



**UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM  
ENGENHARIA ELÉTRICA**

**LEONARDO LABARRERE DE SOUZA**

**METODOLOGIA PROBABILÍSTICA PARA DIMENSIONAMENTO DE  
RESERVA TÉCNICA DE TRANSFORMADORES DE SUBESTAÇÕES  
DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

**Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação  
em Engenharia Elétrica da UNIFEI como parte dos re-  
quisitos para obtenção do Título de Mestre em Ciências  
em Engenharia Elétrica.**

Área de Concentração: Sistemas Elétricos de Potência

Orientador: Prof. Dr. Armando Martins Leite da Silva  
Co-Orientador: Prof. Dr. João Guilherme de Carvalho Costa

**Dezembro de 2014**

**Itajubá - MG**

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM  
ENGENHARIA ELÉTRICA**

**LEONARDO LABARRERE DE SOUZA**

**METODOLOGIA PROBABILÍSTICA PARA DIMENSIONAMENTO DE  
RESERVA TÉCNICA DE TRANSFORMADORES DE SUBESTAÇÕES  
DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

Dissertação aprovada por banca examinadora em 12 de dezembro de 2014, conferindo ao autor o título de **Mestre em Ciências em Engenharia Elétrica**.

**Banca Examinadora:**

Prof. Dr. Armando Martins Leite da Silva

Prof. Dr. João Guilherme de Carvalho Costa

Prof. Dr. Cláudio Ferreira

Dr. Cleber Esteves Sacramento

**Dezembro de 2014**

# AGRADECIMENTOS

- Aos Professores Armando e João Guilherme pelo ótimo trabalho de orientação, ensinamentos, compreensão e auxílio prestados durante estes preciosos anos de trabalho e convivência.
- Ao meu querido pai José Garcia de Souza por me fornecer bases para alcançar todos os meus objetivos.
- À minha mãe Lúcia Maria Labarrére, aos meus irmãos Leandro, Leonel e Michelle e à minha esposa Thaís, pelo amor, paciência, apoio e compreensão, em todos os momentos da minha vida.
- À minha filha Fernanda, pela luz e felicidade que trouxe à minha vida durante esse trabalho.
- Aos colegas da Cemig e amigos Cassio e Juliana que me auxiliaram nesse trabalho com sugestões e apoio.

*Aos meus pais José Garcia e Lúcia Maria,  
Aos meus irmãos Leandro, Michelle e Leonel, e  
Ao meu amor Thaís Freire de Castro.*

# RESUMO

O cenário atual de distribuição de energia elétrica no Brasil, com a presença de órgãos governamentais reguladores do setor, exige cada vez mais qualidade e modicidade tarifária por parte das empresas concessionárias. Além dos aspectos regulatórios, pela ótica das concessionárias, a aplicação dos conceitos de gestão de ativos leva a um planejamento de investimentos cada vez mais otimizado, capaz de garantir a qualidade no fornecimento de energia ao menor custo possível.

De acordo com uma fórmula paramétrica, a Agência Nacional de Energia Elétrica define previamente o valor máximo de investimento de cada empresa para reconhecimento na tarifa dentro do ciclo de revisões tarifárias. Esse valor é considerado no cálculo da tarifa para que se possam remunerar os investimentos feitos pelas empresas. Investimentos acima desse valor serão avaliados no próximo ciclo de revisões tarifárias e poderão ou não serem reconhecidos. Uma parcela desse investimento é feita em equipamentos sobressalentes, que visam assegurar a confiabilidade do fornecimento de energia, em caso de falhas dos equipamentos em operação no sistema. Nesse contexto, é importante determinar adequadamente o investimento em equipamentos reservas para que este seja considerado prudente pelo órgão regulador de forma a garantir a qualidade requerida sem onerar de forma imprópria a tarifa do consumidor.

Esta dissertação apresenta uma nova metodologia probabilística para a definição da melhor estratégia de dimensionamento dos estoques de equipamentos reservas ao longo do tempo, de forma que se possa avaliar o nível de confiabilidade, aspectos financeiros, e outros parâmetros importantes para os gestores de empresas concessionárias de distribuição de energia elétrica. A metodologia proposta nesta dissertação permite ainda que sejam consideradas questões importantes no dimensionamento da reserva técnica, como a característica de envelhecimento dos equipamentos e o nível de solicitação de operação a que estes são submetidos. Com isso, o dimensionamento da reserva técnica pode ser feito considerando-se as condições individuais dos equipamentos, proporcionando maior assertividade à tomada de decisão.

# ABSTRACT

The current scenario of electric utility distributors in Brazil, attended by government regulatory agencies of the energy sector, increasingly demands higher quality and lower tariffs by the concessionaires. In addition to the regulatory aspects, from the standpoint of the utilities, the application of the concepts of asset management planning leads to increasingly optimized investments, capable of ensuring the quality of energy supply at the lowest possible cost.

According to the Brazilian electricity regulatory agency, each utility must define and inform in advance the expected value of the investment within the tariff revision cycle. This value is considered for calculating the electricity tariff rates, so that it will reward the investments made by the distribution utilities. In this context, it is important to properly define the investment, so that it is considered adequate by the regulator to ensure the required quality, without improperly increasing the electricity tariff to the customers. A share of this investment is made in equipment spare parts, designed to guarantee the reliability of power supply, in case equipment failure occurs during system operation.

This dissertation presents a new probabilistic approach to define the optimal strategy for sizing of equipment inventories over time, in particular power distribution transformers, so that the reliability performance, financial aspects, and other important parameters can be assessed by managers of distribution utilities. The proposed methodology also allows that important aspects related to sizing issues, such as the characteristic of equipment aging with time and the level of requests that distribution transformers are subjected during system operation, are considered. Thus, the inventory sizing is done based on the specific conditions of equipment, providing greater assertiveness in the decision-making process.

# SUMÁRIO

<b>Lista de Figuras .....</b>	<b>viii</b>
<b>Lista de Tabelas .....</b>	<b>xi</b>
<b>Lista de Abreviaturas e Símbolos .....</b>	<b>xiii</b>
<b>Capítulo 1: Introdução .....</b>	<b>1</b>
1.1. Considerações Iniciais .....	1
1.2. Desenvolvimento Histórico .....	3
1.3. Estrutura da Dissertação .....	4
<b>Capítulo 2: Modelos Probabilísticos para Dimensionamento de Estoque .....</b>	<b>5</b>
2.1. Introdução .....	5
2.2. Modelos de Poisson.....	5
2.2.1. Distribuição de Poisson .....	6
2.2.2. Sistemas com Equipamentos Reservas .....	6
2.2.3. Exemplo .....	7
2.3. Modelo de Markov .....	8
2.3.1. Montagem do Espaço de Estados .....	8
2.3.2. Exemplo .....	11
2.3.3. Implementação computacional .....	18
2.4. Modelo Cronológico .....	21
2.4.1. Implementação Computacional .....	25
2.4.2. Modificação na entrada de dados (SMC-02) .....	31
2.5. Conclusões .....	33
<b>Capítulo 3: Modelo de Envelhecimento dos Transformadores .....</b>	<b>35</b>
3.1. Introdução .....	35
3.2. Modelo de Arrhenius .....	36
3.3. Modelo Arrhenius - Impactos .....	38
3.4. Aquisição e Tratamento dos Dados .....	46
3.5. Resultados de Simulação .....	57

3.5.1. Algoritmo .....	57
3.5.2. Tempos de Vida Restantes .....	58
3.5.3. Resultados Preliminares .....	60
3.5.4. Aprimoramento do Modelo .....	66
3.6. Conclusões .....	73
<b>Capítulo 4: Metodologia Baseada em Simulação Monte Carlo Cronológica .....</b>	<b>74</b>
4.1. Introdução .....	74
4.2. Modelo Cronológico Básico .....	75
4.3. Evolução dos Modelos .....	81
4.3.1. Simulação com Tempos de Funcionamento Discretos Exponenciais (SMC-03) .....	81
4.3.2. Modelo SMC-03D .....	87
4.3.3. Modelo SMC-04 .....	101
4.3.4. Modelo SMC-05 .....	116
4.3.5. Modelo SMC-06 .....	123
4.4. Resultados .....	127
4.5. Conclusões .....	144
<b>Capítulo 5: Conclusões .....</b>	<b>146</b>
<b>Referências Bibliográficas .....</b>	<b>149</b>

# LISTA DE FIGURAS

Fig. 2.1: Modelo do transformador .....	8
Fig. 2.2: Espaço de estados completo .....	9
Fig. 2.3: Espaço de estados simplificado .....	10
Fig. 2.4: Espaço de estados do exemplo .....	11
Fig. 2.5: Custos do sistema .....	18
Fig. 2.6: Custos do sistema .....	18
Fig. 2.7: Exemplo de Histórico Gerado pela Simulação Monte Carlo Cronológica .....	22
Fig. 2.8: Histograma da Energia não Fornecida (maior que zero): CEMIG – 5 Reservas	29
Fig. 2.9: Histograma da Duração da Falha: CEMIG com 5 Reservas .....	29
Fig. 2.10: Histograma do Tempo de Funcionamento .....	32
Fig. 2.11: Histograma do Tempo de Reposição .....	32
Fig. 3.1: Variação de $\Theta_e$ ao longo do tempo .....	36
Fig. 3.2: Perda de vida percentual ao longo do tempo .....	37
Fig. 3.3: Eventos de impacto moderado .....	38
Fig. 3.4: Evento de impacto fulminante .....	39
Fig. 3.5: Distribuição de probabilidade para um transformador novo .....	40
Fig. 3.6: Distribuição de probabilidade para um transformador usado .....	40
Fig. 3.7: Curva horária de temperatura (Transformador 1 – SE BH Pampulha) .....	49
Fig. 3.8: Perda de vida percentual no primeiro ano de funcionamento .....	49
Fig. 3.9: Perda de vida acumulada durante os anos de operação .....	50
Fig. 3.10: Consideração de impactos moderados .....	51
Fig. 3.11: Consideração de impactos moderados e um impacto fulminante .....	51
Fig. 3.12: Comparativo entre a distribuição verificada e Poisson .....	57
Fig. 3.13: Histograma do tempo de vida restante (transformador novo) .....	59
Fig. 3.14: Histograma do tempo de vida restante (transformador com 40 anos de uso) ...	59
Fig. 3.15: Histograma do tempo de vida total (Transformador 1) .....	63
Fig. 3.16: Histograma do tempo de vida restante (Transformador 1) .....	63
Fig. 3.17: Histograma do tempo de vida total (Transformador 5) .....	64
Fig. 3.18: Histograma do tempo de vida restante (Transformador 5) .....	64
Fig. 3.19: Histograma das idades atuais dos transformadores de 25MVA .....	65

Fig. 3.20: Histograma das Idades Atuais dos Transformadores de 25MVA .....	65
Fig. 3.21: Distribuição uniforme entre 0 e o dobro da perda de vida média .....	66
Fig. 3.22: Distribuição do tempo de vida de um transformador novo .....	67
Fig. 3.23: Distribuição uniforme entre 0 e a perda de vida máxima .....	68
Fig. 3.24: Distribuição triangular entre 0 e a perda de vida máxima .....	69
Fig. 3.25: Exemplificação do cálculo de probabilidade .....	69
Fig. 3.26: Exemplificação do cálculo de probabilidade .....	70
Fig. 3.27: Histograma do tempo de vida restante do transformador atual (retangular) ....	71
Fig. 3.28: Histograma do tempo de vida restante do transformador atual (triangular) ....	72
Fig. 4.1: Simulação de um sistema com 5 transformadores .....	76
Fig. 4.2: Ilustração de uma condição de falha do sistema .....	78
Fig. 4.3: Fluxograma do programa de análise de confiabilidade .....	80
Fig. 4.4: Ilustração inicial da simulação Monte Carlo .....	81
Fig. 4.5: Especificação do período de análise no programa .....	82
Fig. 4.6: Especificação das taxas de falha no programa (versão preliminar) .....	82
Fig. 4.7: Modelagem dos Tempos de Reposição no Programa .....	83
Fig. 4.8: Histogramas: versão atual do programa (SMC-03D) .....	88
Fig. 4.9: Sorteio do tempo de funcionamento: Modelo SMC-03 .....	88
Fig. 4.10: Histograma e função massa de probabilidade .....	89
Fig. 4.11: Função de distribuição: “sorteio da classe” .....	90
Fig. 4.12: Distribuição exponencial: representação em tempo contínuo .....	91
Fig. 4.13: Distribuição exponencial: representação em tempo discreto .....	92
Fig. 4.14: Distribuição uniforme: representação em tempo discreto .....	95
Fig. 4.15: Distribuição normal: representação em tempo discreto .....	97
Fig. 4.16: Comportamento da disponibilidade frente à variação do desvio-padrão .....	100
Fig. 4.17: Comportamento da <i>EENS</i> frente à variação do desvio-padrão .....	100
Fig. 4.18: Frequência de falha: Caso 1 .....	108
Fig. 4.19: Indisponibilidade: Caso 1 .....	108
Fig. 4.20: Energia Esperada não Suprida ( <i>EENS</i> ): Caso 1 .....	109
Fig. 4.21: Frequência de falha: Caso 2 .....	111
Fig. 4.22: Indisponibilidade – Caso 2 .....	112
Fig. 4.23: Energia Esperada não Suprida ( <i>EENS</i> ): Caso 2 .....	112
Fig. 4.24: Frequência de falha: Caso 3 .....	115

Fig. 4.25: Indisponibilidade – Caso 3 .....	115
Fig. 4.26: Energia Esperada não Suprida ( <i>EENS</i> ): Caso 3 .....	116
Fig. 4.27: <i>EENS</i> : Caso 1 .....	126
Fig. 4.28: <i>EENS</i> : Caso 2 .....	126
Fig. 4.29: <i>EENS</i> : Caso 3 .....	127
Fig. 4.30: Histograma da vida total (equivalente a um transformador novo) .....	128
Fig. 4.31: Histograma condicionado da vida restante (transformador atual) .....	128
Fig. 4.32: Histograma das idades dos transformadores no início do período (2013) .....	131
Fig. 4.33: Histograma das idades dos transformadores em 2013 e 2022 .....	134
Fig. 4.34: Ilustração do processo de cálculo do custo de investimento .....	138
Fig. 4.35: Ilustração do cálculo do custo de operação .....	139

# LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 – Efeito do Número de Reservas .....	7
Tabela 2.2 – Exemplificação do Cálculo da EPNS .....	16
Tabela 2.3 – Custos do Sistema em US\$/ano .....	17
Tabela 2.4 – Dados do Sistema .....	19
Tabela 2.5 – Dados do Sistema .....	26
Tabela 2.6 – Resultados de Confiabilidade – Modelo SMC-01 .....	30
Tabela 2.7 – Resultados de Custos em R\$/ano – Modelo SMC-01 .....	30
Tabela 2.8 – Resultados de Confiabilidade .....	31
Tabela 3.1 – Histórico de Impactos para o Transformador 1 .....	42
Tabela 3.2 – Número de Eventos de Impacto por Transformador .....	44
Tabela 3.3 – Diferenças em Termos de PV% .....	44
Tabela 3.4 – Sistema de Equações Lineares .....	45
Tabela 3.5 – Percentuais de Corte .....	53
Tabela 3.6 – Nomes e Funções das Planilhas .....	55
Tabela 3.7 – Resumo dos dados e parâmetros calculados .....	55
Tabela 3.8 – Estimativa média de perda de vida percentual por curto-circuito .....	56
Tabela 3.9 – Avaliação estatística dos curtos-circuitos .....	56
Tabela 3.10 – Resultados do Programa Arrhenius-Impactos .....	73
Tabela 4.1 – Comparação entre os Modelos SMC-03 e Markov .....	86
Tabela 4.2 – Discretização da Distribuição Exponencial .....	93
Tabela 4.3 – Descrição dos Casos .....	93
Tabela 4.4 – Comparação entre Modelos: Caso 1 .....	94
Tabela 4.5 – Comparação entre Modelos: Caso 2 .....	94
Tabela 4.6 – Discretização da Distribuição Uniforme .....	96
Tabela 4.7 – Comparação entre Modelos – Distribuição Uniforme .....	97
Tabela 4.8 – Discretização da Distribuição Normal .....	98
Tabela 4.9 – Comparação entre Modelos – Distribuição Normal .....	99
Tabela 4.10 – Sensibilidade dos Índices em Relação ao Desvio-Padrão .....	99
Tabela 4.11 – Descrição dos Casos .....	106
Tabela 4.12 – Índices de Confiabilidade do Período: Caso 1 .....	106

Tabela 4.13 – Índices de Confiabilidade de Cada Ano: Caso 1 .....	107
Tabela 4.14 – Valor Presente dos Custos: Caso 1 .....	107
Tabela 4.15 – Resultados de Confiabilidade do Período: Caso 2 .....	109
Tabela 4.16 – Resultados de Confiabilidade de Cada Ano: Caso 2 .....	110
Tabela 4.17 – Valor Presente dos Custos .....	111
Tabela 4.18 – Resultados de Confiabilidade do Período: Caso 3 .....	113
Tabela 4.19 – Resultados de Confiabilidade de Cada Ano: Caso 3 .....	113
Tabela 4.20 – Valor Presente dos Custos .....	114
Tabela 4.21 – Descrição dos Casos .....	119
Tabela 4.22 – Índices de Confiabilidade do Período: Caso 1 .....	119
Tabela 4.23 – Índices de Confiabilidade de cada Ano: Caso 1 .....	120
Tabela 4.24 – Resultados de Confiabilidade do Período: Caso 2 .....	120
Tabela 4.25 – Resultados de Confiabilidade de cada Ano: Caso 2 .....	121
Tabela 4.26 – Resultados de Confiabilidade do Período: Caso 3 .....	121
Tabela 4.27 – Resultados de Confiabilidade de cada Ano: Caso 3 .....	122
Tabela 4.28 – Valor Presente dos Custos .....	122
Tabela 4.29 – Descrição das Simulações.....	124
Tabela 4.30 – Indisponibilidade do Sistema (Horas/Ano) .....	125
Tabela 4.31 – Descrição dos Casos .....	129
Tabela 4.32 – Comparação entre Indicadores de Confiabilidade .....	135
Tabela 4.33 – EENS Anual (MWh/Ano) .....	136
Tabela 4.34 – Custos Esperados do Sistema para o Período 2013-2022 (1000 R\$) .....	140
Tabela 4.35 – Indicadores de Confiabilidade por Período .....	141
Tabela 4.36 – EENS Anual (MWh/Ano) .....	141
Tabela 4.37 – Custos Esperados do Sistema para o Período 2013-2022 (1000 R\$) .....	142
Tabela 4.38 – Custos Esperados do Sistema para o Período 2013-2022 (1000 R\$).....	142
Tabela 4.39 – Comparação entre Alternativas de Ampliação do Estoque .....	143

# LISTA DE ABREVIATURAS E SÍMBOLOS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica;
RCM	Manutenção Baseada em Confiabilidade (Reliability-Centered Maintenance);
N-1	Critério em que o sistema continua operando na perda de um equipamento;
$t$	Tempo;
$P(t)$	Probabilidade em um intervalo de tempo $t$ ;
$x$	Veze em um intervalo de tempo;
$\lambda$	Taxa de falha;
$t_0$	Tempo inicial;
SMC	Simulação de Monte Carlo Cronológica;
$R(t)$	Confiabilidade no instante $t$ ;
$N$	Número de transformadores principais;
$\mu$	Taxa de reposição;
MTTF	Tempo médio para a falha (Mean time to failure);
MTBF	Tempo médio entre falhas (Mean time between failures);
EPNS	Potência média não suprida (Expected power not supplied);
EENS	Energia média não suprida (Expected Energy not supplied);
$\Delta t$	Intervalo de tempo;
$U$	Indisponibilidade;
$F$	Frequência;
$D$	Duração média das falhas;
$C_E$	Preço da energia em \$/MWh;
$C_I$	Valor médio do custo unitário de interrupção de cada consumidor em \$/MWh;
$FP$	Fator de potência;
$FC$	Fator de carregamento médio;
$S$	Potência aparente;

$S_N$	Potência aparente nominal;
$N_A$	Déficit de transformadores no campo;
$FVA$	Fator de conversão de valor presente em valor anual;
$C_T$	Custo de aquisição de um transformador;
$\$$	Moeda real;
$US\$$	Moeda dólar;
$V_U$	Vida útil;
$d$	Duração;
$t_f$	Tempo final;
$t_f$	Tempo de funcionamento;
$t_r$	Tempo de reposição;
$P$	Disponibilidade;
$f$	Frequência média de falhas por ano;
$j$	Taxa anual de desconto da empresa;
$\theta_o$	Temperatura do topo do óleo;
$\theta_e$	Temperatura do ponto mais quente do enrolamento;
$PV$	Perda de vida percentual do transformador;
$\Delta\theta_o$	Elevação de temperatura do topo do óleo sobre à temperatura ambiente;
$\Delta\theta_e$	Elevação de temperatura do ponto mais quente do enrolamento sobre à temperatura do topo do óleo;
$\Delta\theta_{of}$	Elevação de temperatura final do óleo sobre à temperatura ambiente;
$\Delta\theta_{ef}$	Elevação de temperatura final do ponto mais quente do enrolamento sobre à temperatura do topo do óleo;
$\Delta\theta_{on}$	Elevação de temperatura do topo do óleo sobre à temperatura ambiente sob carga nominal;
$\Delta\theta_{en}$	Elevação de temperatura do ponto mais quente do enrolamento sobre à temperatura do topo do óleo sob carga nominal;
$K_f$	Carregamento percentual do transformador;
$\Delta\theta_{or}$	Elevação de temperatura do topo do óleo sobre a temperatura ambiente durante o resfriamento;
$\Delta\theta_{er}$	Elevação de temperatura do ponto mais quente do enrolamento sobre à temperatura do topo do óleo.
$\Delta\theta_{oa}$	Elevação de temperatura do topo do óleo sobre a temperatura ambiente durante o

aquecimento;

$\Delta\theta_{ea}$  Elevação de temperatura do ponto mais quente do enrolamento sobre à temperatura do topo do óleo durante o aquecimento.

$\Delta\theta_{of}$  Elevação de temperatura final do topo do óleo sobre à temperatura ambiente.

# CAPÍTULO 1

## INTRODUÇÃO

### 1.1. CONSIDERAÇÕES INICIAIS

**A** pesar do esforço contínuo das empresas em identificar problemas potenciais e definir ações de manutenção preventiva e preditiva a fim de minimizar riscos de falhas, estas ainda assim acontecem. Na década de 60, iniciaram-se os estudos de RCM (Reliability-Centered Maintenance) [M97], que tinham como objetivo aumentar a confiabilidade e reduzir os custos de manutenção da indústria aeronáutica americana.

Após a implantação do RCM [M97] na década de 70, inúmeros benefícios são descritos na literatura como aumento da disponibilidade dos sistemas, redução das atividades de manutenção preventiva, redução dos custos de manutenção, redução do número de itens sobressalentes, etc. Através da técnica do FMEA (Failure Mode and Effect Analysis), utilizada no RCM, busca-se identificar a causa raiz de cada falha avaliando a existência ou não de uma ação de manutenção que possa minimizar o risco de ocorrência daquela falha.

Ainda que a teoria do RCM tenha proporcionado melhorias significativas na disponibilidade dos sistemas e equipamentos, concluiu-se também que parte dos equipamentos e sistemas possui taxa de falha constante ao longo do tempo (i.e., sem característica de envelhecimento) independentemente das ações de manutenção preventiva. Para esse conjunto de equipamentos nenhuma tarefa de manutenção preventiva ou preditiva será eficaz na redução do risco de falha.

Como os equipamentos componentes do sistema elétrico estão sujeitos a falhas consideradas inevitáveis, por razões de confiabilidade, os sistemas são projetados para que as falhas de equipamentos exerçam o menor impacto possível sobre o seu funcionamento. Em um sistema de distribuição de energia elétrica, por exemplo, o planejamento adequado trabalha com a capacidade firme para núcleos urbanos onde, na perda de um transformador as cargas permane-

cem atendidas pelos transformadores remanescentes. Para os demais casos, deve-se utilizar um transformador reserva, pois a falha de um equipamento poderá causar a interrupção de muitos consumidores. Assim, torna-se desejável que o equipamento avariado seja substituído por um reserva o mais rapidamente possível. Com isso, a utilização de estoques compartilhados vem se tornando uma prática comum no planejamento de subestações que utilizam o mesmo tipo de transformador.

A quantidade de equipamentos a serem disponibilizados nos estoques tem influência direta nos custos das companhias de eletricidade, pois uma reserva excessiva representa quase sempre um investimento desnecessário, enquanto a falta de equipamentos no estoque pode comprometer a confiabilidade do sistema e, conseqüentemente, aumentar os custos de operação.

O dimensionamento da reserva técnica de uma subestação (ou conjunto de subestações de uma região) é determinado pelo nível de confiabilidade requerido e custos agregados à operação do sistema, como investimento na aquisição do estoque, armazenamento e manutenção dos equipamentos, interrupção do fornecimento de energia, além de compensações financeiras ou multas previstas na Resolução Nº 24 da ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica [ANEEL00].

Neste tipo de análise, deve-se levar em conta que um transformador de subestação tem um custo elevado quando comparado ao de um transformador de rede [C05, CLC06]. Também, para a aquisição de um novo transformador ou o reparo de um equipamento avariado, deve-se considerar um período de reposição relativamente longo (entre 12 e 18 meses) [LVM99].

Esforços consideráveis envolvendo cálculos probabilísticos para sistemas elétricos têm sido feitos nas últimas décadas. Porém, pouca atenção tem sido dada a métodos de dimensionamento estoques de reservas [CK05].

O principal objetivo deste trabalho é apresentar uma metodologia probabilística para o dimensionamento do número de equipamentos reservas de um conjunto de subestações, i.e., que apresente o menor custo possível e ao mesmo tempo garanta um nível aceitável de confiabilidade. Considerando que o transformador é o maior e mais caro componente de uma subestação, a metodologia proposta é dedicada ao dimensionamento de estoques de transformadores reservas, mas, futuramente, poderá ser generalizada para outros equipamentos.

## 1.2. DESENVOLVIMENTO HISTÓRICO

O dimensionamento de estoques vem sendo explorado há algum tempo, principalmente com foco na matéria prima para as empresas em geral. Porém, quando se refere aos estoques sobressalentes de manutenção, não foi dada a mesma importância. Devido ao aumento da competitividade das empresas ao longo dos anos, recentemente esse tema vem sendo tratado com maior atenção, principalmente devido à necessidade crescente de aumento de confiabilidade e disponibilidade dos sistemas e redução de custos.

Especialmente no setor elétrico, que é fortemente regulado no Brasil, a Agência Nacional de Energia Elétrica exige que se tenha estoques cada vez mais otimizados, de forma a contribuir para a modicidade tarifária e uma disponibilidade cada vez maior dos sistemas e serviços.

Após a aplicação das técnicas de RCM [M97], os estudos das funções dos equipamentos no sistema, modos de falha, consequências de cada falha, além dos tempos de reposição, verificou-se a importância de se possuir um estoque estratégico, principalmente dos equipamentos que não podem ser adquiridos em um curto intervalo de tempo.

Algumas empresas do setor elétrico começaram balizando a quantidade de equipamentos em estoque anual de manutenção exatamente igual ao percentual médio anual de falhas histórico de cada equipamento. Isso, além de não garantir uma boa confiabilidade, não leva em consideração os diferentes tempos de reposição de cada equipamento nem a possibilidade de aumento da taxa de falha para os equipamentos com característica de envelhecimento.

Uma evolução foi a utilização da Distribuição de Poisson [P91] para o dimensionamento de estoques de manutenção. Dessa forma consideram-se os diferentes tempos de reposição de cada equipamento no dimensionamento de estoques.

Outras abordagens utilizam os modelos de Markov [BA83], [LCC10], [H11], [H12], que, assim como Poisson [CK05], não resolveram o problema de modelagem dos equipamentos com característica de envelhecimento [LCMS14].

Uma avaliação detalhada sobre as metodologias ora disponíveis para dimensionamento de estoques de transformadores reservas será feita no Capítulo 2.

### 1.3. ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

Este trabalho apresenta uma nova metodologia para dimensionamento da reserva técnica de transformadores de subestações de distribuição que considera além dos custos, a variação da taxa de falha com o tempo. A escolha do transformador foi devido ao impacto maior de uma ocorrência envolvendo esse equipamento, devido à impossibilidade de “by-pass” como é feito para falha de equipamentos de manobra, impacto com desligamento de consumidores e tempo de reparo/aquisição elevados (aproximadamente 12 meses). A metodologia proposta considera a característica de envelhecimento acumulativo dos transformadores bem como o modelo proposto pela norma NBR5416 [ABNT97], tornando os exemplos ilustrativos mais abrangentes e reais. Os demais equipamentos de subestações serão casos particulares desse modelo genérico. A Dissertação é dividida em cinco capítulos os quais são brevemente descritos a seguir.

Este capítulo apresentou as razões pelas quais o problema de dimensionamento de reserva técnica de transformadores de subestações foi estudado, bem como uma apresentação das desvantagens das metodologias mais comumente empregadas.

