{1}{\lambda} \times \ln(U) \quad (3.1)$$

onde λ é a taxa de falha do transformador e U um número aleatório com distribuição uniforme entre 0 e 1. Uma expressão análoga pode ser obtida para os tempos de aquisição ou tempo de reparo, substituindo λ por μ , conforme Equação 3.2.

$$t_r = -\frac{1}{\mu} \times \ln(U) \quad (3.2)$$

As Equações 3.1 e 3.2 utilizam distribuições exponenciais, válidas no período de vida útil do equipamento [24], frequentemente admitidas em processos de Markov. Contudo, o método baseado na SMC admite quaisquer distribuições estatísticas, como tempos de funcionamento exponenciais e tempos de reposição com distribuição normal, bastando utilizar as equações correspondentes para o sorteio dos tempos [8]. O programa disponibiliza três distribuições para os tempos de reposição: exponencial, uniforme e normal.

3.4. Obtenção dos Índices de Confiabilidade

Cada índice pode ser estimado a partir da função teste $G(t)$ [1, 22], i.e.,

$$\tilde{E}[G] = \frac{1}{N_{sim}} \sum_{k=1}^{N_{sim}} G(Y_k) \quad (3.3)$$

onde N_{sim} é o número de simulações realizadas (e.g., 100 repetições de um período de 20 anos), Y_k é a sequência de estados do sistema, no período k (e.g., 20 anos). A incerteza da estimativa é dada pela variância amostral do estimador, i.e.,

$$V(\tilde{E}[G]) = \frac{V(G)}{N_{sim}} = \frac{G(Y_k^2) - G(Y_k)^2}{N_{sim}} \quad (3.4)$$

onde, $V(G)$ é a variância da função teste.

A convergência da simulação Monte Carlo é testada utilizando um coeficiente de incerteza, denominado coeficiente de variação β , definido conforme Equação 3.5.

$$\beta = \frac{\sqrt{V(\tilde{E}[G])}}{\tilde{E}[G]} \quad (3.5)$$

O coeficiente de variação β é definido como o quociente entre o desvio padrão da média amostral do índice de interesse e o valor esperado amostral [22].

No caso desta dissertação, o coeficiente de variação é determinado pelo número de simulações e pelo valor de β_{EENS} calculado a partir da energia não suprida (*Expected Energy not Supplied* – EENS) que assume a função teste $G(t)$. Portanto, a SMC pode ser interrompida quando o número de períodos simulados (i.e., N_{sim}) for grande o suficiente para que o coeficiente de variação do índice de interesse seja menor que um limite aceitável (e.g., 1%). Utiliza-se também um valor limite para o número de simulações, de modo que o processo é interrompido mesmo se o coeficiente de variação não for atingido. O fluxograma do Item 3.4.1 ilustra de forma mais detalhada o processo de SMC.

O valor escolhido para o coeficiente de variação define a precisão dos resultados obtidos pela SMC, pois, influencia diretamente o número de amostras. Obviamente, uma única amostra aleatória, obtida por um modelo de distribuição de probabilidade através da SMC, produz uma estimativa muito escassa da probabilidade e por isso, é necessário um grande número de amostras. Portanto, apesar de o valor da probabilidade oscilar, à medida que o número de amostras aumenta a cada simulação, o valor da probabilidade tende ao valor real.

Para ilustrar este conceito, foram realizadas duas simulações, variando o valor de β , para o mesmo sistema do Capítulo 2, composto por um conjunto de 60 transformadores de 115 kV. Os tempos de funcionamento são exponenciais com taxa de falha igual a 0,007 falhas/ano. O tempo médio de reposição é de 547,5 dias (1,5 anos). A simulação é feita para falhas da Classe 1 e o parâmetro $\beta \leq 5\%$ e 1%.

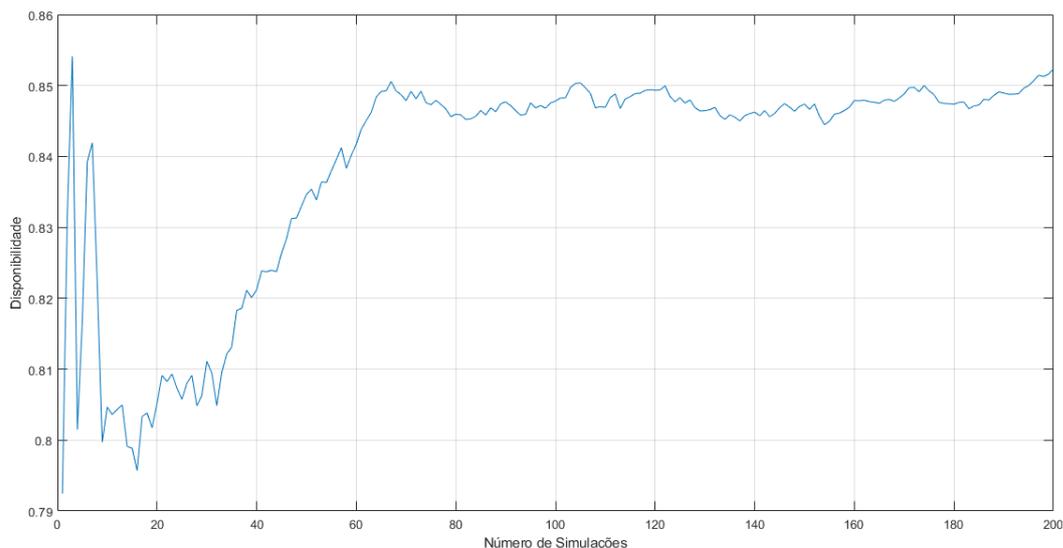


Figura 3.3 – Disponibilidade gerada pela simulação Monte Carlo: Falha Classe 1: $\beta = 5\%$.

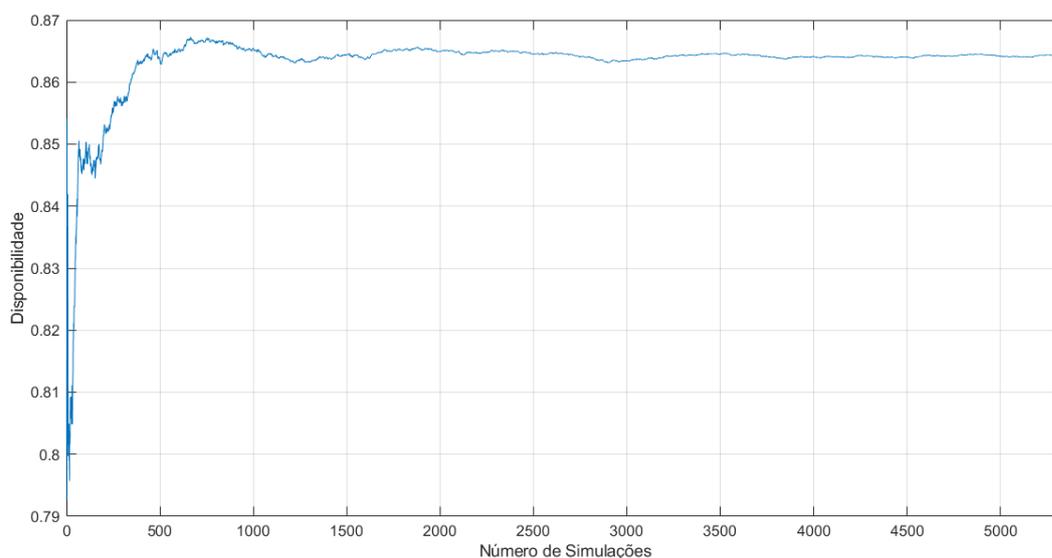


Figura 3.4 – Disponibilidade gerada pela simulação Monte Carlo: Falha Classe 1. $\beta = 1\%$.

A Figura 3.3 mostra a convergência do resultado da disponibilidade para $\beta = 5\%$. Observa-se que a disponibilidade tende para um valor igual a 0,852352 em apenas 200 simulações. A Figura 3.4 mostra a convergência do resultado da disponibilidade para $\beta = 1\%$. Nota-se que à medida que o número de simulações aumenta o resultado da disponibilidade oscila menos, tendendo para o valor de 0,86433 em 5310 amostras, cinco mil amostras a mais que para um valor de $\beta = 5\%$, o que torna os resultados mais precisos e confiáveis.

3.4.1.

Fluxograma

O fluxograma da Figura 3.5 ilustra a estrutura genérica do programa computacional utilizado para cálculo da confiabilidade e custos para um dado período de simulações. O número de anos que compõe o período de análise (e.g., 20 anos) e o número máximo de simulações ou repetições (i.e., $N_{sim_máx}$) deve ser informado pelo usuário nos dados de entrada do programa, assim como o valor máximo aceitável do parâmetro β , denominado $\beta_{máximo}$.

O primeiro passo do programa é ler os dados de entrada e inicializar as variáveis de contagem, número de simulações ($N_{sim} = 0$) e as funções testes (e.g., $G_{EENS} = 0$). Também são criadas e inicializadas variáveis auxiliares para o cálculo da variância, utilizadas para o cálculo do coeficiente de variação de interesse (i.e., β_{EENS}).

A SMC se inicia ao entrar em um processo de *loop*, e pode ser interrompida quando o coeficiente de variação do índice de interesse, β_{EENS} , for menor que o limite aceitável, $\beta_{máximo}$ (e.g., 1%) e quando o número de simulações N_{sim} for maior que $N_{sim_máx}$. Se a primeira condição for atendida, a simulação converge e, por fim, os custos são calculados e os resultados impressos. Caso contrário, a simulação fica presa no *loop* até que uma dessas duas condições seja atendida. Neste laço, a energia não fornecida (corte de carga), o tempo de falha e o número de falhas ocorridas, dados os sorteios dos estados do sistema, são monitorados e acumulados em variáveis auxiliares criadas para posterior cálculo dos índices de confiabilidade e custos esperados.

O dimensionamento do estoque pode ser feito com base em dois parâmetros fundamentais, na disponibilidade do sistema e no custo mínimo. Os itens seguintes mostram como calcular esses dois parâmetros.

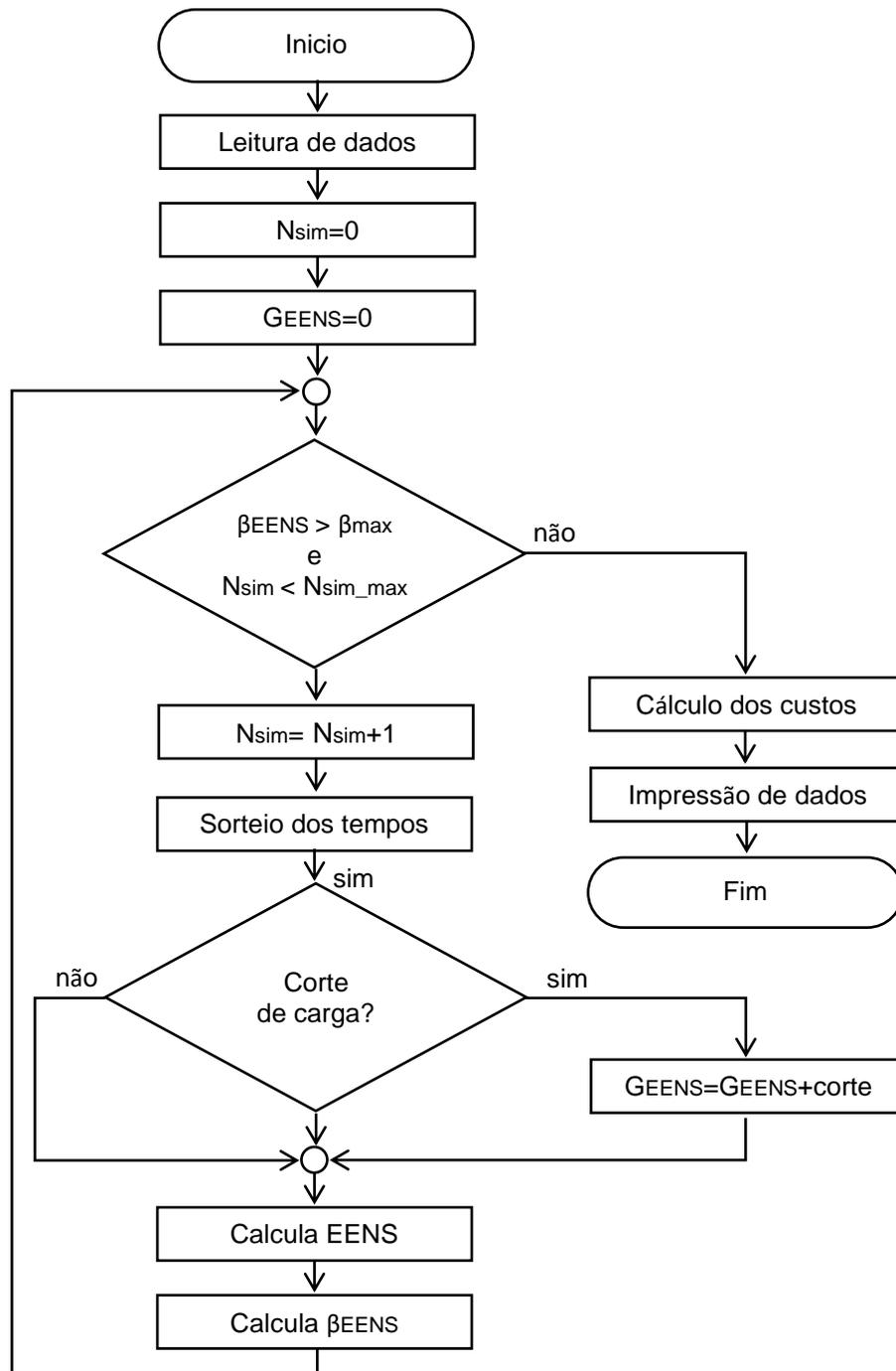


Figura 3.5 – Fluxograma do programa de simulação Monte Carlo.

3.5.

Índices de Confiabilidade

A simulação Monte Carlo cronológica permite estimar diversos índices de confiabilidade conforme descritos nas Equações 3.6 a 3.14, [1, 4, 13, 22-23].

Para o cálculo dos índices, é admitido que as falhas são contabilizadas apenas quando não existem possibilidades de a unidade falhada ser suprida por uma unidade móvel ou substituída por uma unidade reserva e quando não há possibilidade de transferência parcial ou total da carga. Ou seja, as falhas são contabilizadas apenas quando as ações de emergência não podem ser realizadas para suprir a carga mediante falha do transformador. Nas definições dos índices de confiabilidade o período de análise, definido pelo planejador é denominado por “T”. E o número de simulações gerado pelo algoritmo durante o período de análise é determinado por N_{sim} .

- **Disponibilidade (A)**

É a probabilidade de o sistema apresentar, em qualquer instante de tempo futuro, todos seus transformadores em plena operação. Ou seja, é a relação entre o tempo em que o sistema ocupa o estado de sucesso ao longo da simulação e período total simulado, $T \times N_{sim}$, i.e.,

$$A = \frac{t_{sucesso}}{T \times N_{sim}} \quad (3.6)$$

- **Indisponibilidade (U)**

É o número esperado de horas no período durante o qual o sistema sofre déficit no número de transformadores, i.e.,

$$U = \frac{t_{falha}}{N_{sim}} \quad (3.7)$$

- **Frequência esperada de falhas (F)**

Corresponde ao número médio de falhas por período, i.e.,

$$F = \frac{\text{Número de falhas}}{N_{sim}} \quad (3.8)$$

- **Duração esperada das falhas (D)**

Corresponde ao tempo médio de interrupção a cada falha ocorrida, ou seja, é a relação entre o tempo total de falha (t_{falha}) e o número de falhas ocorridas no sistema ao longo da simulação, i.e.,

$$D = \frac{t_{falha}}{\text{Número de falhas}} \quad (3.9)$$

- **Energia esperada não suprida (EENS)**

É o valor médio da energia não suprida no período analisado, i.e.,

$$EENS = \frac{\text{Energia total não suprida ao longo da simulação}}{N_{sim}} \quad (3.10)$$

Índices anualizados também podem ser calculados; por exemplo, as indisponibilidades associadas aos anos 1, 2, etc. Assim, é possível identificar anos críticos e tendências de deterioração do índice ao longo do período de análise, não apenas seus valores médios gerais.

3.6.

Aspectos Econômicos

O dimensionamento do estoque deve ser feito com o objetivo de minimizar os custos do sistema. A modelagem dos custos é dividida em du-

as partes: (i) cálculo dos custos de investimento e (ii) cálculo dos custos de operação.

Portanto, o problema do dimensionamento de estoque pode ser definido conforme mostra Equação 3.11 [23].

$$\min \sum \text{Custos} = C_{\text{operação}} + C_{\text{investimento}} \quad (3.11)$$

O custo de investimento é dado pela soma dos custos de todas as unidades adquiridas ao longo do tempo de simulação, trazidos a valor presente. As unidades já existentes no estoque não são consideradas como um investimento, pois, a determinação dos custos tem como objetivo identificar a melhor estratégia de evolução do estoque.

Por simplicidade, os custos de operação modelados neste trabalho consideram os custos por interrupção dos consumidores e a perda de receita devido ao não faturamento provocado por falhas do sistema.

- **Custo de Operação**

Os custos de operação são estimados a partir do índice da *EENS* para quantificar as perdas de receita da empresa pelo não faturamento, e o custo por interrupção dos consumidores pela energia não suprida, devido a falhas. O custo de operação pode ser obtido através da Equação 3.12 [1-2].

$$C_{\text{operação}} = (C_E + C_i) \times EENS \quad (3.12)$$

onde C_E é o preço da energia em \$/MWh e C_i é o valor médio utilizado como estimativa do custo unitário de interrupção a cada consumidor em \$/MWh e o valor de *EENS* é fornecido pelo programa de simulação de confiabilidade.

- **Custo de Investimento**

O cálculo do custo de investimento considera apenas as unidades que serão incluídas no estoque durante o período analisado. O custo de investimento pode ser obtido através da Equação 3.13.

$$C_{investimento} = (n_r \times C_r + n_{mus} \times C_{mus}) \times FVA \quad (3.13)$$

onde n_r é o número de transformadores reservas, n_{mus} é o número de subestações móveis, C_r e C_{mus} é o custo de aquisição de um transformador novo e de uma subestação móvel, respectivamente, em R\$. FVA é o fator de conversão de valor presente em valor anual, utilizando uma taxa de juros igual a j e um período de n_p anos, igual ao tempo de vida útil do transformador, a contar a partir do mês programado para sua inclusão no sistema.

O fator de conversão pode ser calculado conforme Equação 3.14 [4].

$$FVA = \frac{(1+j)^{n_p} - 1}{j \times (1+j)^{n_p}} \quad (3.14)$$

3.7.

Implementação Computacional

Para aplicação numérica, será utilizado um programa desenvolvido em MATLAB para determinar o número de subestações móveis (MUS) e transformadores reservas (RST) que devem compor o estoque. O número de MUS e RST é determinado a partir da análise dos resultados obtidos para simulações feitas para falhas do tipo classe 1 e 2.

Vale lembrar que para falhas de natureza catastrófica, Classe 1, as unidades de subestações móveis são instaladas apenas quando existem unidades reservas para substituir as danificadas. Neste caso, as unidades avariadas quando podem ser reparadas, são levadas à oficina especializada e o reparo pode levar meses. As falhas de natureza aleatória, Classe 2, são de curta duração e podem ser reparadas no local. Neste caso, as unidades móveis são utilizadas para suprir a carga enquanto o reparo da unidade falhada é realizado.

Para fins de comparação, o modelo computacional desenvolvido é aplicado ao mesmo sistema do Capítulo 2, composto por um conjunto de 60 transformadores de 115 kV. As taxas de falha por ano são de 0,007 e 0,0131, em média, para as respectivas falhas das Classes 1 e 2. Os tem-

pos médios de reposição e reparo são, respectivamente, 547,5 dias (1,5 anos) e 15 dias (0,0411 anos).

3.7.1.

Resultados para Falhas da Classe 2

O número de subestações móveis é avaliado primeiramente através de simulações de falhas de Classe 2, em que as MUS são instaladas como ação de emergência para suprir a carga, enquanto o transformador avariado é reparado. Para reproduzir os resultados simulados pelo processo de Markov, gerou-se um histograma discreto de 20 classes, de tempos de funcionamento exponenciais. O tempo médio de instalação da unidade móvel e de reparo, foram ajustados em 1 dia e 15 dias (valores determinísticos) e o coeficiente $\beta_{\text{máximo}} = 5\%$. Os resultados da simulação encontram-se resumidos na Tabela 3.1.

Os resultados mostram as disponibilidades obtidas através da SMC, variando-se o número de subestações móveis e o valor do coeficiente β , e as respectivas diferenças (abreviada por "dif.") relativas aos resultados de Markov, obtidos no Capítulo 2, exibidos na última coluna. Conforme descrito no capítulo anterior, os resultados obtidos pelos processos contínuos de Markov para o espaço de estados truncado ou completo estão muito próximos (Tabela 2.3), portanto, devido à simplificação do espaço de estados, os resultados obtidos a partir da SMC podem ser comparados com os resultados do processo de Markov truncado.

Observando esses resultados, nota-se que as maiores diferenças relativas aos resultados obtidos a partir dos processos de Markov no Capítulo 2, para $\beta = 5\%$, 1% e $0,1\%$, são iguais a $0,04476\%$, $0,04104\%$ e $0,04526\%$, respectivamente. Conforme mostrado no Item 3.4, quanto mais simulações são realizadas, e menor o coeficiente de variação β , menor será a variabilidade dos resultados obtidos. Isso significa que a partir de um determinado valor de β , a precisão dos resultados é alcançada e, portanto, aumentar o número de simulações, a partir deste ponto, não ge-

Tabela 3.1 – Resultados da SMC x Markov: Falha Classe 2.

N° de MUS	Disponibilidade (dif. %)			
	Monte Carlo			Markov
	$\beta=5\%$	$\beta=1\%$	$\beta=0,1\%$	
0	0,96779 (0,04476)	0,96842 (0,02073)	0,96824 (0,00173)	0,96822
1	0,99700 (0,03834)	0,99698 (0,04104)	0,99693 (0,04526)	0,99739
2	0,99781 (0,00400)	0,99783 (0,00260)	0,99784 (0,00170)	0,99785

ra resultados com melhoras relevantes. Logo, $\beta = 1\%$ é capaz de garantir resultados precisos e, conseqüentemente, satisfatórios.

Sendo assim, analisando os resultados obtidos, observa-se que uma saturação ocorre quando o número de unidades móveis é maior que 1, portanto, uma unidade móvel é capaz de manter a disponibilidade do sistema em 99,698% para o β escolhido de 1%.

3.7.2.

Resultados para Falhas da Classe 1

Neste caso, as falhas são catastróficas, sendo assim, quando uma falha deste tipo ocorre, como ação de emergência, instala-se a unidade móvel para suprir a carga enquanto um transformador reserva é transportado e instalado, e o processo de aquisição de um novo transformador para repor o estoque se inicia. Portanto, o estoque deve ser dimensionado considerando esses eventos, através dos quais são determinados os números de subestações móveis e transformadores reservas que devem compô-lo.

Para reproduzir os resultados simulados pelo processo de Markov gerou-se um histograma discreto também de 20 classes com tempos de funcionamento exponenciais. Os tempos de instalação da subestação móvel, unidade reserva, reposição do estoque e o coeficiente $\beta_{máximo}$ fo-

ram ajustados em 1 dia, 28 dias e 18 meses (valores determinísticos), e 5%, respectivamente.

Na Tabela 3.2 são mostrados os resultados obtidos a partir da SMC para uma combinação de número de unidades de subestações móveis, variando de 0 a 3, e de reservas de transformadores, variando de 1 a 4 unidades. Para cada combinação, são mostrados três resultados que correspondem aos resultados da SMC para $\beta = 5\%$, 1% e $0,1\%$, respectivamente na ordem em que aparecem. Na Tabela 3.3 são mostradas as diferenças da SMC (Tabela 3.2) com relação aos resultados obtidos pelo processo de Markov no Capítulo 2 (Tabela 2.4).

Analisando os resultados obtidos, Tabela 3.2, observa-se que para cada número de transformadores reservas, a disponibilidade do sistema melhora com o aumento do número de unidades de subestações móveis e vice-versa. No entanto, nota-se que ocorre uma saturação quando o número de subestações móveis ultrapassa uma unidade. Essa saturação significa que a disponibilidade do sistema não melhora significativamente para mais de uma subestação móvel, mantendo a disponibilidade praticamente inalterada, logo, o custo de se ter mais de uma MUS não é justificado pelo seu benefício ao sistema em questão.

Analisando os resultados obtidos, Tabela 3.3, nota-se a maior diferença relativa aos resultados de Markov, para $\beta = 5\%$, 1% e $0,1\%$ igual a $0,51070\%$, $1,83164\%$ e $1,93295\%$ respectivamente. Observa-se que para $\beta = 1\%$, os resultados alcançam uma invariabilidade nos resultados, comparando-os aos resultados obtidos para $\beta = 0,1\%$, comprovando que um valor de β menor, garante resultados não flutuantes para o sistema. Sendo assim, adotar valor de $\beta = 1\%$, garante resultados precisos, satisfatórios e não oscilantes para o sistema em análise e, além disso, o tempo de simulação é mais aceitável.

Portanto, para o valor de β adotado, para que o sistema garanta uma disponibilidade de 97% o estoque deve ser composto por uma unidade móvel e um reserva e, para garantir uma disponibilidade de 99%, deve ser

Tabela 3.2 – Resultados da simulação Monte Carlo: Falha Classe 1.

N° de MUS	Disponibilidade (N° de RST) $\beta = 5\%, 1\% \text{ e } 0,1\%$			
	1	2	3	4
0	0,83401	0,94322	0,96344	0,96724
	0,84695	0,94464	0,96466	0,96803
	0,84782	0,94474	0,96483	0,96800
1	0,85235	0,97105	0,99370	0,99723
	0,86433	0,97072	0,99377	0,99739
	0,86463	0,97085	0,99369	0,99739
2	0,85235	0,97164	0,99413	0,99831
	0,86433	0,97130	0,99462	0,99830
	0,86463	0,97138	0,99452	0,99829
3	0,85235	0,97164	0,99439	0,99840
	0,86433	0,97130	0,99460	0,99830
	0,86463	0,97138	0,99452	0,99830

Tabela 3.3 – Diferença Relativa da SMC Cronológica: Falha Classe 1.

N° de MUS	Diferença % (N° de RST) $\beta = 5\%, 1\% \text{ e } 0,1\%$			
	1	2	3	4
0	0,30851	0,12012	0,05242	0,00961
	1,83164	0,27005	0,07402	0,07138
	1,93295	0,28008	0,09162	0,06880
1	0,51070	0,42840	0,13777	0,02597
	0,88264	0,39455	0,14500	0,04201
	0,91623	0,40717	0,13676	0,04171
2	0,51070	0,48855	0,16084	0,10708
	0,88264	0,45321	0,21003	0,10668
	0,91623	0,46141	0,20020	0,10528
3	0,51070	0,48855	0,18685	0,11609
	0,88264	0,45321	0,20782	0,10628
	0,91623	0,46141	0,20030	0,10628

composto por uma unidade móvel e três reservas, visando garantir o critério e um custo mais baixo.