O Capítulo 2 destina-se à apresentação dos modelos mais empregados de dimensionamento de estoques e suas formulações matemáticas, além da simulação de casos para comparativo numérico entre essas metodologias.

O Capítulo 3 apresenta o modelo de envelhecimento de transformadores de subestações considerado conforme teoria e formulação descritas na norma NBR5416 [ABNT97]. O principal objetivo é realizar um comparativo numérico dos resultados obtidos através do cálculo com dados reais de equipamentos que falharam em operação no sistema elétrico.

O Capítulo 4 apresenta a Simulação de Monte Carlo Cronológica [D00] e os principais resultados das simulações realizadas.

Finalmente, o Capítulo 5 apresenta as principais conclusões deste trabalho e sugestões para desenvolvimentos futuros.

# CAPÍTULO 2

## MODELOS PROBABILÍSTICOS PARA DIMENSIONAMENTO DE ESTOQUE

### 2.1. INTRODUÇÃO

**E**ste capítulo resume os principais modelos de dimensionamento de estoque utilizados com objetivo de facilitar o entendimento das características de cada modelo, bem como suas vantagens e limitações.

Foram utilizados exemplos numéricos semelhantes, aplicando cada um dos modelos e apresentando os principais resultados para facilitar o comparativo entre as metodologias.

### 2.2. MODELO DE POISSON

Equipamentos de sistemas elétricos como geradores, linhas de transmissão e disjuntores apresentam uma taxa de falha que varia ao longo de sua vida operativa. No entanto, na região de vida útil a taxa de falha pode ser considerada constante, o que implica em tempos de funcionamento exponencialmente distribuídos [BA83].

A falha de um transformador de subestação é normalmente seguida da instalação de um transformador móvel para suprir a carga temporariamente. Neste caso, as falhas podem ser de dois tipos: (i) reparáveis no campo, e; (ii) não-reparáveis no campo ou catastróficas. Em geral, uma ação de reparo leva de 1 a 10 dias para a sua conclusão, sendo comparável ao tempo de instalação de um equipamento reserva (de 1 a 5 dias), porém menor que o tempo necessário para a aquisição de um transformador novo (de 12 a 18 meses [CK05]). Assim, nota-se que a utilização do estoque está ligada às falhas do tipo (ii).

### 2.2.1. Distribuição de Poisson

A distribuição de Poisson [BA83] permite calcular a probabilidade de um evento ocorrer um determinado número de vezes em um intervalo de tempo definido. A equação a seguir apresenta a probabilidade de um equipamento com taxa de falha  $\lambda$  falhar  $x$  vezes em um intervalo de tempo  $(0, t)$ :

$$P_x(t) = \frac{e^{-\lambda t} (\lambda t)^x}{x!}. \quad (2.1)$$

Neste caso, admite-se que após a falha o componente seja substituído imediatamente por outro idêntico.

### 2.2.2. Sistemas com Equipamentos Reservas

Sistemas do tipo *standby* são aqueles em que um ou mais componentes reservas estão prontos para serem conectados ao sistema imediatamente após a falha do componente principal. Em sistemas que possuem estoques de reservas, a caracterização *standby* é possível desde que a substituição do componente principal (que sofreu a avaria) por um reserva seja feita em um tempo relativamente pequeno quando comparado ao seu tempo médio de funcionamento.

A confiabilidade de um sistema em um instante  $t$  futuro corresponde à probabilidade dele estar funcionando em  $t$ . Para calcular a confiabilidade, as probabilidades dos eventos em que o sistema funciona devem ser somadas. Considere, por exemplo, um sistema formado por um transformador principal e um reserva. Neste caso, tem-se

$$R(t) = P_0(t) + P_1(t) \quad (2.2)$$

onde  $R(t)$  é a confiabilidade do sistema para o instante  $t$  e  $P_0(t)$  e  $P_1(t)$  representam, respectivamente, a probabilidade de ocorrer 0 e 1 falha no período de tempo  $t$ . Combinando (2.1) e (2.2) e generalizando para  $N$  transformadores principais e  $n$  reservas, vem [BA83]:

$$R(t) = e^{-N\lambda t} \sum_{k=0}^n \frac{(N\lambda t)^k}{k!}. \quad (2.3)$$

Observe que a confiabilidade se eleva com o número de reservas, mas, a cada reserva adicionado, a confiabilidade sofre um acréscimo menor, devido ao rápido crescimento do denominador de cada parcela. Note ainda que tal comportamento não é observado com relação ao custo de investimento, reforçando a necessidade de um dimensionamento adequado dos estoques. Neste caso, o número ótimo de reservas deverá ser obtido através de uma solução de compromisso entre confiabilidade e custo.

### 2.2.3. Exemplo

Considere que em uma determinada região existam cinco transformadores no campo e dois reservas. Admita que a taxa de falha seja de 0,2 f/ano e o tempo médio para que um transformador falhado seja “refabricado” (ou substituído por um novo) e volte a compor o estoque seja de 1 ano. Assim, para  $N = 5$ ,  $n = 2$ ,  $\lambda = 0,2$  e  $t = 1$ , tem-se uma confiabilidade  $R(t) = 0,9197$ . Logo, o risco de falha do sistema no período de 1 ano vale  $1 - 0,9197 = 0,0803$ , i.e., aproximadamente 8%.

Variando-se o número de reservas  $n$ , obtêm-se os resultados da Tabela 2.1. Note que quanto maior  $n$ , maior  $R(t)$ , mas menor é o acréscimo na confiabilidade, chegando ao ponto em que a adição de um transformador reserva ao estoque não afeta significativamente a confiabilidade do sistema.

TABELA 2.1 – EFEITO DO NÚMERO DE RESERVAS

$N$	$R(t)$	Acréscimo na Confiabilidade
0	0,367879	-
1	0,735759	0,367880
2	0,919699	0,183940
3	0,981012	0,061313
4	0,996340	0,015328
5	0,999406	0,003066
6	0,999917	0,000511
7	0,999990	0,000073
8	0,999999	0,000009

Apesar de importante, o conhecimento da confiabilidade, por si só, não é suficiente para se determinar o número ótimo de equipamentos a serem disponibilizados no estoque de reservas de um grupo de subestações. O dimensionamento deve considerar da forma mais precisa possível, custos de investimento na aquisição do estoque, reposição de equipamentos avariados e custos provenientes da interrupção do fornecimento dos consumidores. Neste caso, indicadores de frequência e duração, e valores esperados de potência e energia não suprida podem ser úteis na estimativa dos custos de operação do sistema.

### 2.3. MODELO DE MARKOV

Esta subseção descreve uma metodologia para dimensionamento de estoques de transformadores baseada em processos estocásticos. As cadeias de Markov [BA83] modelam evoluções aleatórias no tempo, onde o estado atual e as probabilidades de transição definem o comportamento futuro do sistema.

#### 2.3.1. Montagem do Espaço de Estados

A representação por espaço de estados permite o cálculo das probabilidades instantâneas de funcionamento e falha dos transformadores [LCC10], [H11], [H12].

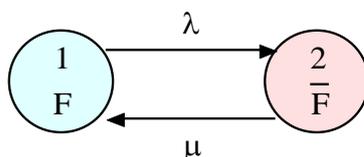


Fig. 2.1: Modelo do transformador.

O modelo da Fig. 2.1 é usado para representar um transformador em dois possíveis estados: (1) em funcionamento e (2) avariado.

Como o objetivo da metodologia é dimensionar o estoque de transformadores reservas (utilizados apenas no caso de falhas não-reparáveis no campo ou catastróficas), somente este tipo de falha será refletido na taxa  $\lambda$ . Analogamente,  $\mu$  representa a taxa de reposição de um transformador avariado, i.e., o inverso do tempo médio necessário para a aquisição de um transformador novo ou a reforma de um transformador usado para recompor o estoque. Neste caso,

admite-se, por simplicidade, que os tempos de reposição de um transformador são distribuídos exponencialmente.

O modelo da Fig. 2.1 pode ser utilizado para representar um sistema formado por um único transformador que não possui equipamentos reservas. Para se representar um sistema com diversos transformadores no campo e um número qualquer de reservas, deve-se montar o espaço de estados do sistema, obtido a partir do espaço de estados dos componentes individuais.

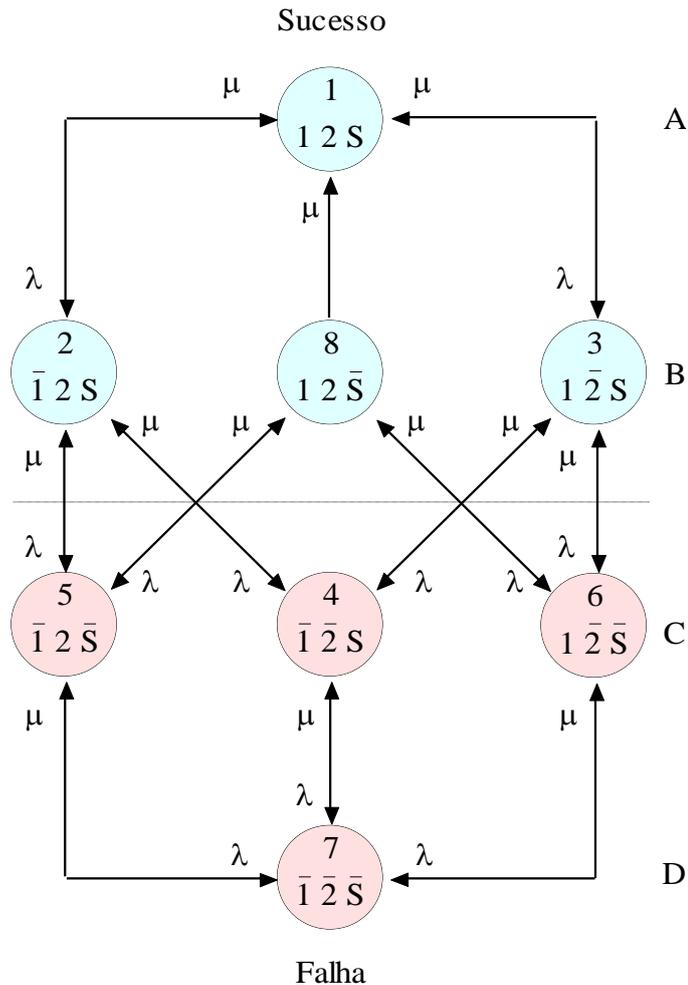


Fig. 2.2: Espaço de estados completo.

A Fig. 2.2 apresenta o espaço de estados completo para um sistema composto por 2 transformadores principais no campo e 1 reserva no estoque. Note que em cada estado encontram-se informações relativas ao estado dos transformadores no campo e do reserva. Neste caso, admite-se por simplicidade que na falha de qualquer transformador do campo, o reserva entra em operação imediatamente.

Observe que na camada A (estado 1), os 3 transformadores estão disponíveis i.e., transformadores 1 e 2 em operação e o reserva S no estoque. Na camada B (estados 2, 8 e 3), o sistema apresenta 2 transformadores em operação e 1 avariado. Já na camada C (estados 5, 4 e 6), tem-se apenas 1 transformador disponível e, finalmente, na camada D (estado 7), os 3 transformadores estão avariados. No exemplo apresentado, o sistema funciona se existirem 2 ou 3 transformadores disponíveis, i.e., nos estados pertencentes às camadas A e B. Assim, o sistema falha quando houver 1 ou nenhum transformador disponível (estados das camadas C e D).

Como observado na Fig. 2.2, a representação dos estados de um sistema de 2 transformadores principais e 1 reserva é relativamente simples. Porém, quando se aumenta o número de transformadores no campo e no estoque, a representação anterior torna-se mais complexa devido ao crescimento exagerado do número de estados, em função na natureza combinatorial do problema.

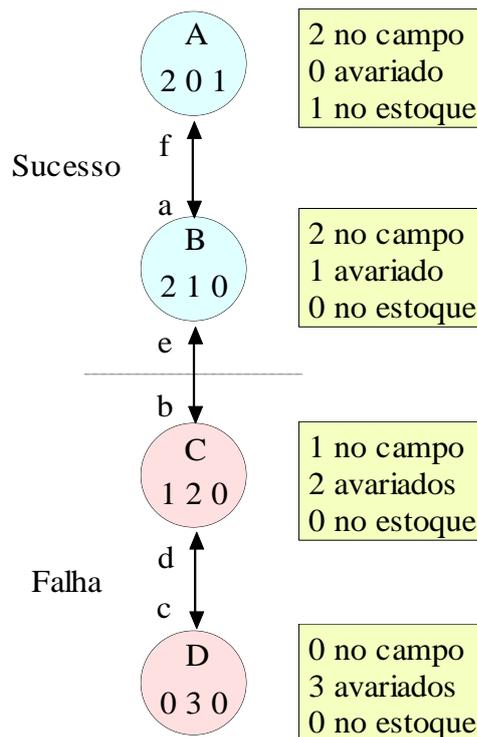


Fig. 2.3: Espaço de estados simplificado.

Para viabilizar a análise, é possível elaborar um diagrama simplificado, onde estados que caracterizam condições operativas equivalentes são agregados em um único estado. Por exemplo, os estados 2, 8 e 3 da Fig. 2.2 possuem 2 transformadores em operação e 1 avariado, podendo ser representados pelo estado B, como mostra a Fig. 2.3. De acordo com esta nova or-

ganização, apresentam-se (da esquerda para a direita): o número de transformadores em operação no campo; o número de transformadores avariados (a serem substituídos por novos); e o número de transformadores disponíveis no estoque.

Em consequência da redução do número de estados, as taxas de transição deverão ser calculadas para que o modelo simplificado seja matematicamente equivalente ao original [BA83]. Neste caso, tem-se que:

$$a = 2\lambda, b = 2\lambda, c = \lambda, d = 3\mu, e = 2\mu, f = \mu. \quad (2.4)$$

Com esta representação é possível calcular indicadores como probabilidades de funcionamento e falha (transitórias e estacionárias), frequência e duração média das falhas, tempo médio até a falha (*MTTF, mean time to failure*), tempo médio entre falhas (*MTBF, mean time between failures*), potência média não suprida (*EPNS, expected power not supplied*), e custos.

### 2.3.2. Exemplo

Para ilustrar o cálculo dos indicadores, reconsidere o exemplo de 5 transformadores no campo e 2 reservas, apresentado no Item 2.1.3, onde  $N = 5$ ,  $n = 2$ ,  $\lambda = 0,2$  falhas/ano. Admitindo  $\mu = 1$  reposição/ano tem-se o espaço de estados simplificado, apresentado na Fig. 2.4, onde o número de estados é  $n_e = 8$ .

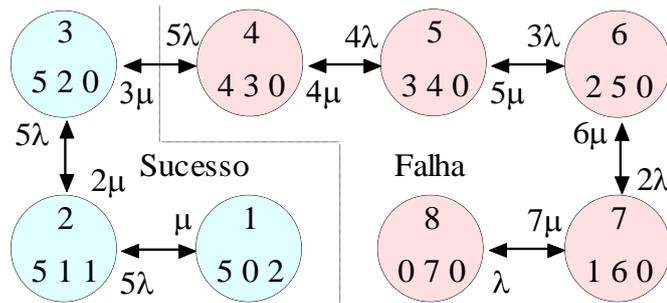


Fig. 2.4: Espaço de estados do exemplo.

As probabilidades dos estados em cada instante  $t$  podem ser calculadas mediante a solução do sistema de equações diferenciais [BA83], [LCC10]:

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

onde  $P(t)$  é o vetor  $1 \times n_e$  das probabilidades instantâneas dos estados e  $A$  é a matriz  $n_e \times n_e$  das taxas de transição, construída da seguinte forma:

$$A_{ij} = \lambda_{ij} \quad \text{e} \quad A_{ii} = - \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^{n_e} \lambda_{ij}. \quad (2.6)$$

Neste caso,  $\lambda_{ij}$  é a taxa de transição entre o estado  $i$  e o estado  $j$ . As probabilidades transitórias podem ser calculadas numericamente em tempo discreto (com  $\Delta t$  suficientemente pequeno), a partir de um instante inicial ( $t = 0$ ) onde as probabilidades são conhecidas, usando o seguinte processo iterativo:

$$P(t + \Delta t) = P(t) \times P. \quad (2.7)$$

Neste caso, a matriz de probabilidades de transição é calculada em função da matriz de taxas por [BA83], [LCC10]:

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

onde  $I$  é a matriz identidade da mesma dimensão de  $A$ . Neste exemplo,  $\Delta t$  foi escolhido de forma que o produto entre a maior taxa do espaço de possibilidades e  $\Delta t$  resultasse em uma probabilidade de transição de aproximadamente 0,0005. Assim:

$$\Delta t = \frac{0,0005}{7\mu} = \frac{0,0005}{7} \cong 7,14 \cdot 10^{-5} \text{ anos}. \quad (2.9)$$

Para calcular as probabilidades dos estados ao fim de  $t = 1$  ano (período de tempo necessário para a aquisição de um transformador novo), utiliza-se (2.7) recursivamente de  $t = 0$  a  $t = 1$ , com passo  $\Delta t$ , onde a condição inicial do sistema é representada no vetor:

$$P(0) = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (2.10)$$

Assim, tem-se:

$$\begin{aligned} P_1(1) &= 0,531471, P_2(1) = 0,336054, P_3(1) = 0,106449, \\ P_4(1) &= 0,022826, P_5(1) = 0,002959, P_6(1) = 0,000231, \\ P_7(1) &= 0,000010, P_8(1) = 1,8 \times 10^{-7}. \end{aligned} \quad (2.11)$$

Logo, a probabilidade do sistema estar funcionando ao fim de  $t = 1$  ano, tendo iniciado no estado 1 é:

$$R(1) = P_1(1) + P_2(1) + P_3(1) = 0,973974. \quad (2.12)$$

Caso fosse utilizada a formulação baseada na distribuição de Poisson, i.e., (2.3), a confiabilidade seria:

$$R(1) = e^{-5 \times 0,2 \times 1} \times \sum_{k=0}^2 \frac{(5 \times 0,2 \times 1)^k}{k!} = 0,919699. \quad (2.13)$$

A diferença entre (2.12) e (2.13) se deve ao fato de que, ao contrário do modelo Markov, o modelo Poisson não admite a possibilidade de reposição do estoque durante o período de análise. Para comprovar, considere  $\mu = 0$ , impedindo que o estoque possa ser repostado. Assim, refazendo os cálculos, tem-se:

$$\begin{aligned} P_1(1) &= 0,367787, P_2(1) = 0,367971, P_3(1) = 0,183986, \\ P_4(1) &= 0,064486, P_5(1) = 0,013836, P_6(1) = 0,001799, \\ P_7(1) &= 0,000130, P_8(1) = 0,000004. \end{aligned} \quad (2.14)$$

Logo,

$$R(1) = P_1(1) + P_2(1) + P_3(1) = 0,919699. \quad (2.15)$$

Conclui-se, portanto, que a formulação baseada na distribuição de Poisson é um caso particular do modelo Markov, quando se faz  $\mu = 0$ . Além da confiabilidade para um instante desejado, é possível calcular índices de frequência e duração, obtidos a partir das probabilidades estacionárias dos estados. Na região estacionária, as probabilidades ficam constantes, de modo que em (2.5), os elementos do vetor de derivadas tornam-se nulos, resultando em um sistema de equações algébricas do tipo:

$$0 = P_S \times A. \quad (2.16)$$

No entanto, como a matriz de taxas é singular por construção, o sistema obtido é indeterminado. Para contornar este problema e obter a solução, deve-se eliminar uma equação qualquer e adicionar:

$$P_{1S} + P_{2S} + P_{3S} + \dots + P_{8S} = 1. \quad (2.17)$$

Ao resolver o sistema resultante, tem-se:

$$\begin{aligned} P_{1S} &= 0,369785, P_{2S} = 0,369785, P_{3S} = 0,184892, \\ P_{4S} &= 0,061631, P_{5S} = 0,012326, P_{6S} = 0,001479, \\ P_{7S} &= 0,000099, P_{8S} = 0,000003. \end{aligned} \quad (2.18)$$

A probabilidade de funcionamento é dada por:

$$R = P_{sucesso} = P_{1S} + P_{2S} + P_{3S} = 0,924463. \quad (2.19)$$

O risco de falha pode ser calculado como:

$$P_{falha} = 1 - R = 0,075537. \quad (2.20)$$

Contudo, a indisponibilidade é capaz de fornecer um valor numérico de mais fácil interpretação, i.e.

$$U = P_{falha} \times 365 = 27,6 \text{ dias/ano.} \quad (2.21)$$

Para o cálculo da frequência de falha [BA83], tem-se:

$$F_{falha} = P_{3S} \times 5\lambda = 0,184892 \text{ f/ano.} \quad (2.22)$$

A duração média das falhas do sistema<sup>1</sup> é dada por:

$$D_{falha} = \frac{P_{falha}}{F_{falha}} = 0,4085 \text{ anos} \cong 149,12 \text{ dias.} \quad (2.23)$$

Pode-se também determinar o tempo médio para a falha (*MTTF*) e o tempo médio entre falhas (*MTBF*):

---

<sup>1</sup> Este indicador reflete o tempo médio para que o sistema volte ao estado de sucesso depois da falha de um transformador, quando o estoque estiver esgotado. Cabe ressaltar que, mesmo em sistemas reais, onde as falhas têm probabilidades muito pequenas, sua duração tende a assumir valores relativamente altos, devido ao tempo necessário para aquisição de um transformador. Contudo, a duração de uma falha desta natureza pode ser reduzida sensivelmente se estoques de sistemas vizinhos puderem ser acessados.

$$MTTF = R / F_{falha} = 5 \text{ anos.} \quad (2.24)$$

$$MTBF = 1 / F_{falha} = 5,4085 \text{ anos.} \quad (2.25)$$

O dimensionamento ótimo do estoque é o que minimiza a soma entre custos de investimento e operação do sistema, que inclui custos de não faturamento, interrupção de energia, penalidades previstas em lei [ANEEL00], perdas técnicas, reposição de equipamentos avariados e quaisquer outras parcelas que se deseje representar. Este trabalho considera, por simplicidade, apenas os custos de interrupção, não faturamento e investimento. Neste caso, o custo anual de operação pode ser estimado a partir do cálculo da potência média não suprida (*EPNS*), por

$$Custo_{op} = (C_E + C_I) \times EPNS \times 8760 \quad (2.26)$$

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 de cada consumidor em \$/MWh.

A *EPNS* corresponde à média ponderada da potência não suprida em cada estado, onde os pesos são as respectivas probabilidades estacionárias, i.e.

$$EPNS = \sum_{i=1}^{ne} PNS_i \times P_{i_s}. \quad (2.27)$$

Quando o sistema ocupa o estado  $i$ , a potência não suprida aos consumidores pode ser estimada por

$$PNS_i = NA_i \times S_N \times FP \times FC \quad (2.28)$$

onde  $NA_i$  é o déficit de transformadores no campo no estado  $i$ ;  $S_N$  é a potência nominal dos transformadores em MVA;  $FP$  é o fator de potência da carga e  $FC$  é o fator de carregamento médio dos transformadores do sistema. Para exemplificar o cálculo da *EPNS*, considere mais uma vez, o sistema de 5 transformadores e 2 reservas, utilizado no exemplo em 2.3. Admitindo  $S_N = 16$  MVA,  $FP = 0,85$  e  $FC = 0,7$ , obtêm-se os resultados da Tabela 2.2.

TABELA 2.2 – EXEMPLIFICAÇÃO DO CÁLCULO DA EPNS

Estado i	Probabilidade	$NA_i$	$PNS_i$ (MW)
1 (sucesso)	0,369785	0	0,00
2 (sucesso)	0,369785	0	0,00
3 (sucesso)	0,184892	0	0,00
4 (falha)	0,061631	1	9,52
5 (falha)	0,012326	2	19,04
6 (falha)	0,001479	3	28,56
7 (falha)	0,000099	4	38,08
8 (falha)	0,000003	5	47,60
EPNS (MW)		0,8675	

Considerando  $C_E$  e  $C_I$  iguais a 600,00 e 1500,00 \$/MWh, respectivamente, tem-se por (2.26), que o custo de operação do sistema vale 15.959.432,00 \$/ano.

O custo anual de investimento no estoque de reservas pode ser calculado por

$$Custo_{inv} = n \times C_T \times FVA \quad (2.29)$$

onde  $n$  é o número de transformadores reservas;  $C_T$  é custo de aquisição de um transformador novo em \$ e  $FVA$  é o fator para conversão de valor presente em valor anual, utilizando uma taxa anual  $j$  e um período de  $n_p$  anos. Assim:

$$FVA = \frac{(1+j)^{n_p} - 1}{j \times (1+j)^{n_p}} \quad (2.30)$$

De um modo geral, pode-se esperar que quanto maior o número de transformadores reservas, maior será o custo de investimento e mais confiável será o sistema, resultando em menores custos de interrupção e não faturamento. Portanto, o número ótimo de transformadores reservas no estoque pode ser obtido pela análise dos custos do sistema em diversas alternativas de composição do estoque. Pode-se adotar a alternativa que apresentar a menor soma entre os

custos de investimento e operação, desde que os indicadores de confiabilidade resultantes estejam dentro de limites aceitáveis.

Considere que em uma determinada região existam 132 transformadores de 72–25 kV 16 MVA [CK05]. A taxa de falha de um transformador é  $\lambda = 0,011$  f/ano e o tempo médio de aquisição de um transformador novo é de 1 ano. O fator de potência da carga é 0,87 e o fator de carregamento médio dos transformadores do sistema é 0,5241. O preço de transformador novo é US\$ 350.000,00 e sua vida útil é de 70 anos. A taxa de juros da empresa é de 15% ao ano e os custos de fornecimento de energia e interrupção valem, respectivamente, 62,50 US\$/MWh e 10.760,00 US\$/MWh.

A Tabela 2.3 apresenta os custos de investimento, operação e total, obtidos pela metodologia proposta, com o número de reservas  $n$  variando entre 0 e 10. Observe que a soma dos custos é mínima quando o estoque possui  $n = 8$  transformadores, o que também pode ser visto na figura 2.5, gerada automaticamente pelo programa desenvolvido em MATLAB.

TABELA 2.3 – CUSTOS DO SISTEMA EM US\$/ANO

n	Investimento	Operação	Soma
0	0	993.346.020,81	993.346.020,81
1	52.502,96	469.821.638,16	469.874.141,12
2	105.005,92	178.402.560,65	178.507.566,58
3	157.508,88	55.582.434,66	55.739.943,54
4	210.011,84	14.547.883,19	14.757.895,03
5	262.514,80	3.266.810,81	3.529.325,61
6	315.017,76	640.578,56	955.596,32
7	367.520,72	111.293,46	478.814,18
8	420.023,68	17.339,78	437.363,46
9	472.526,64	2.447,09	474.973,73
10	525.029,60	315,47	525.345,07

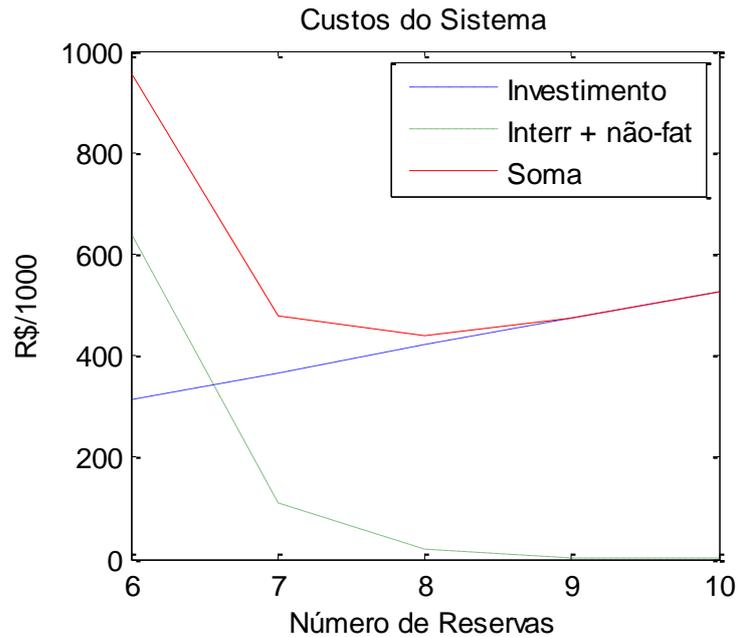


Fig. 2.5 – Custos do sistema.

Com 8 transformadores reservas, a indisponibilidade do sistema é de 0,19 horas por ano, e a frequência e a duração média das falhas valem, respectivamente, 0,0002 f/ano e 47,3 dias. Neste caso, a *EPNS* é de aproximadamente 200 W e a soma entre os custos estimados de investimento e não-faturamento é de US\$ 437.363,46 por ano, a menor entre as alternativas analisadas. Se os índices resultantes da utilização de 8 transformadores reservas estiverem dentro de limites aceitáveis, o número ótimo de transformadores reservas deste sistema é 8. Se, por outro lado, algum indicador estiver abaixo do nível aceitável, mais equipamentos reservas devem ser adicionados ao estoque até que a solicitação seja satisfeita. Neste caso, não se atingirá o ponto mais econômico.