Para tentar aproximar ainda mais os resultados obtidos a partir da SMC cronológica dos resultados obtidos através dos métodos baseados na distribuição de Markov, diversos testes foram realizados variando-se o período de análise, o modelo de distribuição das taxas de instalação e

Tabela 3.4 – Resultados da SMC Cronológica: Falha Classe 1.

N° de MUS	N° de RST	Disponibilidade (Dif. %)	
		Monte Carlo	Markov
0	1	0,8408 (1,1139)	0,8314
1	1	0,8596 (0,3368)	0,8567
0	2	0,9418 (0,0307)	0,9421
1	2	0,9529 (1,4686)	0,9669
2	2	0,9516 (1,6072)	0,9669

reparo, modificando o tempo de funcionamento dos transformadores em modelos contínuos ou discretos e variando o valor de β .

Outro teste foi realizado para tentar se aproximar dos resultados obtidos através do método de Markov, ampliando-se o período de análise de 20 para 50 anos, mas mantendo os tempos de funcionamento exponenciais, $\beta = 5\%$ e os tempos de instalação da unidade móvel, reserva e tempo de reposição em, 1 dia, 28 dias e 18 meses (valores determinísticos), respectivamente. Os resultados obtidos são mostrados na Tabela 3.4.

Analisando os resultados, observa-se que para um período de análise maior, 50 anos, os resultados também ficaram próximos aos obtidos pelo processo de Markov, sendo a maior diferença relativa igual a 1,6072%. Para um período de 20 anos a maior diferença relativa obtida, de acordo com a Tabela 3.3 foi de 0,51070%. A maior diferença aumentou porque o período de análise se aproximou ainda mais da fase estacionária.

Portanto, como o objetivo é alcançar os resultados obtidos através da aplicação do método probabilístico baseado no modelo de Markov, por meio de modelagens iguais ou equivalentes, conclui-se que, um período de 20 anos é equivalente ao período estacionário do processo de Markov.

Tabela 3.5 – Resultados da SMC Cronológica: Falha Classe 1.

N° de MUS	N° de RST	Disponibilidade (Dif. %)	
		Monte Carlo	Markov
0	1	0,8427 (1,3369)	0,8314
1	1	0,8581 (0,1626)	0,8567
0	2	0,9407 (0,1477)	0,9421
1	2	0,9514 (1,6285)	0,9669
2	2	0,9512 (1,6499)	0,9669

Para um mesmo período de análise de 50 anos, modelando os tempos de funcionamento exponenciais, sorteados pela distribuição contínua, ajustando $\beta = 1\%$, e o tempo de instalação de uma unidade de transformador reserva com distribuição exponencial com taxa de 1/28 instalações por dia, o tempo de instalação da móvel também modelado pela distribuição exponencial com taxa de 1 instalação por dia, com limite máximo de 10 dias, tempo de reposição exponencial com taxa de 1/18 meses com limite mínimo de 4 meses, os seguintes resultados foram obtidos e exibidos na Tabela 3.5.

Analisando os resultados da Tabela 3.5, nota-se que mesmo aumentando o número de simulações, ou seja, diminuindo o coeficiente β , e utilizando de distribuições exponenciais, não houve mudanças significativas nos resultados.

Conclui-se, portanto, que um período de 20 anos é suficiente para se aproximar da fase estacionária do método probabilístico baseado no modelo de Markov e ainda, $\beta = 1\%$ garante a precisão necessária para os resultados se tornarem confiáveis.

3.8.

Conclusões

Este capítulo apresentou primeiramente o modelo proposto de simulação Monte Carlo cronológica para dimensionar o estoque de transformadores e subestações móveis, considerando falhas do tipo Classe 1 e 2, em subestações de distribuição de energia elétrica.

Diversos testes foram realizados comparando os resultados obtidos pelo método de Markov, descrito no capítulo anterior, a aqueles alcançados a partir de modelagens equivalentes através da SMC cronológica. Para isso, alguns parâmetros foram variados durante os testes, como, o coeficiente β , o período de análise, a distribuição do tempo de funcionamento dos transformadores, e a distribuição dos tempos de instalação, reposição e reparo dos equipamentos em questão.

Os resultados encontrados por ambas as avaliações ficaram muito próximos, incluindo resultados já publicados na literatura técnica baseada em modelos Markovianos. Do ponto de vista da SMC cronológica, confirma-se que os resultados obtidos para um período de análise de 20 anos são satisfatórios e, para um valor de $\beta = 1\%$, os resultados da simulação se tornam suficientemente confiáveis.

A SMC cronológica permite modelar tempos de reposição com quaisquer distribuições de probabilidade e também representar diferentes estratégias próximas da realidade operacional. Portanto, por sua flexibilidade e precisão, o modelo cronológico de SMC discutido neste capítulo torna-se a principal ferramenta de aplicação neste trabalho, sendo usada em diversas análises de sensibilidade em estudos de caso no capítulo 4.

4

Análises de Sensibilidade via Simulação Monte Carlo

4.1.

Introdução

Este capítulo tem como objetivo descrever o processo de simulação, para falhas da Classe 1 e 2, assim como as premissas e estratégias operativas utilizadas através da simulação Monte Carlo (SMC), metodologia escolhida por melhor representar o comportamento dos equipamentos a serem analisados, e por permitir distribuições não exponenciais, o que não era possível através dos métodos probabilísticos de Markov. Além disso, permite representar ações de emergência, tratadas superficialmente por outros métodos, como a transferência de carga para circuitos em paralelo ou subestações vizinhas.

A simulação Monte Carlo é utilizada como principal ferramenta de aplicação em numerosos estudos de caso, nos quais diversas estratégias operativas são aplicadas ao longo dos testes, a fim de demonstrar seus impactos no sistema mediante falhas da classe 1 ou 2.

Os testes foram realizados para um sistema real, da concessionária canadense localizada em Ontário, a Hydro One, composto por um conjunto de subestações de distribuição que totalizam 60 transformadores no campo. O principal objetivo é dimensionar o estoque de transformadores reservas e de subestações móveis para falhas da classe 1 e 2, separadamente. A análise de sensibilidade é dividida em duas partes, a primeira é dedicada ao dimensionamento do estoque para as classes de falha 1 e 2, e a segunda à variação de diversos parâmetros do sistema como, por exemplo, tempo de instalação e tempo de transferência de carga, seguidos da análise de seus respectivos impactos no sistema.

4.2.

Premissas Utilizadas

Diversas premissas foram adotadas como requisito para a instalação de unidades reserva de transformadores e de unidades de subestações móveis, perante falhas ocorridas no sistema. As premissas são importantes do ponto de vista dos tempos de instalação desses equipamentos assim como das ações de emergências, como a transferência de carga. Essas medidas são tomadas mediante uma falha ou manobras de manutenção, necessárias para mitigar o tempo de falha do sistema e consequentemente perdas de carga ao cliente e o não faturamento.

As unidades de subestações móveis possuem um papel importante nas subestações de distribuição. Elas possuem tempo de instalação muito inferior ao tempo de instalação de uma unidade transformadora reserva. Isso significa que mediante uma falha da Classe 1, as MUSs (*Mobile Unit Substations* – MUSs) podem ser utilizadas para suprir a carga enquanto um novo transformador é instalado. Para falhas da Classe 2, elas podem ser utilizadas para suprir a carga enquanto o transformador avariado é reparado.

As subestações móveis, além de substituir temporariamente uma unidade variada, se deslocando de um local para o outro, podem ser utilizadas em várias ações de emergência e manutenção [32]. Como por exemplo, seu emprego no caso de uma subestação não acompanhar o crescimento da demanda, ou para fins de manutenção preventiva e preditiva, ou sua utilização para alimentação da carga em áreas isoladas ou como reserva em regiões de conflitos e regiões frequentemente atingidas por impactos naturais [4]. Em [10-11, 18] diversos estudos mostram a relevância da utilização da MUS.

Portanto, as unidades móveis são equipamentos de grande flexibilidade operacional, podendo substituir temporariamente transformadores avariados e dessa forma mitigar os efeitos da perda de carga quando também combinados com a transferência de carga. Este último cenário

existe quando a carga não pode ser totalmente transferida para uma subestação vizinha, por exemplo.

As unidades reservas de transformadores (*Regular Spare Transformers* - RSTs) também possuem um papel importante para o sistema de energia, quando da sua distribuição, pois, o custo e o tempo de aquisição são variáveis críticas para o sistema, uma vez que as concessionárias não possuem controle sobre elas, visto que, o transformador de subestação de distribuição não é um equipamento de pronta entrega, sendo necessário encomendar uma nova unidade para repor o estoque ou substituir a unidade avariada no campo e, o tempo estimado varia entre 12 e 18 meses [33].

Portanto, se uma falha catastrófica ocorre no campo, e não há reservas para substituir a unidade falhada, a disponibilidade do sistema é diretamente afetada. Por isso, é importante que o processo de aquisição de um transformador se inicie sempre que o estoque sofrer um desfalque para substituir um transformador avariado.

Quando o sistema sofre com perda de carga por não haver unidades reservas para substituir uma unidade transformadora avariada, algumas medidas podem ser tomadas para mitigar as perdas de carga, como por exemplo, o uso das subestações móveis e a transferência de carga para subestações vizinhas. No entanto, segundo [1] a transferência de carga deve ser uma manobra provisória para evitar problemas por sobrecarga em outras unidades e, por isso, esta é uma ação de emergência que deve ser executada apenas em caso de existência de unidade em estoque.

Diante dos fatos apresentados e, considerando que a transferência de carga assim como as unidades de subestações móveis, operam para cobrir falhas do tipo Classe 1 e Classe 2, diversas premissas foram adotadas para os dois tipos de falha estudados neste trabalho.

a) Falhas da Classe 1

- A avaria de um transformador só inicia uma falha no sistema se o estoque não possuir equipamentos de reposição.

- Quando houver mais de uma subestação móvel, elas podem, se necessário, ser instaladas simultaneamente.
- A transferência de carga só é iniciada ou a unidade móvel instalada, se houver unidade reserva disponível.
- A transferência de carga pode ser total ou parcial, ou seja, os pontos em que o transformador se encontra avariado e que não podem realizar transferência de carga podem, como ação de emergência, fazer uso da unidade de subestação móvel.
- A transferência de carga pode ser iniciada sempre que solicitada, se houver possibilidade de a carga ser atendida por subestações vizinhas.

b) Falhas da Classe 2

- A avaria de um transformador só inicia imediatamente uma falha do sistema se a unidade móvel não estiver disponível.
- Quando houver mais de uma subestação móvel, elas podem, se necessário, ser instaladas simultaneamente.
- As unidades de subestações móveis são instaladas quando estão disponíveis, contudo, as unidades avariadas são reparadas de qualquer forma, no entanto, o tempo de falha será maior sem a utilização da MUS.
- A transferência de carga pode ser iniciada sempre que solicitada, se houver possibilidade de a carga ser atendida por subestações vizinhas.
- A transferência de carga pode ser total ou parcial, ou seja, os pontos em que o transformador se encontra avariado e que não podem realizar transferência de carga podem, como ação de emergência, fazer uso da unidade de subestação móvel.

4.3.

Modelo Cronológico

O programa de dimensionamento de estoque de transformadores e subestações móveis utilizado para análise de confiabilidade e custos operacionais e de investimento através da energia não suprida (i.e, EENS), ao longo de um horizonte de 20 anos, via Simulação Monte Carlo, tem as seguintes características:

a) Histograma de tempos de funcionamento dos transformadores

Os tempos de funcionamento dos transformadores devem ser modelados de forma discreta, em 20 classes, por uma distribuição qualquer, neste estudo foi utilizada a exponencial.

b) Inclusão programada no estoque

Essas inclusões representam a formação do estoque ao longo dos anos do período de análise. O usuário deve definir o ano, o mês e quantas unidades serão incluídas.

c) Dados econômicos

Fornece os resultados do valor presente anual dos custos de investimentos esperados para uma determinada composição de estoque, de acordo como foi programada a inclusão de novos equipamentos de reposição ou manutenção. Também fornece os custos de operação por interrupção e não faturamento.

Para a realização desses cálculos, devem ser informados parâmetros econômicos como, o custo da energia e o custo da interrupção em R\$/MWh, para o cálculo dos custos de operação. E para o cálculo do custo de investimento em novas unidades reservas de transformadores e/ou custo de unidades móveis, o custo em R\$, e a taxa de juros mensal de amortização.

As unidades já existentes no estoque não são consideradas como um investimento, pois, a determinação dos custos tem como objetivo identificar a melhor estratégia de evolução do estoque.

d) Índices de confiabilidade

Fornece indicadores de confiabilidade, por período analisado ou por ano, tais como: disponibilidade, indisponibilidade, frequência média da falha, duração média da falha e energia média não suprida – EENS.

e) Especificação de valores de carga por transformador

Permite a especificação da carga a ser suprida por cada transformador.

f) Aumento da população de transformadores no campo

Permite aumentar o número de transformadores do sistema analisado. Para isso, o planejador precisa informar o número de transformadores iniciais e finais, e ainda, indicar em que ano futuro o transformador entrará em operação.

g) Reposição automática do estoque

Permite habilitar ou desabilitar reposição automática no estoque tanto para unidades de transformadores reservas como de unidades de subestações móveis. O tempo de reposição dos transformadores do estoque pode ser modelado por uma distribuição contínua: normal, uniforme ou exponencial.