### 2.3.3. Implementação Computacional

Um dos objetivos deste capítulo é realizar uma aplicação numérica com o modelo Markov, utilizando dados reais da CEMIG, de forma que os resultados obtidos sirvam de base para comparação com os provenientes dos modelos propostos em seguida.

Para efeito de dimensionamento de estoques, foi escolhido um grupo de 176 transformadores de 138–13,8 kV com potência de 25 MVA instalados nas subestações de distribuição da CEMIG. A Tabela 2.4 resume os parâmetros elétricos, econômicos e dados de confiabilidade utilizados nos cálculos apresentados a seguir.

TABELA 2.4 – DADOS DO SISTEMA

Parâmetro	Símbolo	Valor	Unidade
Número de transformadores no campo	$N$	176	-
Potência do transformador	$S$	25	MVA
Fator de carregamento médio	$F_C$	0,5080	-
Taxa de falha do transformador	$\lambda$	0,0135	Falhas/ano
Taxa de aquisição (reposição do estoque)	$\mu$	1	Reposições/ano
Vida útil do transformador	$V_U$	40	Anos
Preço de venda da energia	$C_E$	204,60	R\$/MWh
Custo de interrupção	$C_I$	1500,00	R\$/MWh
Preço de um transformador novo	$C_T$	$1,70 \times 10^6$	R\$
Taxa anual de desconto da empresa	$j$	12%	-

O algoritmo de otimização de estoques baseado no modelo Markov foi implementado em um programa computacional em linguagem MATLAB, que, para o sistema atual, forneceu os resultados mostrados a seguir. Por simplicidade, foi apresentado diretamente o relatório gerado pelo programa. O programa avaliou o desempenho do sistema com o número de transformadores reservas  $n$  variando entre 1 e 15 unidades. Observe a seguir que o número ótimo de transformadores a serem disponibilizados no estoque é 8.

```
=====
Ferramenta para Avaliação e Dimensionamento de
Estoques de Transformadores de Subestações via
Processos de Markov
=====
```

```
Nome do sistema: Cemig 25MVA 138/13.8kV
Arquivo de saída: CEMIG-25MVA-caso-base.out
```

```
Dados do sistema
```

```
-----
Transformadores:                176
Classe de potência (MVA):       25
Taxa de falha (f/a):            0.0135
Taxa de reposição (r/a):        1.0000
Vida útil (a):                  40
Fator de carregamento:          0.5080
Fator de potência da carga:     1.00
Custo da energia (R$/MWh):      204.60
Custo de interrupção (R$/MWh):  1500.00
Preço de um reserva (R$):       1700000.00
Taxa anual de juros (%):        12.00
-----
```

Resultados de confiabilidade

Nr	Confiab	Indisp h/a	Freq f/a	Dur d	EPNS MW	EENS MWh/a	E[def]
1	0.316103	5990.94	0.5286	472.2	18.4143	161309.01	1.450057
2	0.577848	3698.05	0.6252	246.5	9.8226	86045.85	0.773493
3	0.784664	1886.35	0.4942	159.1	4.5082	39491.55	0.355002
4	0.907477	810.51	0.2933	115.1	1.7923	15700.28	0.141135
5	0.965867	299.01	0.1393	89.4	0.6236	5462.86	0.049107
6	0.989004	96.32	0.0552	72.7	0.1920	1682.00	0.015120
7	0.996863	27.48	0.0187	61.2	0.0529	463.08	0.004163
8	0.999197	7.03	0.0056	52.7	0.0131	115.08	0.001034
9	0.999814	1.63	0.0015	46.2	0.0030	26.03	0.000234
10	0.999961	0.34	0.0003	41.1	0.0006	5.40	0.000049
11	0.999992	0.07	0.0001	37.0	0.0001	1.03	0.000009
12	0.999999	0.01	0.0000	33.7	0.0000	0.18	0.000002
13	1.000000	0.00	0.0000	30.9	0.0000	0.03	0.000000
14	1.000000	0.00	0.0000	28.5	0.0000	0.00	0.000000
15	1.000000	0.00	0.0000	26.5	0.0000	0.00	0.000000

Custos anuais

Nr	Cinv R\$/a	Cint+Cnfat R\$/a	Soma R\$/a
1	206216.16	274967332.86	275173549.03
2	412432.33	146673755.18	147086187.51
3	618648.49	67317303.86	67935952.35
4	824864.65	26762693.42	27587558.08
5	1031080.82	9311983.77	10343064.59
6	1237296.98	2867137.15	4104434.13
7	1443513.14	789371.13	2232884.27
8	1649729.31	196165.76	1845895.07
9	1855945.47	44368.47	1900313.94
10	2062161.63	9199.97	2071361.60
11	2268377.80	1760.01	2270137.81
12	2474593.96	312.38	2474906.34
13	2680810.13	51.69	2680861.82
14	2887026.29	8.01	2887034.30
15	3093242.45	1.17	3093243.62

Com 8 transformadores reservas no estoque, o sistema apresenta uma indisponibilidade [BA83] de 7,03 horas/ano e uma frequência de 0,0056 falhas/ano. A duração média das falhas é de 52,7 dias<sup>2</sup> e o valor médio da energia não suprida – *EENS (Expected Energy not Suppli-*

<sup>2</sup> A duração média das falhas reflete o tempo médio durante o qual este sistema ficará com menos de 176 transformadores em operação. Este tipo de indicador apresenta valores relativamente altos mesmo em sistemas muito confiáveis. Isto se deve ao fato do tempo médio de aquisição de um transformador ser elevado (em torno de 12 meses). No entanto, o efeito desta duração pode ser minimizado com a utilização de transformadores móveis.

ed) é de 115,08 MWh/ano. Neste caso, a soma dos custos anuais de operação e investimento vale R\$ 1.845.895,07, a menor entre as 15 possibilidades analisadas.

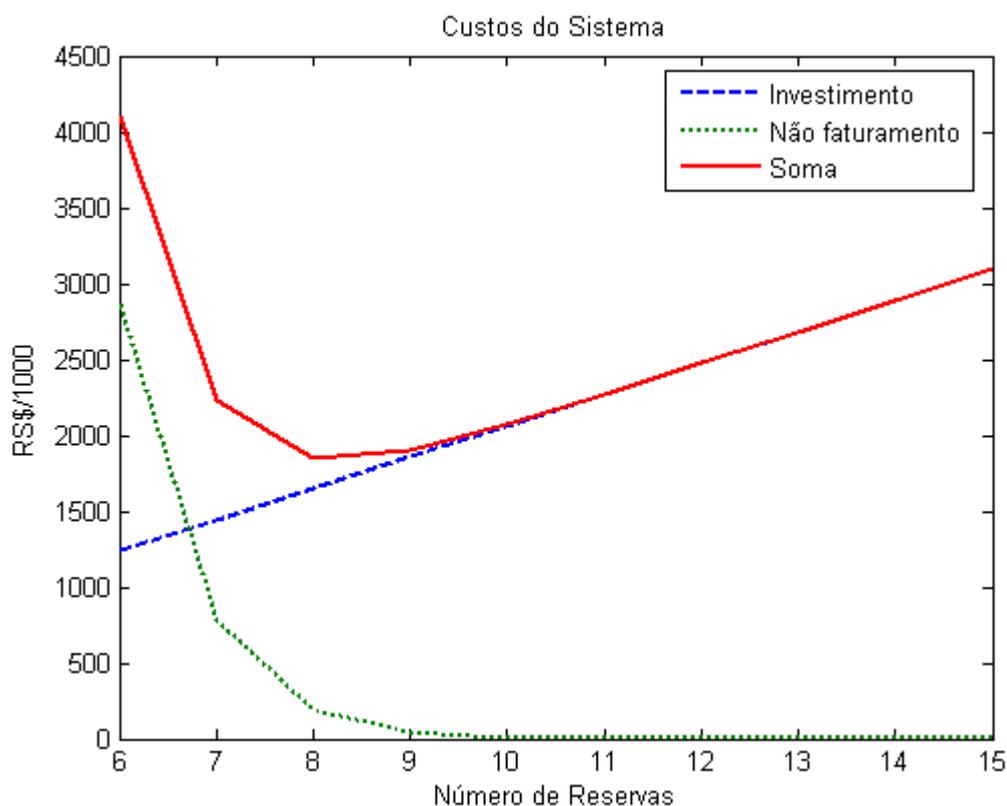


Fig. 2.6 – Custos do sistema.

A Fig. 2.6 ilustra os custos de investimento, operação e sua soma para o número de reservas  $n$  variando entre 6 e 15. Os valores de custos para  $1 \leq n \leq 5$  não foram inseridos no gráfico para que a escala resultante ficasse mais adequada à visualização.

## 2.4. MODELO CRONOLÓGICO

O dimensionamento do número ótimo de equipamentos sobressalentes também pode ser feito através de uma metodologia baseada em Simulação Monte Carlo (SMC) cronológica. Neste tipo de simulação, o desempenho de cada sistema é avaliado considerando um número elevado de anos de operação simulados cronologicamente. Devido à natureza sequencial da simulação, quaisquer aspectos que dependam da cronologia do sistema poderiam ser facilmente considerados.

A Fig. 2.7 ilustra o processo de simulação Monte Carlo cronológica em um sistema formado por três transformadores iguais (designados por 1, 2 e 3).

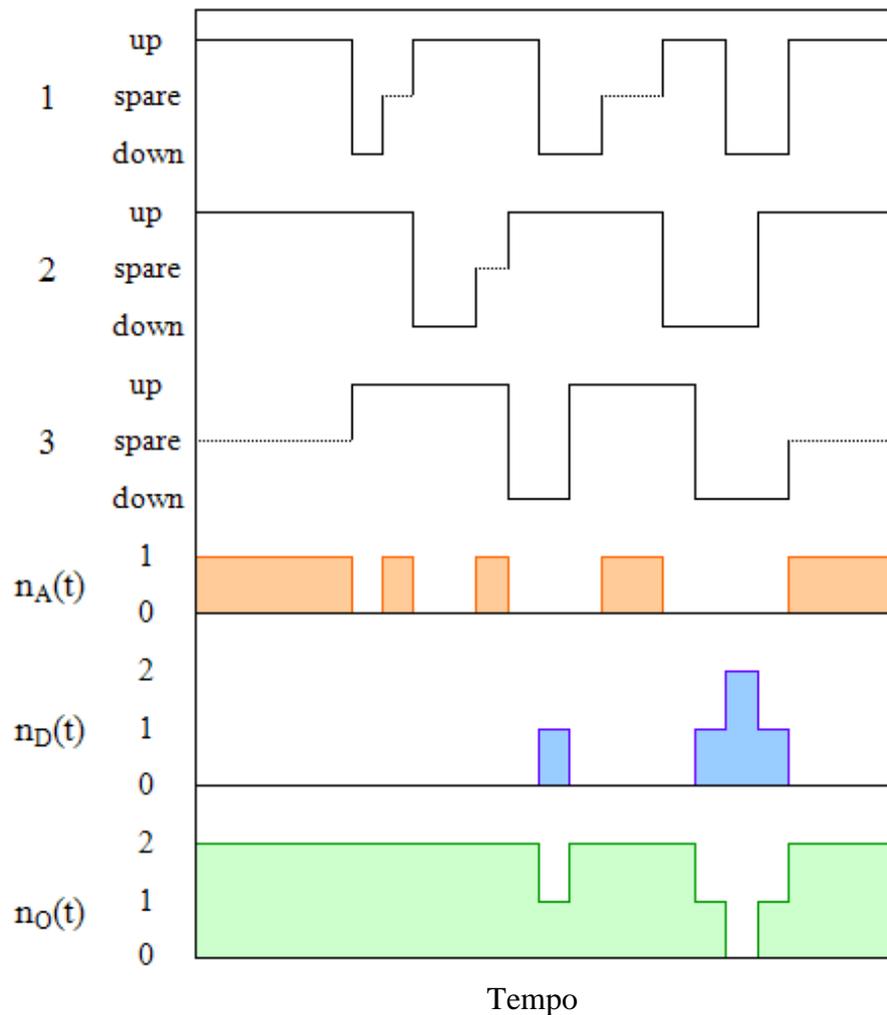


Fig. 2.7 – Exemplo de Histórico Gerado pela Simulação Monte Carlo Cronológica.

Neste caso, observe que:

- No início, têm-se os transformadores 1 e 2 em operação no campo e o transformador 3 disponível no estoque;
- O transformador 3 entra em operação no momento em que um transformador do campo falha. 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 (i.e., quando

falha um transformador no campo e não há transformador reserva no estoque para fazer a sua substituição);

- O equipamento avariado é reparado ou substituído por um novo e voltará a compor o estoque tão logo esteja disponível. Se neste período ocorrer outra avaria, o sistema será considerado em falha até que um novo transformador esteja pronto para entrar em operação.

Note que é possível obter em qualquer instante de tempo, o número de transformadores no estoque, em operação e o déficit de equipamentos no campo, designados por  $n_A(t)$ ,  $n_O(t)$  e  $n_D(t)$ , respectivamente.

Caso seja utilizada a distribuição exponencial, os tempos de funcionamento para cada transformador são sorteados por

$$t_f = -\frac{1}{\lambda} \times \text{Ln}(U) \quad (2.31)$$

onde  $\lambda$  é a taxa de falha do equipamento e  $U$  é um número aleatório com distribuição uniforme entre 0 e 1. Uma expressão análoga pode ser obtida para os tempos de aquisição, bastando substituir  $\lambda$  pela taxa de reposição  $\mu$ , i.e.

$$t_r = -\frac{1}{\mu} \times \text{Ln}(U). \quad (2.32)$$

Note que (2.31) e (2.32) são aplicáveis se os tempos envolvidos apresentarem distribuição exponencial. Esta hipótese é válida para tempos de funcionamento de equipamentos na região de vida útil [BA83] e freqüentemente admitida para tempos de reposição, quando se utilizam processos Markovianos.

No entanto, o modelo proposto permite considerar qualquer distribuição de probabilidade, sendo possível, por exemplo, simular tempos de funcionamento exponenciais e tempos de reposição com distribuição normal.

Uma variação deste método será apresentada na Seção 3.4, onde ao invés de serem informadas as taxas de falha, reparo e os modelos teóricos correspondentes, serão informados diretamente os histogramas descritivos dos tempos de funcionamento e reposição dos equipamen-

tos. Para facilitar a referência aos modelos, o primeiro método será denominado SMC-01 e o segundo (com a leitura dos histogramas de tempos) será referido como SMC-02.

A simulação Monte Carlo cronológica permite estimar, entre outros, os índices de confiabilidade descritos abaixo:

*Disponibilidade*

A disponibilidade é a probabilidade de um sistema apresentar, em qualquer instante de tempo futuro, todos os seus  $N$  transformadores em operação no campo, i.e.

$$P = \frac{\text{Tempo total de funcionamento}}{\text{Tempo total de simulação}}. \quad (2.33)$$

*Frequência média das falhas*

Este indicador representa o número esperado de falhas do sistema por unidade de tempo, e.g. falhas por ano, sendo calculada por

$$f = \frac{\text{Número de falhas do sistema}}{\text{Tempo total de simulação}}. \quad (2.34)$$

Neste caso, é importante destacar que a avaria de um equipamento somente representará uma falha do sistema quando não houver equipamentos reservas no estoque para repor no campo o que falhou.

*Duração média das falhas*

A duração média da falha corresponde ao tempo médio durante o qual o sistema terá parte da carga interrompida, a cada vez que ocorrer uma falha. Matematicamente, tem-se

$$D = \frac{\text{Tempo total de falha}}{\text{Número de falhas do sistema}}. \quad (2.35)$$

*Tempo médio entre falhas (MTBF)*

O *MTBF* (sigla utilizada para *mean time between failures*) representa o tempo médio entre duas falhas consecutivas no sistema, sendo calculado por

$$MTBF = \frac{\text{Tempo total de simulação}}{\text{Número de falhas do sistema}} . \quad (2.36)$$

#### *Potência Média Não Suprida (EPNS)*

A *EPNS* (sigla utilizada para *expected power not supplied*) representa o valor médio da potência não suprida, i.e. a potência equivalente que o sistema deixa de suprir continuamente à sua demanda em consequência de suas falhas.

$$EPNS = \frac{\text{Energia total não fornecida}}{\text{Tempo total de simulação}} . \quad (2.37)$$

#### **2.4.1. Implementação Computacional (SMC-01)**

O método proposto anteriormente (SMC-01) foi implementado em um programa escrito em linguagem MATLAB. O referido programa está preparado para ler as informações relativas ao sistema e aos equipamentos como:

- Número de transformadores no campo e no estoque;
- Potência nominal do transformador;
- Taxa de falha e tempo médio de aquisição de um transformador novo;
- Vida útil do transformador.

Os dados econômicos necessários aos cálculos de custos são os seguintes:

- Preço de venda da energia e custo de interrupção;
- Preço de um transformador novo e taxa de desconto.

Entre os resultados fornecidos estão os índices de confiabilidade descritos anteriormente e os custos anuais de operação (interrupção e não-faturamento) e investimento na compra dos equipamentos do estoque.

A determinação do número ótimo de reservas se dá pela simulação do sistema em diversas alternativas para composição do estoque e pela seleção da alternativa de menor custo, desde que os indicadores de confiabilidade sejam considerados adequados. Como características do algoritmo implementado, denominado SMC-01, podem-se listar:

- Os tempos de falha e/ou reposição de transformadores no estoque não precisam ser exponenciais;
- Os transformadores a serem simulados, i.e., os instalados no campo e os disponíveis no estoque devem ser idênticos.

Para efeito de comparação entre as metodologias, foi escolhido o mesmo exemplo simulado através do modelo de Markov. A Tabela 2.5 resume os parâmetros elétricos, econômicos e dados de confiabilidade utilizados nos cálculos apresentados a seguir.

TABELA 2.5 – DADOS DO SISTEMA

Parâmetro	Símbolo	Valor	Unidade
Número de transformadores no campo	$N$	176	-
Potência do transformador	$S$	25	MVA
Fator de carregamento médio	$F_C$	0,5080	-
Taxa de falha do transformador	$\lambda$	0,0135	Falhas/ano
Taxa de aquisição (reposição do estoque)	$\mu$	1	Reposições/ano
Vida útil do transformador	$V_U$	40	Anos
Preço de venda da energia	$C_E$	204,60	R\$/MWh
Custo de interrupção	$C_I$	1500,00	R\$/MWh
Preço de um transformador novo	$C_T$	$1,70 \times 10^6$	R\$
Taxa anual de desconto da empresa	$j$	12%	-

A seguir são apresentados os resultados obtidos com a aplicação do programa ao referido sistema.

Os resultados a seguir foram fornecidos pelo modelo SMC-01, e correspondem à simulação do sistema em questão, admitindo que o estoque original de transformadores reservas seja composto, por exemplo, de 5 equipamentos.

Nesta análise, para efeito de validação da metodologia, foram admitidos tempos exponenciais de funcionamento e reposição dos transformadores, de forma que os resultados obtidos fossem comparáveis aos fornecidos pelo modelo Markov.

=====

Ferramenta para Avaliação de Confiabilidade de  
Sistemas de Transformadores de Subestações via  
SMC Cronológica (SMC-01)

Resultados

=====

Nome do sistema: Cemig-Exponencial

Arquivo de dados: smc01\_05.dat

Arquivo de saída: smc01\_05.out

Dados do sistema

-----

Transformadores no campo:	176
Transformadores no estoque:	5
Classe de potência (MVA):	25.0
Taxa de falha (f/a):	0.0135
Tempo médio de reposição (d):	365
Vida útil (a):	40
Fator de carga:	0.51
Fator de potência da carga:	1.00
Custo de um transformador (R\$):	1700000.00
Custo da energia (R\$/MWh):	204.60
Custo de interrupção (R\$/MWh):	1500.00
Taxa anual de juros (%):	15.00

-----

Resultados - SMC Cronológica

-----

Confiabilidade:	0.966117		
Indisponibilidade (h/a):	296.82	DP =	1104.06
Frequência de falha (f/a):	0.139316	DP =	0.45
Duração média da falha (d):	88.77	DP =	115.61
Tempo médio até a falha (a):	7.18		
EPNS (MW):	0.6165		
EENS (MWh/a):	5400.95	DP =	24145.02
Déficit med transformadores:	0.048547		

-----

Coef de var da EENS (%):	1.00
Coef de var da indisponibilidade (%):	0.83
Coef de var da frequência (%):	0.73
Coef de var da duração (%):	0.78

-----

Anos de simulação (1000a):	200
Tempo processamento (min):	1

-----

Histograma da ENS > 0

-----

ENS (MWh/ano)	Prob. Condicional
28390	0.755562
85169	0.149978
141948	0.055318

-----

198727	0.021648
255506	0.010145
312285	0.004234
369064	0.001877
425843	0.000879
482622	0.000200
539401	0.000160

---

Histograma da Duração da Falha

---

Duração (d)	Probabilidade
94.10	0.870976
282.30	0.096544
470.50	0.023185
658.70	0.006532
846.90	0.001938
1035.10	0.000467
1223.30	0.000215
1411.50	0.000000
1599.70	0.000072
1787.90	0.000072

---

Duração Média (d):	88.7729
Desvio-padrão (d):	115.6083

Além da possibilidade de se considerarem tempos não exponenciais, o modelo cronológico tem a vantagem de fornecer as distribuições de probabilidade dos índices de confiabilidade, o que não é possível a partir do modelo Markov (que fornece apenas os valores médios). Observe entre os resultados acima e nas Fig. 2.8 e 2.9, os histogramas da energia não fornecida por ano (condicionada ao fato desta ser maior que zero) e da duração da falha em dias.

As Tabelas 2.6 e 2.7 apresentam, respectivamente, os resultados de confiabilidade e custos obtidos pelo modelo SMC-01, quando o número de reservas varia entre 1 e 10 unidades.

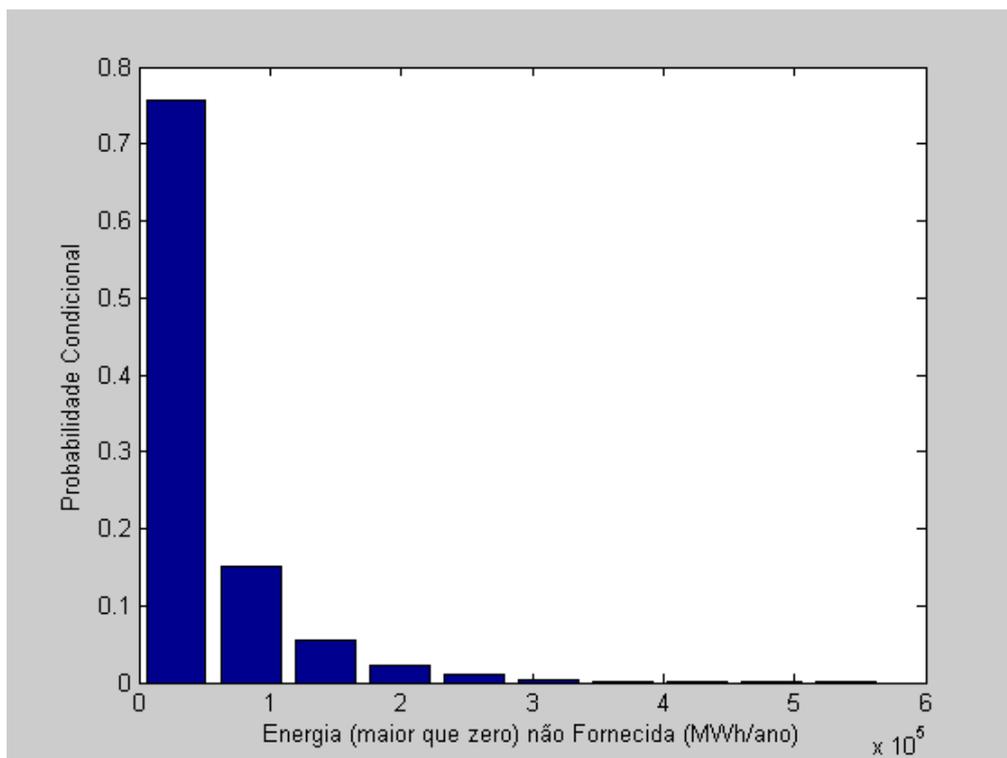


Fig. 2.8 – Histograma da Energia não Fornecida (maior que zero): CEMIG com 5 Reservas.

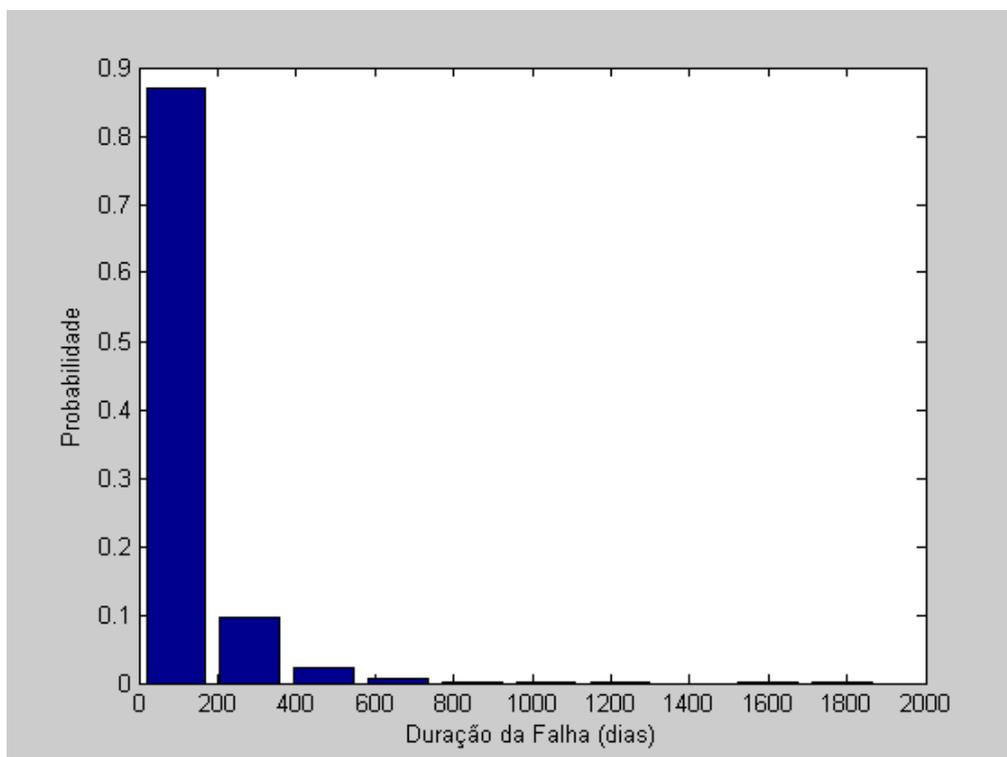


Fig. 2.9 – Histograma da Duração da Falha: CEMIG com 5 Reservas.

TABELA 2.6 – RESULTADOS DE CONFIABILIDADE – MODELO SMC-01

Reservas	Indisponibilidade (horas/ano)	Frequência (falhas/ano)	Duração (dias)	EENS (MWh/ano)	Tempo de Processamento (minutos <sup>3</sup> )
1	6039,27	0,5337	471,55	162.909,50	0
2	3646,32	0,6232	243,8	85.554,77	0
3	1900,45	0,4992	158,6	39.931,36	0
4	820,33	0,2972	115,0	15.766,87	0
5	296,82	0,1393	88,8	5400,95	1
6	95,12	0,0547	72,4	1654,64	5
7	27,68	0,0188	61,3	465,23	15
8	6,95	0,0055	52,2	113,73	55
9	1,62	0,0015	46,3	25,99	212
10	0,34	0,0003	41,1	5,38	868

TABELA 2.7 – RESULTADOS DE CUSTOS EM R\$/ANO – MODELO SMC-01

Reservas	Investimento	Interrupção e Não Faturamento	Soma
1	206.216,16	277.695.530,99	277.901.747,16
2	412.432,33	145.836.659,56	146.249.091,89
3	618.648,49	68.049.953,10	68.668.601,59
4	824.864,65	26.876.211,25	27.701.075,90
5	1.031.080,82	9.206.454,77	10.237.535,59
6	1.237.296,98	2.820.499,92	4.057.796,90
7	1.443.513,14	793.035,55	2.236.548,69
8	1.649.729,31	193.872,44	1.843.601,74
9	1.855.945,47	44.309,02	1.900.254,49
10	2.062.161,63	9176,07	2.071.337,71

<sup>3</sup> Nesta simulação, foi utilizado um microcomputador com 4 núcleos de processamento e memória de 3 GB. Foi estabelecido um coeficiente de variação de 1% para a EENS.

O modelo cronológico permite concluir que, considerando tempos exponenciais, o número ótimo de reservas é 8, resultando em um custo anual esperado de R\$ 1.843.601,74. Os tempos de funcionamento e reposição considerados nos exemplos anteriores correspondem a modelos teóricos (exponencial, normal e uniforme) e foram simulados a partir de sorteios baseados em parâmetros como média e/ou desvio-padrão de suas distribuições.