Caso seja habilitada a função de reposição, a ocorrência de uma falha catastrófica no campo, tipo Classe 1, inicia automaticamente a aquisição de um novo transformador reserva, visando à manutenção do número de equipamentos reserva especificados. No caso da subestação móvel, mediante uma falha, também inicia automaticamente sua reposição. Caso contrário, com a reposição automática desabilitada, o planejador tem autonomia de escolher quando adicionar novos equipamentos no sistema.

h) Transferência de carga individual

Permite a transferência de carga de um ou mais transformadores avariados para uma subestação vizinha. Para simular uma transferência de carga, o planejador deve informar qual o transformador terá sua carga transferida e o tempo, em horas, para que a transferência seja concluída. O tempo de transferência de carga é modelado por uma distribuição uniforme.

i) Tempos de instalação

Os tempos de instalação das subestações móveis e transformadores reservas, assim como a transferência de carga são especificados individualmente por ponto. Os tempos de instalação são modelados por distribuições uniformes.

j) Dados gerais do sistema

Os dados gerais do sistema englobam o número de equipamentos no campo no início e no fim do período de análise, o número inicial de transformadores reservas e de unidades de subestações móveis que devem compor o estoque, assim como o valor desejado de β .

4.3.1.

Processo de Simulação

O algoritmo de simulação de Monte Carlo se resume nos seguintes passos:

1. Ler os dados de entrada;
2. Iniciar as variáveis auxiliares na simulação;
3. Incrementar o número de simulações;
4. Simular um período completo, amostrando os tempos de operação dos transformadores de reposição do estoque, transferência de carga, instalação de unidades móveis e reservas;

5. Monitorar e acumular, a energia não suprida, o número de falhas ocorridas e o tempo de falha para o cálculo dos índices de confiabilidade e custos gerados ao sistema;
6. Verificar a convergência da simulação através do coeficiente β [23, 29] e número máximo de simulações;
7. Se convergir, calcular e imprimir os índices de confiabilidade e custos, senão, retornar ao passo 3.

O programa baseado na simulação Monte Carlo é uma ferramenta bastante robusta que pode ser aplicada a diversos sistemas, com diferentes números de transformadores no campo, reserva de transformadores e subestações móveis. O principal objetivo desta ferramenta é dimensionar o estoque de transformadores reservas e de subestações móveis mediante análise dos custos, operacionais e de investimento, e dos índices de confiabilidade que ele fornece, como disponibilidade, frequência média da falha, duração média da falha e energia média não suprida.

No entanto, é necessária uma predefinição da composição do estoque nos dados de entrada do programa, a partir dos quais, são calculados os índices de confiabilidade e os custos de investimento e operação. A partir da análise dos custos finais e dos índices de confiabilidade obtidos, para cada composição testada, o planejador deve analisar os dados obtidos e escolher o dimensionamento que forneça o melhor custo benefício, visando sempre o custo mínimo.

O processo de simulação é baseado principalmente nas estratégias operativas, adotadas como medidas operativas ou ações de emergência, com a intenção de mitigar a perda de carga causada pela saída de um transformador devido a uma falha temporária ou permanente. A Figura 4.1 ilustra através de um fluxograma as principais estratégias operativas adotadas mediante a ocorrência de falhas das classes 1 e 2.

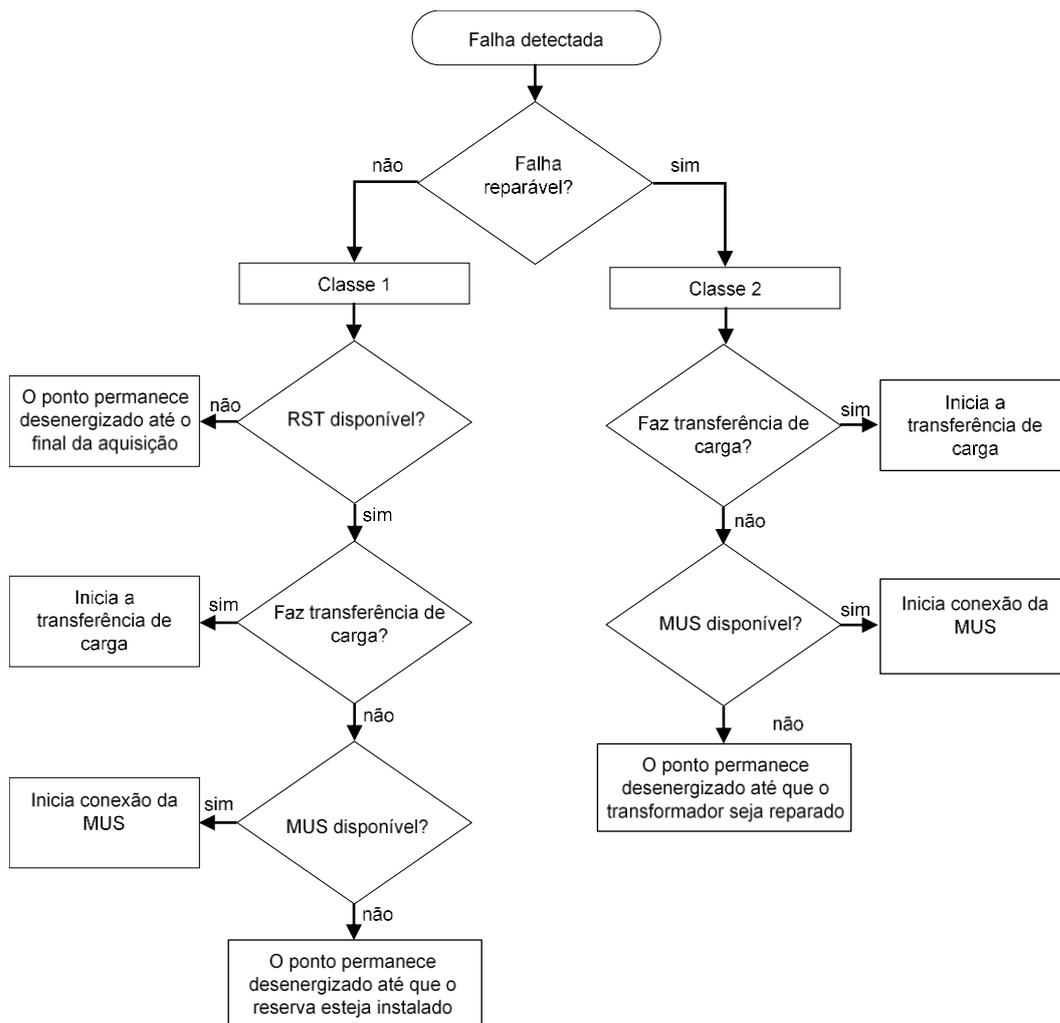


Figura 4.1 – Estratégias de Emergência pela simulação Monte Carlo: Falha Classe 1 e 2.

O processo da Figura 4.1 se inicia com a detecção de uma falha, em seguida é verificado se a falha é reparável, Classe 2, ou se é catastrófica, Classe 1. De acordo com o fluxograma, em ambos os tipos de falha, verifica-se primeiro se é possível realizar transferência de carga no ponto de falha, se não for possível, em seguida é verificado se existe alguma unidade de subestação móvel disponível. Contudo, para falhas da Classe 1, essas medidas de emergência só podem ser realizadas se houver unidades reservas no estoque, se não houver, o ponto permanece desenergizado até que uma nova unidade esteja disponível. Para falhas da Classe 2, se nenhuma dessas medidas puderem ser realizadas, o ponto permanece desenergizado até o final do reparo da unidade avariada.

4.4.

Análises de Sensibilidade

O estudo de caso é realizado para o mesmo sistema estudado nos capítulos anteriores, extraído de [7]. Composto por um conjunto de 60 transformadores, é assumido que todos operam dentro do seu período de vida útil e que a concessionária possui um estoque com 3 unidades de transformadores reservas e nenhuma unidade de subestação móvel. As taxas de falha são 0,007 e 0,0131 falhas/ano para as classes 1 e 2, respectivamente. Os tempos de reparo de um transformador no campo, instalação e aquisição de um transformador reserva, instalação de uma subestação móvel e o tempo de manobra de transferência de carga são, respectivamente: 10 até 20 dias, 26 até 30 dias, 16 até 20 meses, 1 dia e 1 até 4 horas. Todos modelados pela distribuição uniforme ou por um único valor determinístico.

Por simplicidade, é assumido que cada transformador alimenta uma carga média de 7,5 MW, com fator de potência igual a 1, o que corresponde a uma carga de 50% da capacidade da subestação. O período de análise é de 20 anos ($T = 20$ anos), entre janeiro de 2019 e dezembro de 2038. A convergência da SMC cronológica é verificada através do coeficiente de variação $\beta = 0,5\%$.

Os estudos de caso estão divididos em duas partes, a primeira parte tem como objetivo dimensionar o estoque de transformadores reservas e/ou de unidades de subestações móveis para falhas da classe 1 e 2, separadamente, de acordo com análises feitas através dos índices de confiabilidade e custos obtidos.

A segunda parte permite avaliar os possíveis impactos que o sistema pode sofrer a partir da variação de seus diversos parâmetros, destacando a relevância de cada um deles perante os impactos causados no sistema que são avaliados através dos custos de operação e dos índices de confiabilidade, são eles: Disponibilidade – A; Frequência média de falha - F dado em falhas por período (f/T); Energia média não suprida – EENS dado em MWh por período; Indisponibilidade – U dado em horas

por período; Duração média das falhas – D dado em dias. O período, representado por T, é definido pelo planejador, neste caso, equivale a vinte anos, i.e., T=20 anos.

4.4.1.

Parte 1: dimensionamento e análises de custo

A Tabela 4.1 apresenta a descrição dos casos simulados para o dimensionamento do estoque de transformadores e subestações móveis para falhas das classes 1 e 2.

Tabela 4.1 – Casos.

Caso	Descrição
1	Condição inicial
2	Caso 1 + expansão do sistema em 2029
3	Caso 2 + transferência de carga em 10 pontos
4	Caso 3 + 1 subestação móvel em 2019
5	Caso 4 + 1 unidade reserva em 2030 (somente Classe 1)

O Caso 1 corresponde à condição inicial, em que o sistema possui 60 transformadores em operação e um estoque com 3 transformadores reservas. Neste cenário não é possível realizar transferência de carga ou fazer uso de unidades de subestações móveis. Os índices de confiabilidade para este e os demais caso são apresentados na Tabela 4.2 e Tabela 4.3 para falhas da Classe 2 e Classe 1, respectivamente.

No Caso 2, considera-se uma expansão do sistema em 10 unidades em 2029. É possível observar que com o aumento da população de transformadores há uma degradação dos índices de confiabilidade com relação ao Caso 1. Isso ocorre porque o sistema cresceu, mas manteve o mesmo estoque. Nota-se que a duração média da falha para Classe 2 se aproxima do tempo médio de reparo, 15 dias.

Assumindo, no Caso 3, a possibilidade de realizar transferência de carga para 10 transformadores, 7 da configuração inicial e 3 daqueles incluídos em 2029, houve uma melhora nos índices de confiabilidade para

Tabela 4.2 - Índices de confiabilidade: Falha Classe 2.

Caso	A	EENS (MWh/T)	U (h/T)	F (f/T)	D (dias)
1	0,96826	42.394,00	5.560,74	15,21	15,24
2	0,96539	45.991,50	6.064,63	16,55	15,27
3	0,96987	39.982,10	5.278,34	16,67	13,19
4	0,99712	3.786,55	505,53	17,09	1,23

Tabela 4.3 - Índices de confiabilidade: Falha Classe 1.

Caso	A	EENS (MWh/T)	U (h/T)	F (f/T)	D (dias)
1	0,96489	47.597,00	6.152,22	8,10	31,65
2	0,96071	53.249,40	6.884,32	8,80	32,59
3	0,96519	47.258,80	6.099,67	8,84	28,76
4	0,99232	11.239,30	1.345,19	9,08	6,17
5	0,99524	6.758,11	834,04	9,10	3,82

ambos os tipos de falha, já que agora é possível realizar, em alguns pontos, transferência de carga enquanto o transformador é reparado, Classe 2, ou substituído por um novo, Classe 1.

No Caso 4, com recurso temporário de transferência de carga e a aquisição de uma unidade de subestação móvel logo no primeiro ano, observa-se uma melhora significativa dos índices de confiabilidade, para ambas as falhas, pois, neste novo cenário, as falhas ocorridas em subestações que não permitem transferência de carga, podem agora ser atendidas por unidades de subestações móveis.

Finalmente, no Caso 5, apenas para falhas da Classe 1, considerando a expansão do sistema, com recurso de transferência de carga, o uso de subestação móvel e a aquisição de uma nova unidade reserva em 2030, nota-se uma melhora significativa nos índices de confiabilidade, quando esses recursos estão disponíveis ao mesmo tempo.

Tabela 4.4 - Custos do sistema: Falha Classe 2.

Caso	Investimento (10 ³ R\$)	Operação (10 ³ R\$)	Total (10 ³ R\$)
1	-	72.264,80	72.264,80
2	-	78.397,10	78.397,10
3	-	68.153,40	68.153,40
4	3.972,46	6.454,55	10.427,00

Tabela 4.5 - Custos do sistema: Falha Classe 1.

Caso	Investimento (10 ³ R\$)	Operação (10 ³ R\$)	Total (10 ³ R\$)
1	-	81.133,80	81.133,80
2	-	90.768,80	90.768,80
3	-	80.557,40	80.557,40
4	3.972,46	19.158,50	23.130,90
5	4.181,76	11.519,90	15.701,60

a) Análise de Custo

Os custos apresentados nas Tabelas 4.4 e 4.5 foram obtidos considerando o preço de R\$ 1.000.000,00 e de R\$ 4.500.000,00 para a compra de um transformador reversa e de uma subestação móvel, respectivamente, ambos amortizados ao longo de 35 anos com uma taxa de juros de 10% ao ano. A tarifa de energia elétrica e o custo unitário de interrupção são, respectivamente, 204,60 e 1.500,00 R\$/MWh⁽¹⁾. Os referidos valores, expressos em R\$, não fazem parte do conjunto original de dados do sistema da concessionária Hydro One, mas admitidos de uma concessionária brasileira.