#### 2.4.2. Modificação na entrada de dados (SMC-02)

Procurou-se modificar o programa para que fosse capaz de considerar distribuições de probabilidade obtidas da observação de históricos de funcionamento de equipamentos ou geradas por simulação Monte Carlo combinada com o modelo Arrhenius, de forma a incluir os impactos causados por curtos-circuitos, como será mostrado no próximo capítulo. Para que isto fosse possível, o programa foi adaptado para ler e realizar o sorteio dos tempos de funcionamento e reposição do estoque em função de histogramas (de 100 classes) informados a partir de um arquivo de texto. Este algoritmo foi denominado modelo SMC-02. Os resultados apresentados na Tabela 2.8 correspondem à simulação do mesmo sistema de 176 transformadores, com tempos de funcionamento e reposição exponenciais, informados por histogramas. Neste caso, foram admitidos transformadores idênticos e 5 reservas.

TABELA 2.8 – RESULTADOS DE CONFIABILIDADE

Caso	Indisponibilidade (horas/ano)	Frequência (falhas/ano)	Duração (dias)	EENS (MWh/ano)
Markov	299,01	0,1393	89,4	5462,86
SMC-01	296,82	0,1393	88,8	5400,95
SMC-02	284,83	0,1343	88,4	5153,74

Observa-se que os resultados obtidos pelo modelo SMC-02 são realmente bastante próximos dos fornecidos pelo modelo SMC-01 e Markov, que para facilitar o processo de comparação, também foram representados na Tabela 2.8. As diferenças encontradas em relação ao modelo SMC-01 são decorrentes do agrupamento dos tempos em classes. Testes realizados com tempos exponenciais mostraram que a escolha do número de classes é determinante para a proximidade dos resultados em comparação com os modelos SMC-01 e Markov, utilizados para comparação e validação do modelo SMC-02. As Fig. 2.10 e 2.11 ilustram, respectivamente, os histogramas utilizados nesta simulação para os tempos de funcionamento e reposição.

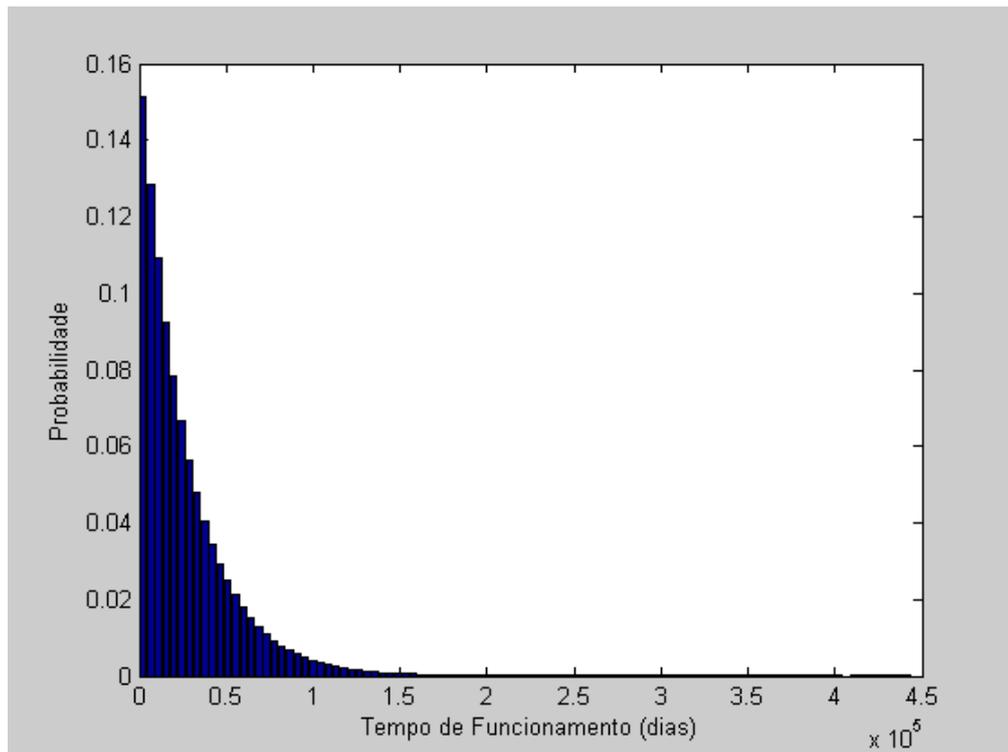


Fig. 2.10 – Histograma do Tempo de Funcionamento.

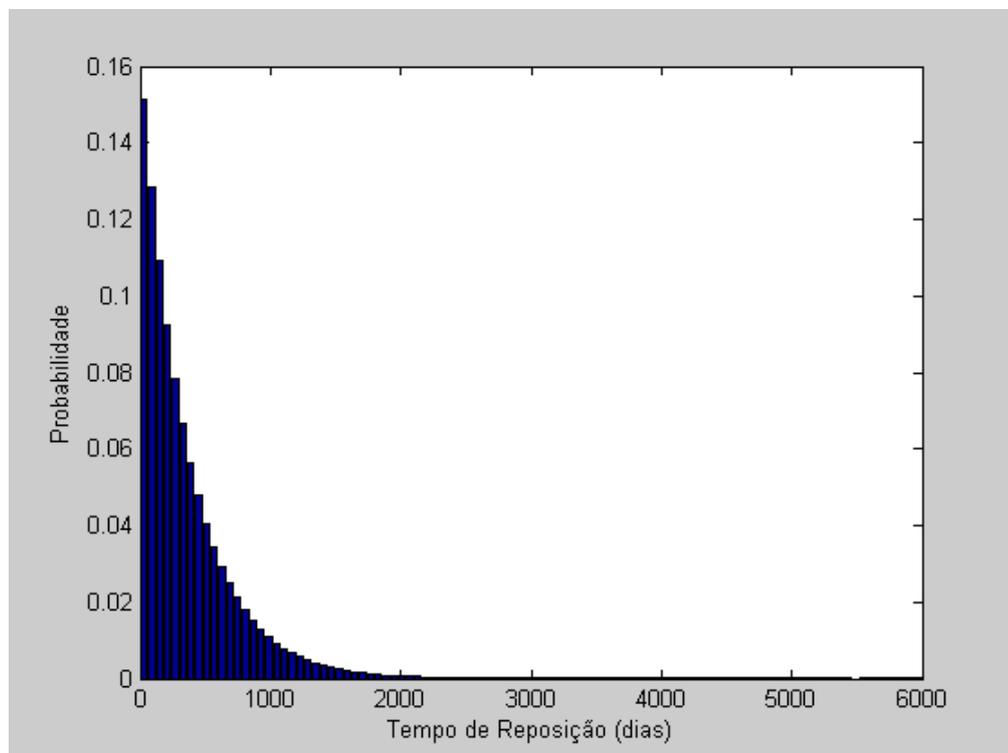


Fig. 2.11 – Histograma do Tempo de Reposição.

## 2.5. CONCLUSÕES

Este capítulo apresentou uma proposta para a determinação do estoque ótimo de transformadores de subestações utilizando uma ferramenta baseada em Simulação Monte Carlo cronológica para avaliar e comparar o desempenho e os custos de um sistema de transformadores em operação no campo com diferentes configurações do estoque de reservas.

O método proposto consiste na simulação de um grande número de anos operativos de um grupo de transformadores de subestações e seu estoque de reservas. A análise do histórico gerado possibilita avaliar índices de confiabilidade como disponibilidade, frequência e duração média das falhas, além de potência e energia médias não supridas e custos associados com a interrupção e o não fornecimento de energia, tornando possível identificar a alternativa que implique nos menores custos.

O modelo inicialmente implementado foi chamado de SMC-01 e permitiu determinar o estoque ótimo para um grupo de transformadores idênticos. Já neste primeiro caso, tem-se uma representação mais geral que o modelo Markov, pois, embora os transformadores devam ser idênticos, tempos não exponenciais podem ser considerados.

A busca por um modelo um pouco mais genérico levou à criação do modelo SMC-02, onde a informação dos dados referentes aos tempos de funcionamento e falha passou a ser feita através de histogramas com 100 classes. Neste tipo de representação, existe a possibilidade de se modelar qualquer distribuição para os tempos de funcionamento e reposição, mas admite-se como premissa que cada transformador avariado é substituído por outro com características idênticas, i.e., com os mesmos histogramas para os tempos de funcionamento e reposição.

Os resultados obtidos mostraram que o modelo Markov é um caso particular da representação proposta (SMC-01 ou SMC-02) quando os transformadores considerados são idênticos e os tempos de funcionamento e reposição são exponencialmente distribuídos.

A avaliação de confiabilidade/dimensionamento de estoques pelo modelo Markov pode ser considerada vantajosa em relação aos modelos de simulação sob o ponto de vista do esforço computacional. No entanto, o referido modelo poderá ser utilizado somente se os tempos envolvidos forem exponenciais.

Se os transformadores forem idênticos, mas os tempos envolvidos tiverem modelos teóricos não exponenciais (e.g. normal, lognormal, Weibull etc.) o modelo SMC-01 poderá ser usado.

Contudo, se houver a necessidade de considerar transformadores com tempos de funcionamento e reposição com quaisquer distribuições de probabilidade representadas em histogramas, deverá ser utilizado o modelo SMC-02.

Embora os modelos de simulação apresentados neste trabalho apresentem um relativo grau de generalidade, necessidades específicas (como a consideração do envelhecimento dos equipamentos sobre os resultados de confiabilidade e custos) requerem o desenvolvimento de uma nova ferramenta computacional. No próximo capítulo será descrito o modelo de envelhecimento dos transformadores e no Capítulo 4 será mostrada a evolução da metodologia e a nova ferramenta computacional.

# CAPÍTULO 3

## MODELO DE ENVELHECIMENTO DOS TRANSFORMADORES

### 3.1. INTRODUÇÃO

A norma NBR 5416 [ABNT97] descreve que a perda de vida dos transformadores de potência imersos em líquido isolante ocorre principalmente devido ao envelhecimento do papel isolante dos enrolamentos. De acordo com a norma, o papel isolante é submetido a um processo contínuo de degradação por ação da água, oxigênio e ácidos presentes no óleo isolante. Mantendo-se a ação destes contaminantes sob controle, o envelhecimento da celulose é predominantemente térmico e cumulativo. Esse processo é fundamentado na teoria de Arrhenius.

A norma NBR 5416 não considera, entretanto, as correntes de curto a que o transformador está submetido como fator determinante no envelhecimento térmico do transformador. A análise do histórico de transformadores sinistrados nas subestações da CEMIG nos últimos 10 anos mostra que o tempo de vida médio de um transformador de 138-13.8 kV com potência de 25 MVA é de aproximadamente 22 anos, i.e., muito menor que a vida estimada em função do envelhecimento térmico para este tipo de equipamento. Isto permite concluir que existem outros fatores (não considerados no modelo Arrhenius) que contribuem para o desgaste do equipamento e, conseqüentemente, para a redução de seu tempo de vida.

Neste capítulo, o principal objetivo é apresentar os modelos de envelhecimento do transformador de força. Será mostrado primeiramente o modelo de Arrhenius e posteriormente o modelo Arrhenius-Impactos.

O modelo Arrhenius-Impactos, proposto nesse trabalho, é um modelo que considera os eventos de curto-circuito para elaboração de uma distribuição de probabilidades para o tempo de vida de cada transformador. Essa distribuição de probabilidades será uma composição da per-

da de vida térmica (Arrhenius) somada à perda de vida devido aos eventos de curto circuito a que o transformador está submetido durante o seu período de operação.

### 3.2. MODELO DE ARRHENIUS

A teoria de Arrhenius estabelece que o logaritmo da vida da isolação seja uma função do inverso da temperatura absoluta, i.e.:

$$\log (\text{vida}) = A + \frac{B}{T} \quad (3.1)$$

onde  $T$  é a temperatura em Kelvin ( $\Theta_e + 273^\circ\text{C}$ );  $\Theta_e$  é a temperatura do ponto mais quente dos enrolamentos em graus Celsius e  $A$  e  $B$  são constantes da curva de expectativa de vida.

Calcula-se a perda de vida ao longo de um período de tempo  $\Delta t$  horas, durante o qual a temperatura do ponto mais quente do enrolamento,  $\Theta_e$ , permanece constante, pela equação:

$$\text{PV}\% = 10^{-\left(\frac{B}{273+\Theta_e} + A\right)} \times 100 \Delta t \quad (3.2)$$

onde  $A$  é igual a -14,133 para transformadores de  $55^\circ\text{C}$  de elevação de temperatura e -13,391 para transformadores de  $65^\circ\text{C}$ ;  $B$  é igual a 6972,15.

O resultado obtido representa a taxa de envelhecimento global a que é submetida à isolação sólida, no intervalo de tempo  $\Delta t$ . O valor de  $\Theta_e$  depende das condições de carregamento do transformador e da temperatura ambiente, portanto, seu valor varia ao longo do tempo conforme ilustrado na Fig. 3.1.

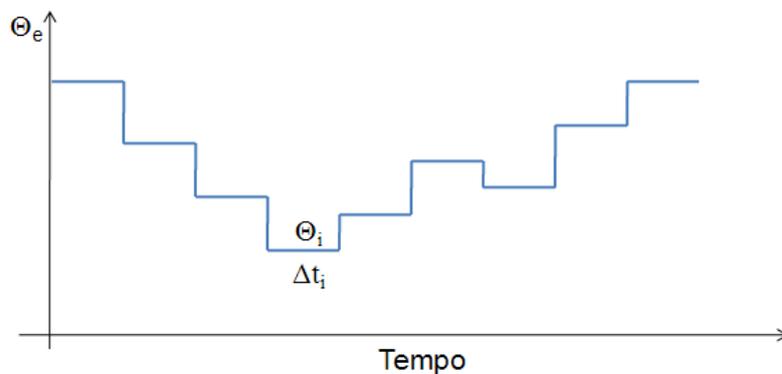


Fig. 3.1 – Variação de  $\Theta_e$  ao longo do tempo.

Normalmente, o ciclo de carga real diário é irregular. Um transformador alimentando uma carga variável sofre um desgaste variável. Porém, devido às características de armazenamento de calor dos materiais do transformador, o ciclo de carga real pode ser convertido para um ciclo de carga retangular simples, termicamente equivalente, i.e., uma carga que gera as mesmas perdas que as causadas pela carga variável.

$$\text{Carga Equivalente} = \sqrt{\frac{S_1^2 t_1 + S_2^2 t_2 + S_3^2 t_3 + \dots + S_n^2 t_n}{t_1 + t_2 + t_3 + \dots + t_n}} \quad (3.3)$$

onde  $S_1, S_2, S_3$  etc. são os vários patamares de carga em porcentagem, pu, kVA ou corrente real, durante os tempos  $t_1, t_2, t_3$  etc.