O custo de investimento fornecido corresponde ao valor presente de 20 parcelas anuais referentes à compra de novos transformadores reservas e subestações móveis para o estoque, i.e., de 2019 a 2038, enquanto custo esperado de operação é determinado como o produto entre a EENS do período analisado de 20 anos e o custo de cada MW não fornecido.

Para ambos os tipos de falha, os casos 1, 2 e 3 apresentaram custo de investimento nulo, sem reforço de MUS para falhas da Classe 2 e sem reforço de MUS e RST para falhas da Classe 1.

(1) Valores ilustrativos.

Tabela 4.6 - Efeito do número de MUSs nos índices de confiabilidade: Falha Classe 2.

Nº de MUS	A	EENS (MWh/T)	U (h/T)	F (f/T)	D (dias)
0	0,96987	39.982,10	5.278,34	16,67	13,19
0+1=1	0,99712	3.786,55	505,53	17,09	1,23
0+2=2	0,99789	2.756,12	369,06	17,29	0,89
0+3=3	0,99792	2.721,41	364,41	17,21	0,88
0+4=4	0,99792	2.721,41	364,41	17,21	0,88

Tabela 4.7 - Efeito do número de MUSs no custo: Falha Classe 2.

Nº de MUS	Investimento (10 ³ R\$)	Operação (10 ³ R\$)	Total (10 ³ R\$)
0	-	68.153,40	68.153,40
0+1=1	3.972,46	6.454,55	10.427,00
0+2=2	7.944,92	4.698,08	12.643,00
0+3=3	11.917,40	4.638,92	16.556,30
0+4=4	15.889,80	4.638,92	20.528,80

Para a Classe 2, a inclusão de uma unidade de subestação móvel logo no início do período de análise, 2019, requer um investimento de R\$ 3.972,46×10³, o que resulta na redução esperada de exatamente R\$ 57.726,40×10³ no custo total, indicando que a aquisição da unidade móvel é viável.

Para a Classe 1, a inclusão de uma nova unidade móvel, também em 2019, requer um investimento de R\$ 3.972,46×10³, o que resulta na redução esperada de R\$ 57.426,50×10³. A combinação da inclusão da subestação móvel em 2019 com a 4^a unidade de transformador reserva em 2030 requer um investimento de R\$ 4.181,76×10³, o que promove uma economia de R\$ 64.855,80×10³ no custo total do período analisado. Para este tipo de falha, de todos os casos estudados, este é o que apresentou o melhor resultado.

b) Número de Subestações Móveis – Classe 2

Assumindo novamente as condições iniciais do Caso 3, as Tabelas 4.6 e 4.7 apresentam, respectivamente, os índices de confiabilidade e os custos esperados em função do número de unidades de subes-

Tabela 4.8 - Efeito do número de MUSs × RSTs na disponibilidade: Falha Classe 1.

N° de MUS	Disponibilidade (N° de RST)			
	1	2	3	4
0	0,83212	0,94021	0,96519	0,96933
1	0,84732	0,96459	0,99232	0,99728
2	0,84732	0,96514	0,99302	0,99807
3	0,84732	0,96514	0,99305	0,99808
4	0,84732	0,96514	0,99305	0,99808

Tabela 4.9 - Efeito do número de RSTs nos índices de confiabilidade: Falha Classe 1.

N° de RST	A	EENS (MWh/T)	U (h/T)	F (f/T)	D (dias)
3	0,99232	11.239,30	1.345,19	9,08	6,17
3+1=4	0,99594	5.718,02	710,88	9,11	3,25
3+2=5	0,99647	4.920,26	617,72	9,12	2,82
3+3=6	0,99652	4.848,17	609,35	9,12	2,78
3+4=7	0,99653	4.834,29	608,17	9,12	2,78

Tabela 4.10 - Efeito do número de RSTs no custo: Falha Classe 1.

N° de RST	Investimento (10 ³ R\$)	Operação (10 ³ R\$)	Total (10 ³ R\$)
3	-	19.158,50	19.158,50
3+1=4	329,59	9.746,94	10.076,50
3+2=5	659,18	8.387,07	9.046,25
3+3=6	988,78	8.264,20	9.252,97
3+4=7	1.318,37	8.240,53	9.558,90

tações móveis. Nota-se que a inclusão da primeira subestação móvel em 2019 produz uma melhoria significativa nos custos, no entanto, a inclusão de uma segunda unidade não se torna viável economicamente, pois a redução do custo de operação não compensa o investimento necessário para sua aquisição.

c) Número de Reservas – Classe 1

A Tabela 4.8 mostra a disponibilidade do sistema para diversas combinações de MUSs e RSTs, tomando como ponto de partida o Caso 3, i.e., 70 transformadores do sistema expandido em 2029 com pos-

sibilidade de transferência de carga em 10 pontos. Observando os resultados obtidos, é possível concluir que a disponibilidade não melhora significativamente para mais de uma MUS, portanto, conclui-se que para a Classe 1, uma única MUS é capaz de promover uma melhora significativa no sistema. Observa-se também que ocorre uma saturação para cada combinação apresentada, isso ocorre devido à baixa probabilidade de falhas simultâneas, que seria o cenário onde as subestações móveis apresentariam maior impacto.

Considerando este fato, a Tabela 4.9 apresenta os índices em função do número de unidades sobressalentes para sistema com uma única MUS. Observa-se que adicionar mais de duas unidades reservas não produz melhoras nos índices de confiabilidade do sistema. Em termos de custos, a Tabela 4.10 mostra que a adição de duas unidades reservas ao estoque inicial, totalizando 5 unidades, resulta na melhor opção entre os custos esperados de investimento e operação do sistema, entre as alternativas analisadas. Por simplicidade, todas as inclusões são feitas em 2027.

4.4.2.

Parte 2: análises de sensibilidade

Determinado o número de subestações móveis e de transformadores reservas que devem compor o estoque para falhas das classes 1 e 2, separadamente, novos testes foram realizados variando diversos parâmetros do sistema, seus respectivos impactos são mostrados e analisados nos itens seguintes.

4.4.2.1.

Resultados para falha da Classe 2

a) Transferência de carga

Para fins de comparação, foi considerado o sistema do Caso 2, ou seja, com um estoque contendo três unidades transformadoras reservas, nenhuma subestação móvel e sem a possibilidade de transferência de

Tabela 4.11 - Efeito do número de MUS nos índices de confiabilidade e custo de operação: Falha Classe 2.

Nº de MUS	A	EENS (MWh/T)	U (h/T)	F (f/T)	D (dias)	Custo de Operação (10 ³ R\$)
0	0,96539	45.991,50	6.064,63	16,55	15,27	78.397,10
1	0,99659	4.478,11	598,15	17,02	1,46	7.633,39
2	0,99764	3.087,39	413,87	17,10	1,01	5.262,76
3	0,99764	3.081,30	412,84	17,18	1,00	5.252,39
4	0,99764	3.081,30	412,84	17,18	1,00	5.252,39

Tabela 4.12 - Efeito do número de MUS e transferência de carga nos índices de confiabilidade e custo de operação: Falha Classe 2.

Nº de MUS	A	EENS (MWh/T)	U (h/T)	F (f/T)	D (dias)	Custo de Operação (10 ³ R\$)
0	0,96987	39.982,10	5.278,34	16,67	13,19	68.153,40
1	0,99712	3.786,55	505,53	17,09	1,23	6.454,55
2	0,99789	2.756,12	369,06	17,29	0,89	4.698,08
3	0,99792	2.721,41	364,41	17,21	0,88	4.638,92
4	0,99792	2.721,41	364,41	17,21	0,88	4.638,92

carga em nenhuma unidade. Para esse cenário a Tabela 4.11 mostra o impacto do número de subestações móveis no sistema. Os testes são realizados para o sistema inicialmente sem nenhuma unidade móvel, em seguida, é inserida a primeira unidade e assim sucessivamente, até compor um estoque de quatro unidades móveis.

Em sequência, os mesmo testes foram realizados admitindo que se pode realizar transferência de carga em dez pontos do sistema, cenário correspondente ao Caso 3, ou seja, o estoque é composto por três RSTs e nenhuma MUS sendo possível realizar transferência de carga em dez pontos do sistema, sendo 7 do sistema original e 3 daqueles incluídos em 2029, quando aconteceu a expansão do sistema. A transferência de carga é modelada por uma distribuição uniforme entre 1 e 4 horas. Os resultados são mostrados na Tabela 4.12.

Analisando os resultados obtidos, observa-se que existe, para cada caso simulado, um ponto de saturação, onde não faz diferença incluir

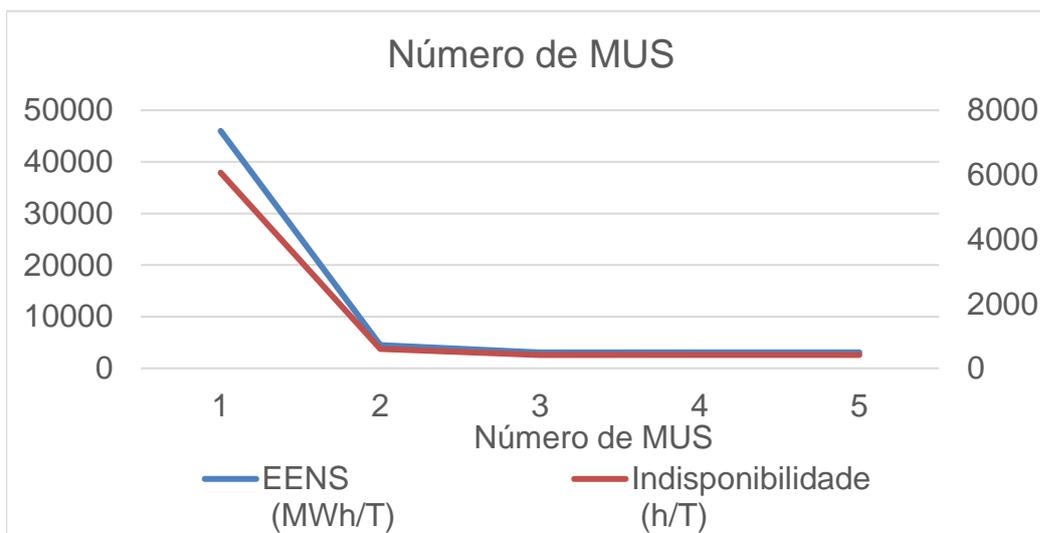


Figura 4.2 - Impacto da MUS no sistema: Falha Classe 2.

mais unidades de subestações móveis, pois, a probabilidade de falha simultânea no sistema, no cenário de saturação, é muito baixa, não influenciando no resultado. Esse fenômeno pode ser observado em todos os índices de confiabilidade.

Ressalta-se que a frequência média de falha mantém valores em torno do valor inicial, ocorrendo um pequeno aumento dentro da tolerância especificada. Isso acontece porque a utilização de unidades de subestações móveis tem a função de mitigar o tempo de falha e não de evitá-las, ou seja, as falhas continuam ocorrendo, independentemente do número de MUS disponível no sistema. Este fenômeno pode ser também observado nos demais testes.

A Figura 4.2 mostra que a indisponibilidade e a EENS, para o caso sem transferência de carga, apresentam características semelhantes de comportamento. Essa semelhança se deve ao fato de a EENS estar diretamente relacionada ao tempo em que a carga deixa de ser alimentada. Além disso, também é possível observar o pouco impacto que mais de uma MUS gera no sistema.

A Figura 4.3 ilustra a comparação feita para o sistema correspondente aos casos 2 e 3, cujos resultados foram mostrados nas Tabelas 4.11 e 4.12. O índice EENS foi adotado para fins de comparação por ser o

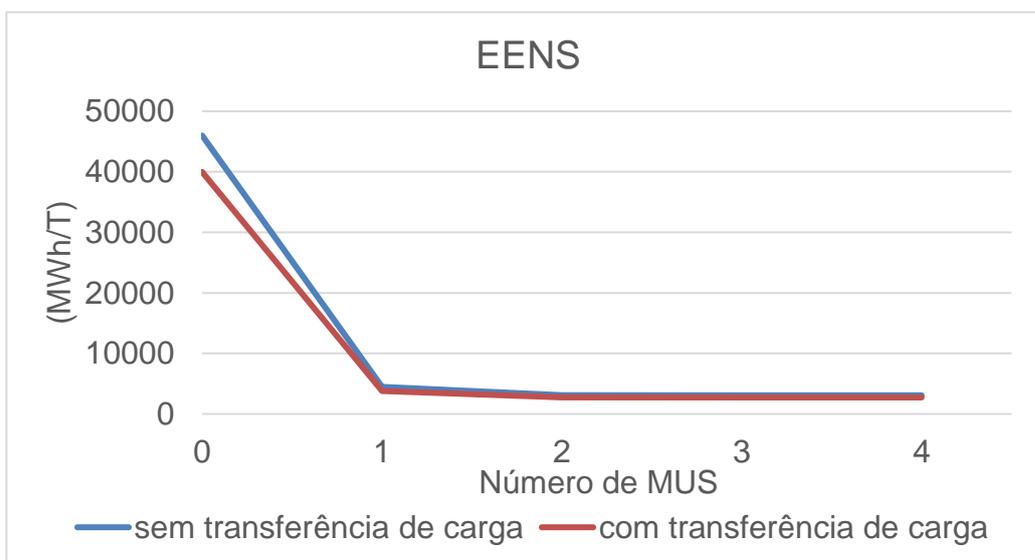


Figura 4.3 - Índice EENS versus Indisponibilidade: Falha Classe 2.

índice utilizado para cálculos de custo por interrupção. Observando a Figura 4.3 é possível visualizar uma redução de 13,07% da EENS, para sistema sem MUS. Essa redução pode ser considerada significativa, uma vez que apenas dez pontos estavam habilitados a realizar a transferência de carga. Com a respectiva redução de custos, a transferência de carga mostrou sua efetividade em mitigar o tempo de falha para o sistema. Mais uma vez é possível observar que uma unidade de MUS não produz impactos significativos no sistema.

Conforme mostrado nos testes anteriores, não é viável economicamente para o sistema a aquisição de mais de uma unidade de subestação móvel, por isso, os testes seguintes são simulados considerando estoque com uma unidade de subestação móvel e três unidades reservas, para Classe 1, e uma unidade de subestação móvel, para Classe 2, e que o sistema é capaz de realizar transferência de carga em dez pontos. Este cenário corresponde ao Caso 4.

Para um conjunto de subestações de distribuição, é possível analisar o impacto no sistema quanto à possibilidade de se realizar transferência de carga em diversos pontos perante falhas nos seus transformadores. A Tabela 4.13 mostra esse impacto nos índices de confiabilidade e custo operacional. Os testes são realizados considerando que o tempo de trans-

Tabela 4.13 - Efeito do número de pontos de transferência de carga nos índices de confiabilidade e custo de operação: Falha Classe 2.

Pontos de Transferência de Carga	A	EENS (MWh/T)	U (h/T)	F (f/T)	D (dias)	Custo de Operação (10 ³ R\$)
0	0,99659	4.478,11	598,15	17,02	1,46	7.633,39
5	0,99687	4.104,72	547,68	17,08	1,34	6.996,90
10	0,99712	3.786,55	505,53	17,09	1,23	6.454,55
20	0,99766	3.075,41	410,78	17,08	1,00	5.242,35
30	0,99817	2.394,98	320,68	17,15	0,78	4.082,48
40	0,99865	1.763,07	236,05	17,13	0,57	3.005,34
50	0,99907	1.214,66	163,06	17,09	0,40	2.070,52
60	0,99946	696,49	93,92	17,16	0,23	1.187,23
70	0,99975	321,53	43,13	17,22	0,10	548,07

Tabela 4.14 - Efeito do tempo de manobra nos índices de confiabilidade e custo de operação: Falha Classe 2.

Tempo de Transferência de Carga (horas)	A	EENS (MWh/T)	U (h/T)	F (f/T)	D (dias)	Custo de Operação (10 ³ R\$)
1-2	0,99713	3.769,64	503,22	17,09	1,23	6.425,73
1-4	0,99712	3.786,55	505,53	17,09	1,23	6.454,55
2-3	0,99712	3.786,52	505,53	17,09	1,23	6.454,50
3-4	0,99710	3.802,26	507,66	17,10	1,24	6.481,32
4-5	0,99709	3.818,61	509,87	17,10	1,24	6.509,20
5-6	0,99708	3.836,27	512,24	17,10	1,25	6.539,31
6-7	0,99707	3.848,23	513,88	17,09	1,25	6.559,69

ferência de carga se dá entre 1 e 4 horas, modelado por uma distribuição uniforme.

Como esperado, de acordo com o aumento do número de pontos de transferência de carga observa-se uma melhora constante nos índices de confiabilidade assim como redução no custo operacional. Observa-se também que, ainda que todas as subestações fossem capazes de realizar transferência de carga o custo operacional não vai a zero, isso acontece porque a transferência de carga não acontece imediatamente, havendo uma pequena perda de carga em um curto período de tempo. Ressalta-se que realizar transferência de carga em muitos ou todos os pontos de um

grupo de subestações não representa um cenário real. Portanto, dadas as observações, conclui-se que a transferência de carga é uma manobra que gera impactos significativos no sistema a fim de mitigar o tempo de falha e reduzir o custo operacional.

O tempo de transferência de carga também influencia nos índices de confiabilidade do sistema e seus respectivos custos. A Tabela 4.14 mostra esses efeitos mediante variação do tempo de transferência de carga, modelado por uma distribuição uniforme. Os pontos de transferência são os mesmos do Caso 4, ou seja, são dez pontos de transferência de carga, sendo 7 do sistema original e 3 daqueles incluídos em 2029, quando aconteceu a expansão do sistema.

Observando os resultados da Tabela 4.14 nota-se que o tempo de transferência de carga tem pouco impacto sobre os índices de confiabilidade e o custo operacional. Por exemplo, variando o tempo de transferência de carga de 1 a 2 horas para 6 a 7 horas, o custo operacional aumenta apenas 2,57%. Portanto, o tempo de transferência de carga é um parâmetro que não gera grandes impactos ao sistema.

b) Tempo de instalação da Móvel

A Tabela 4.15 mostra o impacto que o tempo de instalação da unidade de subestação móvel pode causar no sistema, tomando como base o Caso 4. Observando os resultados, como esperado, o tempo de instalação da unidade móvel tem grande impacto sobre o sistema. Por exemplo, variando de 1 para 3 a 4 dias, o custo operacional aumenta mais de 171%. Nota-se também uma maior degradação dos índices de confiabilidade quando o tempo de instalação excede dois dias.

Tabela 4.15 - Efeito do tempo de instalação da unidade móvel nos índices de confiabilidade e custo de operação: Falha Classe 2.

Tempo de instalação da Móvel (dias)	A	EENS (MWh/T)	U (h/T)	F (f/T)	D (dias)	Custo de Operação (10 ³ R\$)
1-1	0,99712	3.786,55	505,53	17,09	1,23	6.454,55
1-2	0,99614	5.060,10	675,80	17,07	1,65	8.625,45
2-3	0,99415	7.679,06	1.025,49	17,09	2,50	13.089,70
3-4	0,99218	10.272,8	1.370,97	17,05	3,35	17.511,00

Neste caso, as unidades de subestações móveis podem ser instaladas rapidamente, contudo, a disponibilidade de equipe treinada para realizar essa tarefa assim como sua localização são fatores importantes e que devem ser considerados pelas concessionárias de energia. Por isso, para que a utilização da MUS, enquanto o transformador avariado é reparado, seja ainda mais vantajosa, ou seja, para que promova maior economia, é de extrema importância que a MUS esteja bem localizada e seja rapidamente instalada.

c) Tempo de reparo

O tempo de reparo também produz um impacto importante nos custos de operação do sistema, pois, quanto maior o tempo de reparo, maior será o tempo de falha caso nenhuma medida de emergência possa ser tomada, como por exemplo, a transferência de carga ou a instalação de uma unidade móvel. Neste caso, a subestação da unidade avariada permanece fora do sistema até que o reparo seja finalizado.

Admitindo como base o Caso 4, a Tabela 4.16 mostra a deterioração nos índices de confiabilidade e aumento do custo operacional enquanto o tempo de reparo de um transformador avariado aumenta. Por exemplo, variando o tempo de reparo de 1 a 5 dias para 10 a 20 dias, há um aumento de pouco mais de 39% do custo operacional, um aumento significativo, mas não exorbitante, se comparado ao impacto gerado no sistema devido ao tempo de instalação da unidade móvel.

Tabela 4.16 - Efeito de tempo de reparo nos índices de confiabilidade e custo de operação: Falha Classe 2.

Tempo de Reparo (dias)	A	EENS (MWh/T)	U (h/T)	F (f/T)	D (dias)	Custo de Operação (10 ³ R\$)
1-5	0,99793	2.710,18	362,84	16,96	0,89	4.619,76
5-10	0,99773	2.970,83	397,64	17,13	0,97	5.064,07
5-20	0,99735	3.474,15	464,65	17,14	1,13	5.922,04
10-20	0,99712	3.786,55	505,53	17,09	1,23	6.454,55

4.4.2.2.

Resultados para falha da Classe 1

a) Transferência de carga

Considerando novamente como base o Caso 4, ou seja, sistema composto por 70 transformadores, estoque com três RSTs e uma MUS, com possibilidade de transferência de carga em dez unidades, sendo 7 do sistema original e 3 daqueles incluídos em 2029, quando aconteceu a expansão do sistema. A Tabela 4.17 mostra o impacto nos índices de confiabilidade e no custo operacional quando o tempo de transferência de carga aumenta. O tempo de transferência foi modelado por uma distribuição uniforme.

Observa-se que o tempo de transferência de carga tem pouco impacto sobre o sistema, assim como foi constatado para falhas da Classe 2. Isso significa que mesmo reduzindo o tempo da manobra de transferência de carga entre 1 e 2 horas, o sistema quase não percebe melhoras significativas.

Mantendo as mesmas configurações do teste anterior a Tabela 4.18 mostra a melhora nos índices de confiabilidade e redução no custo operacional à medida que os pontos de transferência de carga aumentam, esse impacto era esperado, pois, quanto maior o número de pontos capazes de transferir sua carga para um subestação vizinha, mediante falha do transformador daquela subestação ou ponto, menor a perda de carga do sistema.

Tabela 4.17 - Efeito do tempo de transferência de carga nos índices de confiabilidade e custo de operação: Falha Classe 1.

Tempo de Transferência de Carga	A	EENS (MWh/T)	U (h/T)	F (f/T)	D (dias)	Custo de Operação (10 ³ R\$)
1-2	0,99233	11.232,90	1.344,22	9,08	6,17	19.147,60
1-4	0,99232	11.239,30	1.345,19	9,08	6,17	19.158,50
2-3	0,99232	11.239,30	1.345,19	9,08	6,17	19.158,50
3-4	0,99232	11.248,70	1.346,32	9,08	6,18	19.174,60
4-5	0,99231	11.255,00	1.347,26	9,08	6,18	19.185,30
5-6	0,99230	11.265,00	1.348,52	9,08	6,19	19.202,40
6-7	0,99230	11.276,50	1.349,89	9,08	6,19	19.221,90
7-8	0,99229	11.284,00	1.350,89	9,08	6,20	19.234,70

Tabela 4.18 - Efeito do número de pontos de transferência de carga nos índices de confiabilidade e custo de operação: Falha Classe 1.

Pontos de Transferência de Carga	A	EENS (MWh/T)	U (h/T)	F (f/T)	D (dias)	Custo de Operação (10 ³ R\$)
0	0,99187	11.859,60	1.423,66	9,08	6,53	20.215,90
5	0,99213	11.547,40	1.379,59	9,07	6,34	19.683,70
10	0,99232	11.239,30	1.345,19	9,08	6,17	19.158,50
20	0,99286	10.485,70	1.250,41	9,09	5,73	17.873,80
30	0,99331	9.870,47	1.171,83	9,09	5,37	16.825,20
40	0,99380	9.185,99	1.085,98	9,10	4,97	15.658,40
50	0,99420	8.618,58	1.015,45	9,09	4,66	14.691,20
60	0,99450	8.215,01	964,55	9,09	4,42	14.003,30
70	0,99479	7.804,58	913,01	9,09	4,18	13.303,70

Comparando, por exemplo, a EENS obtida na Tabela 4.17 para tempo de transferência de carga entre 1 e 4 horas, com a EENS obtida na Tabela 4.18 para 50 pontos, ou seja, comparando o sistema com possibilidade de transferência de carga em dez e cinquenta pontos, respectivamente, houve uma redução de mais de 23% da EENS. Portanto, ressalta-se que a transferência de carga é uma manobra de emergência relevante para o sistema e que quanto maior a possibilidade de transferência de carga para subestações vizinhas, menores os impactos negativos sobre o sistema.

A transferência de carga deve ser uma medida de emergência provisória e de curta duração para evitar problemas por sobrecarga em subestações vizinhas. Por isso, a transferência de carga para falhas da Classe 1 é realizada apenas se existirem unidades reservas disponíveis no estoque. Contudo, a transferência de carga oferece melhoras significativas ao sistema como medida de emergência.

b) Tempo de instalação da unidade móvel

A Tabela 4.19 mostra a degradação nos índices de confiabilidade e do custo de operação enquanto o tempo de instalação da unidade móvel aumenta. Esse acontecimento é esperado pois, neste caso, quando uma falha ocorre e não é possível realizar transferência de carga, a unidade de

subestação móvel, se disponível, é utilizada para suprir a carga momentaneamente até que a unidade transformadora reserva esteja instalada. Variando, por exemplo, o tempo de instalação da unidade móvel de 1 para 3 a 4 dias, o custo operacional aumenta mais de 29% e, para o sistema, esse é um impacto bastante significativo.

Tabela 4.19 - Efeito do tempo de instalação da unidade móvel nos índices de confiabilidade e custo de operação: Falha Classe 1.

Tempo de Instalação da Móvel (dias)	A	EENS (MWh/T)	U (h/T)	F (f/T)	D (dias)	Custo de Operação (10 ³ R\$)
1-1	0,99232	11.239,30	1.345,19	9,08	6,17	19.158,50
1-2	0,99185	11.845,40	1.428,03	9,07	6,56	20.191,70
2-3	0,99085	13.139,50	1.603,31	9,06	7,37	22.397,60
3-4	0,98980	14.531,80	1.787,84	9,05	8,23	24.770,80

c) Tempo de instalação do reserva

A Tabela 4.20 mostra a degradação dos índices de confiabilidade e custo operacional conforme cresce o tempo de instalação da unidade reserva, modelado por uma distribuição uniforme. Analisando os resultados obtidos, nota-se que variando o tempo médio entre 20 e 24 dias, o sistema não sofre muito impacto. No entanto, quando a média do tempo de reparo é igual a 26 dias, o custo operacional aumenta, com relação à média de 20 dias, em mais de 5%, valor correspondente a R\$ 1.039,50×10³,

Tabela 4.20 - Efeito tempo de instalação da unidade reserva nos índices de confiabilidade e custo de operação: Falha Classe 1.

Tempo de Instalação do Reserva (meses)	A	EENS (MWh/T)	U (h/T)	F (f/T)	D (dias)	Custo de Operação (10 ³ R\$)
18-22	0,99291	10.385,90	1.242,34	9,08	5,70	17.703,80
20-24	0,99280	10.583,60	1.262,35	9,08	5,79	18.040,70
22-26	0,99261	10.815,30	1.295,02	9,08	5,94	18.435,70
24-28	0,99251	10.995,70	1.312,94	9,08	6,02	18.743,30
26-30	0,99232	11.239,30	1.345,19	9,08	6,17	19.158,50

chegando a mais de 8% quando a média é igual a 28 dias. Esses números mostram que existe uma faixa confortável em que o tempo de instalação da unidade móvel pode variar sem que os custos operacionais aumentem de forma exorbitante.

Portanto, o tempo de reposição do reserva pode gerar altos custos operacionais se o reserva não for instalado rapidamente e, para que a instalação seja feita de forma rápida e eficiente é necessário que exista equipe especializada, que a unidade reserva esteja bem localizada e disponível.

d) Tempo de reposição do reserva

A Tabela 4.21 mostra o efeito nos índices de confiabilidade e no custo operacional mediante variação do tempo de reposição da unidade transformadora reserva. O tempo de reposição da unidade reserva é modelado por uma distribuição uniforme.

Como esperado, conforme o tempo de reposição aumenta, maior a deterioração dos índices de confiabilidade e maior o custo de operação. Além disso, o tempo de reposição gerou maior impacto no sistema, podendo gerar custos de operação muito mais altos se comparado com a variação de outros parâmetros. Por exemplo, variando o tempo de reposição da unidade reserva no estoque de 8 a 12 meses para 16 a 20 meses, o custo operacional aumenta mais de 209%. Portanto, a reposição da unidade reserva no estoque é de extrema importância para que os índices de confiabilidade permaneçam dentro de uma faixa positiva, assegurando baixo custo de operação para a concessionária.

A degradação dos índices e elevação dos custos devido à variação do tempo de reposição, se comparado à variação dos outros parâmetros é maior porque, neste caso, a transferência de carga ou a instalação da MUS são efetuadas apenas se houver unidades disponíveis no estoque. Logo, se uma falha ocorrer e não houver unidades reservas para substituir a danificada, aumentando o tempo de reposição, eventualmente, diversos pontos ficam desligados por um longo tempo, até que a aquisição de uma nova unidade seja concluída.

Tabela 4.21 - Efeito tempo de reposição da unidade reserva nos índices de confiabilidade e custo de operação: Falha Classe 1.

Tempo de Reposição do Reserva (meses)	A	EENS (MWh/T)	U (h/T)	F (f/T)	D (dias)	Custo de Operação (10 ³ R\$)
8-12	0,99731	3.629,22	472,14	9,12	2,16	6.186,37
10-14	0,99662	4.639,09	592,24	9,11	2,71	7.907,79
12-16	0,99556	6.239,71	777,19	9,12	3,55	10.636,20
14-18	0,99425	8.235,40	1.006,70	9,10	4,61	14.038,10
16-20	0,99232	11.239,30	1.345,19	9,08	6,17	19.158,50

O tempo de reposição do transformador, segundo [33], varia entre 12 a 18 meses devido ao fato de não ser um equipamento de pronta entrega. Por isso, é tão importante manter a composição do estoque, ou seja, sempre que ele sofrer um desfalque para substituir um transformador avariado no campo, o processo de aquisição de uma nova unidade reserva deve ser iniciado. Dessa forma, assegura-se que os custos operacionais adicionais para a concessionária de energia elétrica sejam evitados.

4.5.

Tempos de simulação

O programa de simulação de Monte Carlo foi desenvolvido em ambiente MATLAB e executado em um computador com processador Intel® Core(TM) i5 – 8265U/1,6GHz. A execução de uma simulação através do programa depende da leitura do arquivo de entrada (leitura de dados), que é feito em um documento de texto. Armazenado os dados do sistema lidos do arquivo de entrada, o algoritmo que realiza a simulação Monte Carlo é executado e, quando os resultados satisfatórios são alcançados, os dados são impressos em um relatório de saída, que também é feito em um documento de texto. Para a execução de todos os casos apresentados neste capítulo, foram feitas simulações para todas as configurações adotadas em cada um deles.

Para a primeira parte, foram necessárias 2,61 horas de CPU, sendo 2,16 horas para falhas da Classe 1 e 0,45 horas para falhas da Classe 2. Para a segunda parte, foram necessárias 1,1 horas de CPU, sendo 0,58 horas para falhas da Classe 2 e 0,51 horas para falhas da Classe 1. Totalizando, 3,71 horas de CPU para a conclusão de todos os testes, para um β igual a 0,5%.

Os tempos de simulação foram considerados satisfatórios e se comportaram dentro do esperado para as diferentes configurações do sistema nas diversas simulações realizadas. Sendo assim, o tempo de simulação não é um obstáculo para a aplicação do método ou ferramenta desenvolvida. Contudo, se desenvolvido em linguagens de mais baixo nível, como Fortran, por exemplo, os testes levariam menos tempo de compilação.

4.6.

Conclusões

Neste capítulo foi apresentada a importância do uso das subestações móveis e das unidades transformadoras reservas, assim como suas principais vantagens e premissas de utilização, demonstrando a importância de sua modelagem e inserção na análise de sistemas elétricos. Também foram apresentados o algoritmo de simulação de Monte Carlo e as estratégias operativas adotadas para falhas da Classe 1 e Classe 2. Por fim, o método escolhido foi aplicado em um sistema da concessionária canadense, Hydro One, em diversos estudos de caso.

As análises de sensibilidade foram divididas em duas partes, sendo a primeira voltada para o dimensionamento do estoque baseado na avaliação dos índices de confiabilidade e custos de operação e investimento. E a segunda parte foi dedicada à análise de sensibilidade do sistema mediante variação de diversos parâmetros.

Na primeira parte dos testes, dimensionamento de estoque para falhas das classes 1 e 2, o sistema apresentou um comportamento esperado mediante a inclusão de novas unidades de subestações móveis e/ou

unidades transformadoras reservas, assim como mediante a inclusão de transferência de carga e expansão do sistema. Diante dos diversos eventos criados em sequência, foi possível dimensionar o estoque de equipamentos através da análise dos índices de confiabilidade e custos. Dessa forma, foi possível mostrar a efetividade e a importância do dimensionamento do estoque em sistemas reais.

Na segunda parte dos testes, o sistema apresentou comportamento esperado mediante inclusão de novas unidades de subestações móveis e transferência de carga assim como na variação de diversos parâmetros como, tempo de transferência de carga e de instalação da unidade de subestação móvel e de transformadores reservas. Foi possível observar os parâmetros que mais impactam o sistema, destacando assim sua relevância.

Os casos simulados permitiram explorar a flexibilidade do método, não é admitida pelo processo de Markov, como modelagens uniformes dos tempos de transferência de carga, reposições e inclusões programadas no estoque. Além disso, os casos estudados permitiram explorar a sensibilidade do algoritmo à variação dos dados de entrada e seus respectivos impactos no sistema.

5

Conclusões

Esta dissertação apresentou duas metodologias probabilísticas para o dimensionamento de estoques de transformadores reservas (*Regular Spare Transformers* - RSTs) e subestações móveis (*Mobile Unit Substations* - MUSs), que devem atender a um grupo de subestações de distribuição. As metodologias foram implementadas em ambiente Matlab e aplicadas a um conjunto de 60 transformadores de subestações de distribuição de energia elétrica da concessionária canadense, Hydro One.

O dimensionamento do estoque foi feito, separadamente, de acordo com os tipos de falha classificados em duas categorias: Classe 1, de natureza catastrófica, quando o transformador avariado precisa ser substituído por um reserva, e Classe 2, de natureza aleatória, quando o transformador pode ser reparado na própria subestação.

Diversas premissas foram utilizadas no dimensionamento dos estoques, considerando medidas emergenciais como a transferência de carga para subestações vizinhas e o uso de unidades de subestações móveis, para mitigar o tempo de falha enquanto o transformador avariado é substituído por um novo (Classe 1), ou reparado (Classe 2). No entanto, para falhas da Classe 1, essas medidas só podem ser tomadas caso existam reservas disponíveis, visando não minimizar a importância do estoque.

Os critérios adotados foram incorporados aos modelos propostos nessa dissertação, a fim de mostrar a limitação e a flexibilidade de cada um deles. Sendo assim, no Capítulo 1 foi apresentado o problema e como ele tem sido tratado pelas concessionárias de energia elétrica, ressaltando a importância do dimensionamento do estoque, as medidas e os cuidados que devem ser tomados quando ele passa a incorporar o sistema elétrico. Esse contexto é apresentado na introdução e na revisão bibliográfica.

No Capítulo 2, o dimensionamento do estoque, para falhas das classes 1 e 2, foi baseado em processos de Markov. Esse método se baseia na modelagem de diagramas que representam os estados em que o sistema pode residir a qualquer momento e as possíveis transições entre eles. Para grandes sistemas, o diagrama de espaço toma proporções inviáveis de serem representadas, exigindo também um esforço computacional maior. Sendo assim, conforme proposto em [7] o espaço de estados foi truncado.

Os resultados encontrados para os diagramas de espaço de estados completo e truncado foram comparados e apresentaram diferenças mínimas, mostrando que a simplificação do diagrama é eficaz, sendo capaz de fornecer praticamente os mesmos resultados do diagrama completo. Tais resultados foram considerados plenamente satisfatórios, uma vez que a maior diferença relativa aos resultados apresentados em [7] foi menor que 0,5 % para falhas das classes 1 e 2, validando o algoritmo elaborado neste trabalho. Este método é capaz de fornecer diversos índices de confiabilidade assim como custos operacionais e de investimento, no entanto, por simplicidade e para fins de comparação, apenas a disponibilidade foi alvo da análise de confiabilidade. Vale ressaltar que a transferência de carga não foi adotada como medida de emergência neste capítulo, uma vez que o algoritmo proposto em [7] não considera este recurso.

No Capítulo 3, foi apresentada a metodologia de simulação Monte Carlo (SMC) cronológica ou sequencial, também utilizada para dimensionamento de estoque de transformadores e/ou subestações móveis para falhas da Classe 1 e Classe 2, separadamente. O método de simulação se baseia na análise de um grande número de amostras de tempos de operação, selecionadas cronologicamente. Esta ferramenta permite a representação de ações e modelagens matemáticas não admitidas pelo processo de Markov, sendo capaz também de fornecer diversos índices de confiabilidade e custos operacionais e de investimentos. No entanto, por simplicidade e para fins de comparação, apenas a disponibilidade obtida foi analisada. A ferramenta elaborada foi aplicada ao mesmo sistema do capítulo anterior.

Diversos testes foram realizados a partir de modelagens equivalentes através da SMC cronológica. Nessas simulações, diferentes parâmetros foram variados a fim de demonstrar seus impactos nos resultados, assim como determinar o melhor coeficiente β a ser utilizado e o período de análise equivalente ao período estacionário de Markov. Segundo as análises realizadas, os resultados alcançados ficam muito próximos daqueles obtidos no Capítulo 2, assumindo as premissas de Markov. Os resultados para um período de análise de 20 anos foram satisfatórios como também o valor de $\beta \leq 1\%$ garantiu valores bastante precisos. Sendo assim, devido à flexibilidade e precisão do método, que permitiu modelar tempos de reposição com quaisquer distribuições de probabilidade e representar quaisquer ações de emergência, a SMC cronológico se tornou a principal ferramenta de aplicação nesta dissertação.

O Capítulo 4 descreveu o processo de simulação de Monte Carlo em um algoritmo simplificado, discutiu a relevância das unidades móveis e reservas para o sistema elétrico, e apresentou diversas premissas utilizadas em cada tipo de falha, analisadas através de um fluxograma. Por fim, a SMC foi aplicada ao mesmo sistema dos capítulos anteriores em diversas análises de estudo de caso considerando hipoteticamente, a expansão do sistema, transferência de carga e assumindo um estoque inicial de três unidades de RST.

O estudo de caso foi dividido em duas partes. A primeira consistiu em dimensionar o estoque de transformadores reservas e subestações móveis para falhas da Classe 1, e de subestações móveis para falhas da Classe 2. Ambos os dimensionamentos foram feitos através da análise dos índices de confiabilidade e dos custos operacionais e de investimento para cada possível combinação do estoque, escolhida pelo planejador ou usuário. Os resultados mostraram que o melhor custo benefício para o sistema expandido da Hydro One é dimensionar um estoque com cinco unidades reservas e uma subestação móvel considerando as falhas da Classe 1, e uma subestação móvel considerando as falhas da Classe 2.

A segunda parte foi dedicada à variação de diversos parâmetros do sistema, seguida da análise dos seus impactos sobre o mesmo. Os testes

consistiram em variar o número de equipamentos no estoque, o número de pontos de transferência de carga, os tempos de instalação do transformador reserva, da subestação móvel, da reposição do estoque, da manobra de transferência de carga e de manutenção da unidade avariada. Os testes mostraram a importância de se manter o estoque com número de equipamentos determinado pelo planejador, ou seja, quando o estoque sofre um desfalque para substituir uma unidade avariada, deve ser iniciada imediatamente a aquisição de uma nova unidade para repor o estoque. Além disso, os testes também mostraram que a utilização de unidades de subestações móveis e transferência de carga possuem impactos significativos para o sistema, ajudando a mitigar o tempo de falha. Outros destaques foram feitos nas análises de sensibilidade dos parâmetros.

A partir dos diversos testes realizados foi possível observar que as unidades móveis causam impacto significativo em ambos os tipos de falha. No entanto, o seu uso deve ser respaldado por estudos estatísticos para o sistema em análise, já que existe uma saturação na melhora do comportamento do sistema de acordo com a inclusão de mais unidades. A transferência de carga também mostrou um impacto positivo no sistema e, atuando ao mesmo tempo, as duas medidas de operação de emergência produziram um impacto ainda maior. Ressalta-se que a flexibilidade operativa das MUSs é uma das suas principais vantagens de sua utilização, pois elas podem se deslocar, atuando para mitigar os tempos de falha.

Os resultados dos estudos se mostraram satisfatórios ao responder a variação dos parâmetros e à composição do estoque de equipamentos, para ambos os tipos de falha, reafirmando a flexibilidade e a precisão do modelo cronológico de SMC proposto, que apesar da complexidade do problema, mostrou-se computacionalmente eficiente. Os tempos de simulação não foram considerados uma restrição para a realização das análises de sensibilidade, pois o modelo cronológico de SMC proposto captura aspectos práticos impossíveis de serem incorporados por outros modelos (i.e., Poisson e Markov). Ademais, tais tempos podem ser dramaticamente

reduzidos se o modelo cronológico proposto for desenvolvido em linguagens do tipo Fortran ou C/C++.

A avaliação do uso de estratégias operativas no dimensionamento do estoque para falhas das classes 1 e 2 só foram possíveis com a utilização da metodologia MCS proposta. Vale ressaltar que cada sistema, seja um grupo de transformadores ou outros tipos de equipamentos, terá suas próprias especificações (e.g., taxa de falha e reparo, tempo de instalação das unidades reservas etc.), e dessa forma, desempenhos diferentes a serem avaliados.

A partir do trabalho desenvolvido outras análises podem ser realizadas, sendo assim, os tópicos abaixo descrevem sugestões de trabalhos futuros:

- Dimensionamento de um único estoque para falhas das classes 1 e 2.
- Aprimoramento dos custos de operação considerando compensações financeiras através de indicadores que mensuram a frequência e a duração das interrupções ocorridas nos consumidores, como por exemplo, DEC, FEC, FIC e DIMIC.
- Modelagem do posicionamento geográfico das unidades em operação e em estoque, visando tornar mais realista o tempo de instalação dos equipamentos reservas.
- Desenvolver modelos para o envelhecimento dos transformadores, e incorporar esta importante característica à função densidade de probabilidade do tempo até a falha.

6

Referências

- 1 MACHADO, K. G. **Otimização de Estoques de Transformadores em Sistemas de Potência via Simulação Monte Carlo Cronológica e Técnicas Metaheurísticas**. Tese de Doutorado, Universidade Federal de Itajubá, 2014.
- 2 COSTA, J. G. C. et al. Evaluation of spare transformer requirements for distribution substations via chronological Monte Carlo simulation. **Manchester PowerTech**. IEEE, 2017. p. 1-6.
- 3 ABU-ELANIEN, A. E; SALAMA, M. M. A. Asset management techniques for transformers. **Electric Power Systems Research**, v. 80, n. 4, p. 456-464, 2010.
- 4 PUREZA, I. M. **Dimensionamento da Reserva Técnica de Transformadores de Subestação de Distribuição Considerando Unidades Móveis**. Dissertação de Mestrado, PUC-Rio, 2017.
- 5 COSTA, J. G. C.; LEITE DA SILVA, A. M.; MACHADO, K. G. Dimensionamento de Reserva Técnica de Transformadores de Subestações de Distribuição Utilizando Simulação Monte Carlo Cronológica. XIII Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica – XIII SEPOPE, Foz do Iguaçu, PR, Brasil, 18-21, Maio, 2014.
- 6 SOUZA, L. S. Metodologia Probabilística para Dimensionamento de Reserva Técnica de Transformadores de Subestações de Distribuição de Energia Elétrica. 2014.
- 7 HAMOUD, G. A. Assessment of Spare Transformer Requirements for Distribution Stations. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 26, p. 174-180, 2011.
- 8 SILVA NETO, N. **Metodologia Probabilística para avaliação da confiabilidade de Parques de Transformação com Reserva**

- Técnica Compartilhada.** Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Itajubá, 2017.
- 9 AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica.** Janeiro 2018.
 - 10 HAMOUD, G. A. Cost/Benefit Analysis for Use of Mobile Unit Substations in Customer Delivery Systems. **IEEE Power Engineering Society General Meeting.** IEEE, 2006. p. 1-5.
 - 11 HAMOUD, G. A. Use of Mobile Unit Transformers in High Voltage Load Stations. **Proceedings of the 10th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems.** IEEE, 2008. p. 1-8.
 - 12 HAMOUD, G. A. Use of Markov Models in Assessing Spare Transformer Requirements for Distribution Stations. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 2, n. 27, p. 1098-1105, 2012.
 - 13 LEITE DA SILVA, A. M. et al. Probabilistic Method for Optimizing the Number and Timing of Substation Spare Transformers. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 30, n. 4, p. 2004-2012, 2014.
 - 14 SLACK, N.; STUART, C.; Robert. J. **Administração da Produção.** São Paulo: Atlas, 2009.
 - 15 MIJAILOVIC, V. Probabilistic Model for Planning Keeping of Power Transformer Spare Components with General Repair Time Distribution. **Electric Power Systems Research**, v. 97, p. 109-115, 2013.
 - 16 LI, W., E.; VAAHEDI, E.; MANSOUR, Y. Determining Number and Timing of Substation Spare Transformers Using a Probabilistic Cost Analysis Approach. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 14, n. 3, p. 934-939, 1999.

- 17 HAMOUD, G. A.; CYNTHIA, Y. Use of Mobile Unit Substations in Redundant Customer Delivery Systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 29, p. 1403-1409, 2014.
- 18 HAMOUD, G. A.; CYNTHIA Y. One Markov Model for Spare Analysis of Distribution Power Transformers. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 31, p. 1643-1648, 2016.
- 19 HAMOUD, G. A.; ZHAO, P. Determining an Optimal number of Spares for Hydro One 230/115 kv Auto-Transformers. **IEEE Power & Energy Society General Meeting**. IEEE, 2017. p. 1-5.
- 20 MARBUN, M. P.; SINISUKA, N. I.; HARIYANTO, N. The use of Markov Chain Method to Determine Spare Transformer Number with 3-Criteria Parameters. **International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS)**. IEEE, 2016.
- 21 LEITE DA SILVA, A. M.; COSTA, J. G. C.; CHOWDHURY, A. A. Probabilistic Methodologies for Determining the Optimal Number of Substation Spare Transformers. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 25, n. 1, p. 68-77, 2009.
- 22 LEITE DA SILVA, A. M.; COSTA, J. G. C.; MACHADO, K. G.; MORAES, C. H. Spare Transformers Optimization Using Monte Carlo Simulation and Metaheuristic Techniques. **International Conference on Intelligent System Application to Power Systems (IS-AP)**. IEEE, 2015. p. 1-6.
- 23 BILLINTON, R.; ALLAN, R. N., **Reliability Evaluation of Engineering Systems**, New York, Plenum, 1983.
- 24 CAMARGO, C. C. B. **Confiabilidade Aplicada a Sistemas de Potência Eléctrica**. Livros Técnicos e Científicos: 1981.
- 25 SELBITTO, M. A. Formulação Estratégica da Manutenção Industrial com Base na Confiabilidade dos Equipamentos. **Production**, v. 15, n. 1, p. 44-59, 2005.

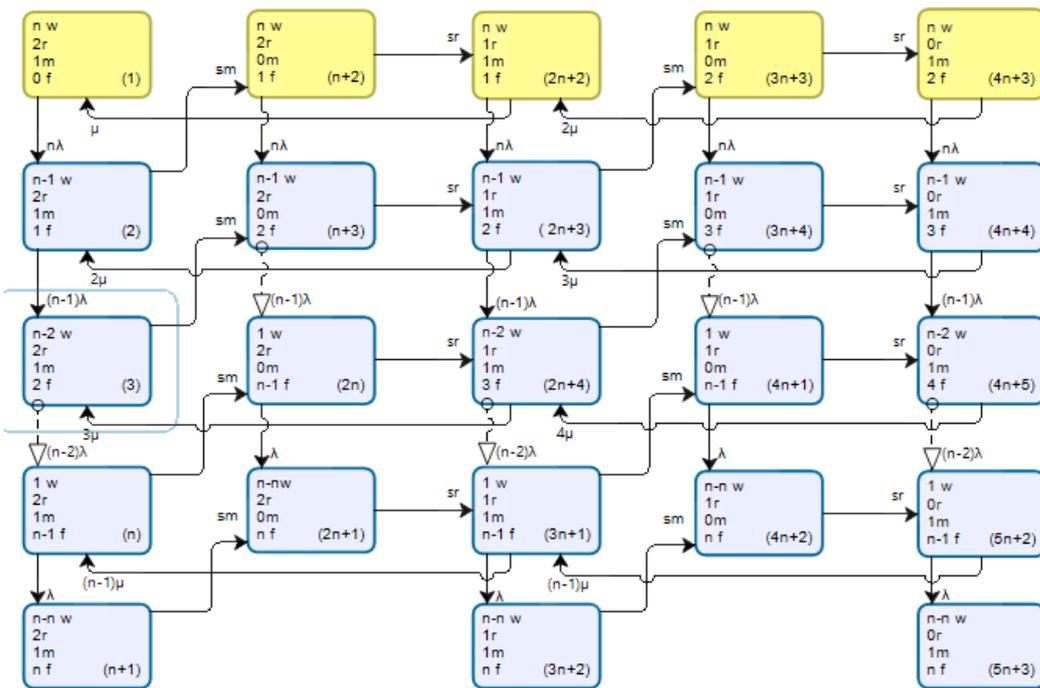
- 26 BILLINTON, R.; RINGLEE, R.; WOOD, A. J. **Introduction to Power-System Reliability Calculations**. MIT press, 2003.
- 27 COSTA, J. G. C.; LEITE DA SILVA, A. M. Monte Carlo Simulation to Assess the Optimum Number of Distribution Spare Transformers. **Proceedings of the 10th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems**. IEEE, 2008. p. 1-6.
- 28 Billinton, R.; LI, W. **Reliability Assessment of Electric Power Systems Using Monte Carlo Methods**. New York: Plenum, 1994
- 29 ANDERS, G. J. **Probability Concepts in Electric Power Systems**. New York: Wiley, 1990.
- 30 COSTA, J. G. C. et al. Avaliação da Confiabilidade de Parques de Transformação com Reserva Técnica Compartilhada. **Congresso Brasileiro de Automática–CBA, Belo Horizonte–MG, setembro de 2014**.
- 31 KUMAR, R. Use of Mobile Unit Substations (MUSs) at Ontario Hydro. **IEEE 8th International Conference on Transmission and Distribution Construction, Operation and Live-Line Maintenance Proceedings ESMO'98 Proceedings. ESMO 98 The Power is in Your Hand**. IEEE, 1998. p. 188-194.
- 32 LI, W.; VAAHEDI, E.; MANSOUR, Y. Determining Number and Timing of Substation Spare Transformers Using a Probabilistic Cost Analysis Approach. **IEEE Transactions on power delivery**, v. 14, n. 3, p. 934-939, 1999. 1999.

7

Apêndice

7.1.

Diagrama de espaço de estados: falha Classe 1 – 1 MUS e 2 RSTs



PUC-Rio - Certificação Digital Nº 1812670/CA

Figura 7.1 – Diagrama de espaço de estados baseado em [7]: falha Classe 1 – 1 MUS e 2 RSTs.

7.2.

Diagrama de espaço de estados: falha Classe 2 – 2 MUSs

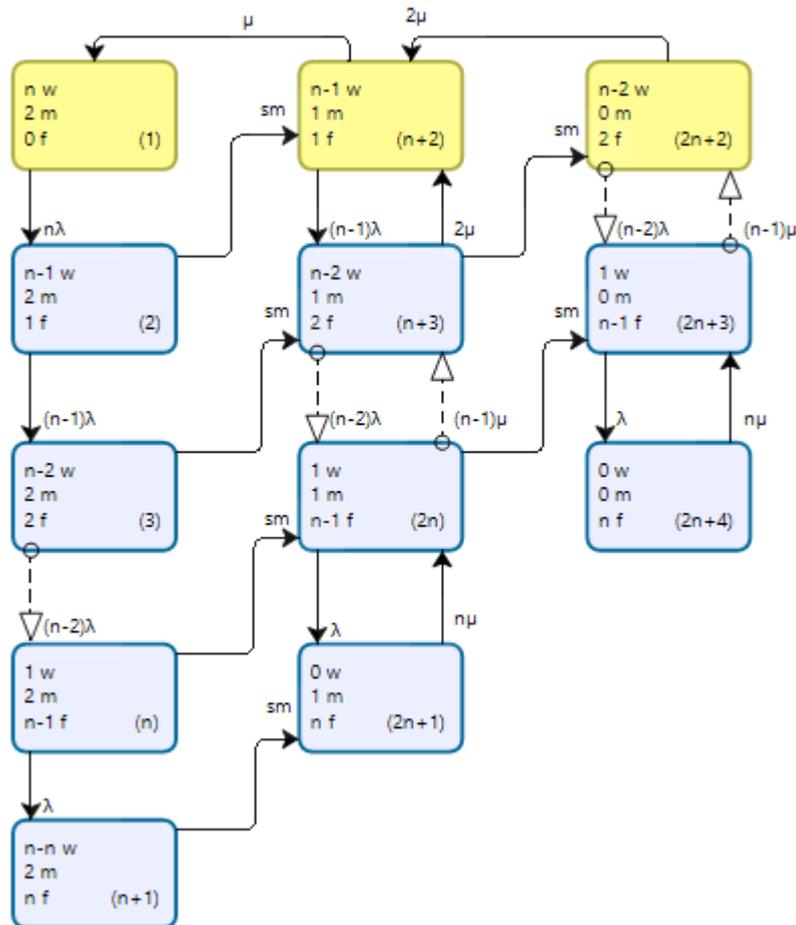


Figura 7.2 – Diagrama de espaço de estados baseado em [7]: Falha Classe 2 – 2 MUSs.