De maneira semelhante, um valor equivalente para  $\Theta_e$  pode ser encontrado pela expressão:

$$\Theta_{equiv} = \sqrt{\frac{\Theta_1^2 \Delta t_1 + \Theta_2^2 \Delta t_2 + \Theta_3^2 \Delta t_3 + \dots + \Theta_n^2 \Delta t_n}{\Delta t_1 + \Delta t_2 + \Delta t_3 + \dots + \Delta t_n}} \quad (3.4)$$

Utilizando o valor encontrado em (3.4) e substituindo em (3.2), tem-se:

$$\text{PV}\% = 10 \left( \frac{B}{273 + \Theta_{equiv}} + A \right) \times 100 \Delta t \quad (3.5)$$

A expressão (3.5) representa a equação de uma reta no intervalo  $\Delta t$ . Considerando que  $\Theta_{equiv}$  permaneça constante ao longo do tempo, pode-se obter uma estimativa para o tempo de vida semelhante ao ilustrado na Fig. 3.2.

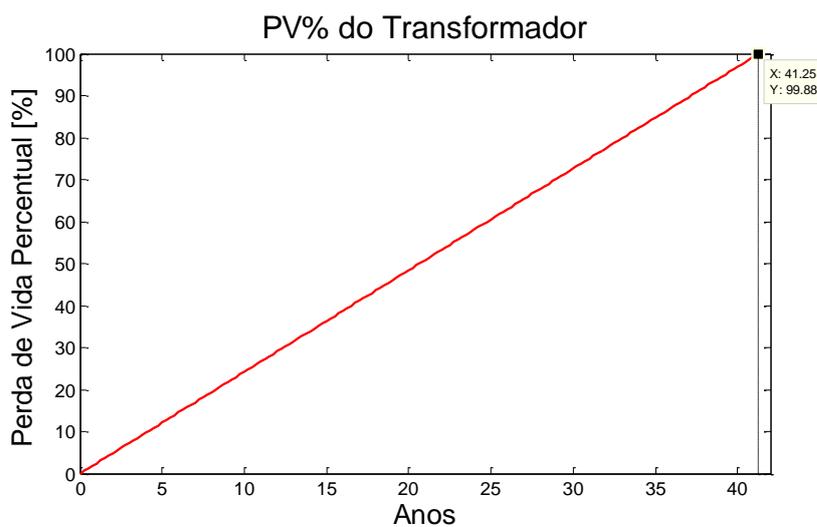


Fig. 3.2 – Perda de vida percentual ao longo do tempo.

No exemplo da Fig. 3.2, um transformador novo de classe 55°C é considerado com um valor de  $\theta_{equiv} = 81,07^\circ\text{C}$  que permanece constante ao longo do tempo. Isto resulta em um tempo de vida útil igual a 41,25 anos, aproximadamente.

### 3.3. MODELO ARRHENIUS - IMPACTOS

A teoria de Arrhenius trata do envelhecimento da isolação provocado por efeitos térmicos. Contudo, existem outros fatores ou eventos que provocam um desgaste adicional no equipamento, e que não são considerados. É evidente que uma modelagem baseada somente na teoria de Arrhenius não representará a realidade. Porém, é possível considerar o tempo de vida estimado pelo modelo Arrhenius como o “melhor dos casos”, i.e., na ausência de impactos. Esses impactos serão todos eventos aleatórios provocados, em geral, por fatores externos ao equipamento e que resulta em esforços térmicos, mecânicos e/ou elétricos adicionais, reduzindo desta forma a sua expectativa de vida.

Os eventos de impacto podem ocorrer pelas mais diversas causas, contudo, estes podem, a princípio, ser classificados em dois tipos: (i) Eventos de impacto moderado e (ii) Eventos de impacto fulminante. Os eventos de impacto moderado são relativamente frequentes e, em geral, o equipamento “sobrevive” após sua ocorrência. Exemplos deste tipo de evento são os curtos-circuitos e as correntes de “inrush”.

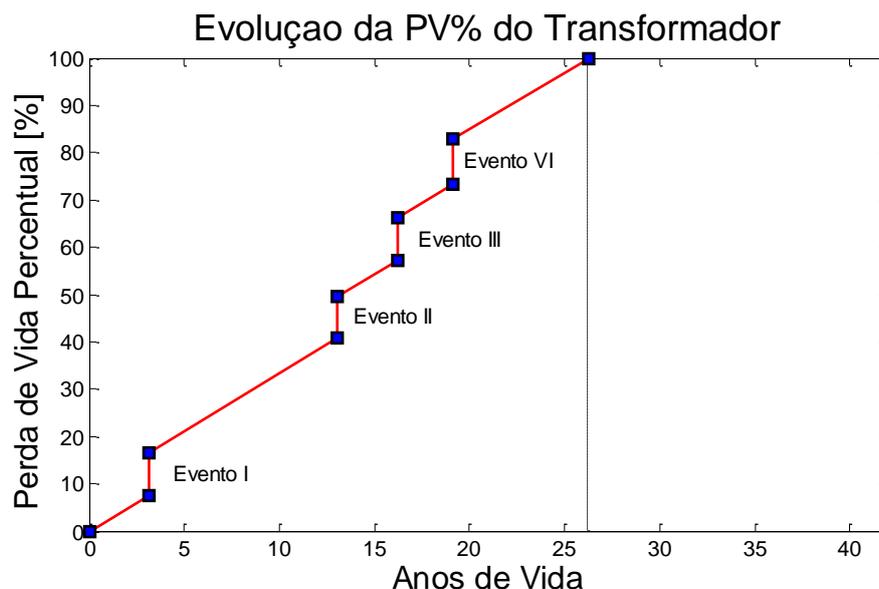


Fig. 3.3 – Eventos de impacto moderado.

A Fig. 3.3 ilustra o efeito combinado do modelo Arrhenius com a ocorrência de quatro eventos de impacto moderado considerando o mesmo transformador da Fig. 3.2. Observa-se que a ocorrência de impactos aleatórios pode reduzir significativamente a vida do equipamento.

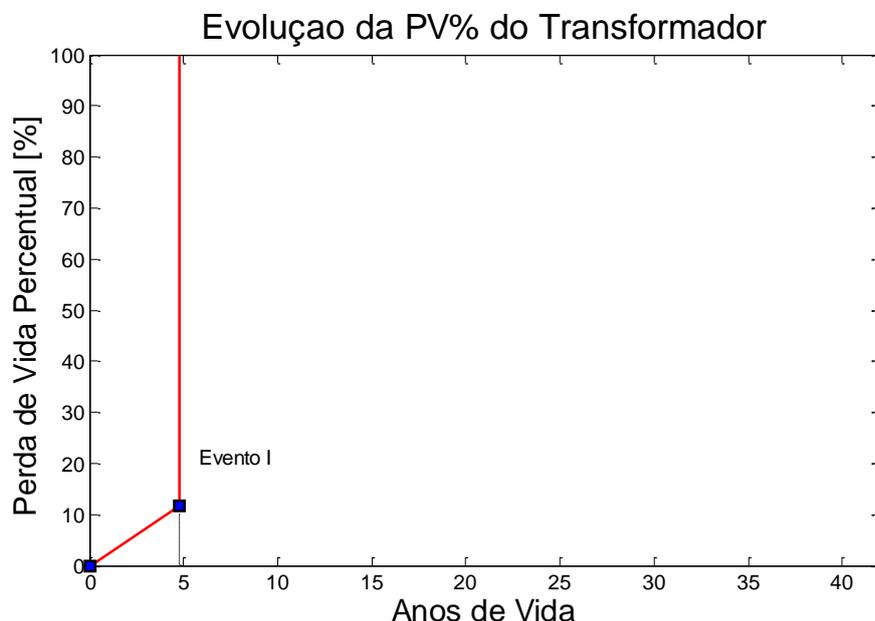


Fig. 3.4 – Evento de impacto fulminante.

Os eventos de impacto fulminante são menos frequentes que os anteriores, porém, os equipamentos geralmente não sobrevivem após sua ocorrência. Exemplos deste tipo de impactos são as descargas atmosféricas e falhas da proteção. A Fig. 3.4 apresenta a ocorrência de um evento de impacto fulminante considerando o mesmo transformador da Fig. 3.3.

O tempo decorrido entre a ocorrência de dois eventos de impacto semelhantes é uma variável aleatória que segue uma determinada distribuição de probabilidade. Assumindo que seja possível estimar estas distribuições a partir de históricos de falhas, seria possível amostrar os tempos até a ocorrência dos eventos de impacto.

A ideia agora é combinar o modelo de Arrhenius com a ocorrência de eventos (curtos, descargas atmosféricas, etc.) a fim de se obter uma distribuição de probabilidade do tempo de vida dos equipamentos. Neste contexto, uma simulação cronológica seria executada para cada equipamento observando suas características particulares (idade, condições de operação etc.). Cada simulação teria um formato semelhante ao das Fig. 3.3 e 3.4.

Após um número suficiente de simulações, um histograma com os tempos de vida encontrados seria construído para cada equipamento. Cada histograma seria então normalizado de tal forma que a soma dos impulsos seja igual a 1. Deste modo se obtêm as distribuições de probabilidade para os tempos de vida restantes de cada equipamento. Estas distribuições poderão ser *discretizadas* em um intervalo de tempo mensal ou anual.

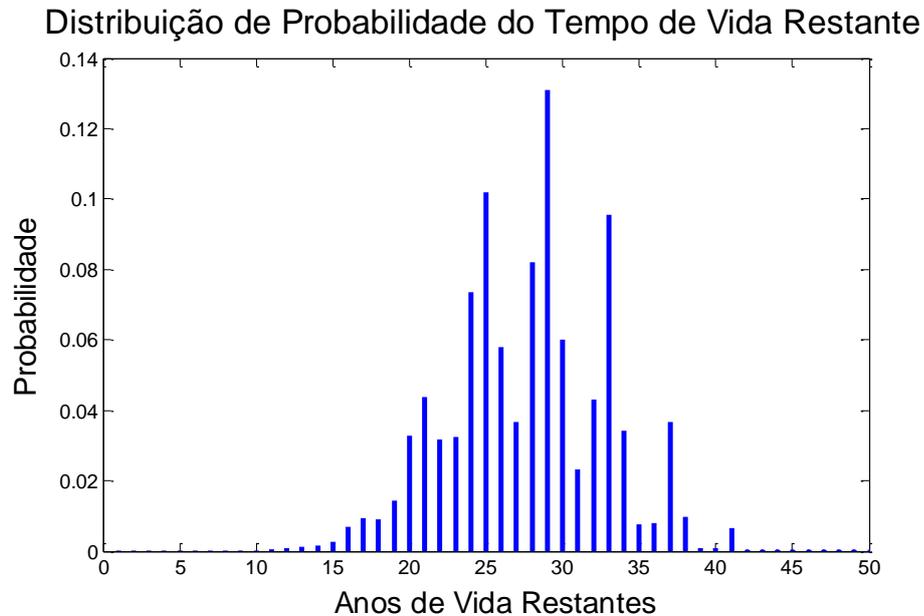


Fig. 3.5 – Distribuição de probabilidade para um transformador novo.

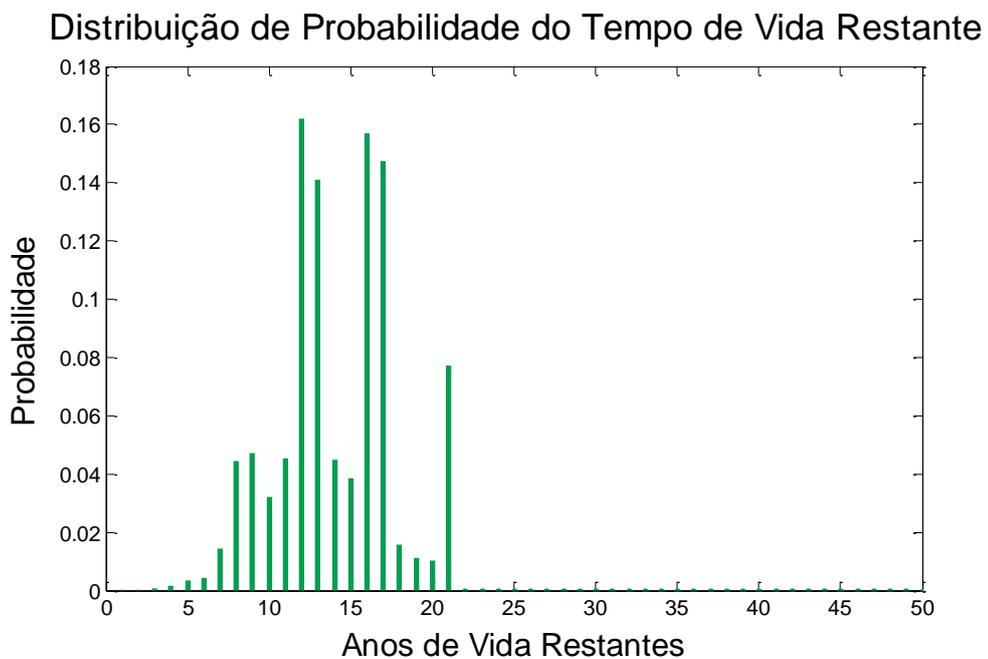


Fig. 3.6 – Distribuição de probabilidade para um transformador usado.

A Fig. 3.5 apresenta um exemplo da distribuição de probabilidade discretizada encontrada para um transformador novo. A Fig. 3.6 apresenta a distribuição encontrada considerando o mesmo transformador, porém, utilizando uma PV% inicial de 50%.

A expectativa de vida média para o transformador novo apresentado na Fig. 3.5 é de aproximadamente 27,59 anos. No caso do transformador usado, a expectativa de vida cai para 14,09 anos. Conforme esperado, a expectativa de vida do transformador usado é menor devido ao efeito combinado de seu envelhecimento térmico (modelado pela teoria de Arrhenius) e de seu histórico de impactos (por exemplo, curtos-circuitos suportados).

A simulação cronológica de impactos combinada com o modelo Arrhenius permite obter as distribuições do tempo de vida restante para cada equipamento. Estas distribuições serão diferentes considerando que cada equipamento tem diferente idade, condições de operação e histórico de impactos.

Essa modelagem requer informações precisas sobre a temperatura ambiente e o perfil de carregamento de cada equipamento. Se um crescimento da demanda em longo prazo for representado nas simulações, a qualidade dos resultados dependerá também da previsão para o aumento futuro das cargas.

Dentre os principais dados necessários, podem-se citar os seguintes:

- Perfil de carregamento dos equipamentos: Curvas de carregamento típicas por categoria de transformador (classificados segundo suas tensões, potências nominais, etc.), discretizadas em intervalos fixos de tempo de, por exemplo, uma hora. O detalhamento da aquisição e tratamento desses dados será feito no Item 3.4;
- Temperatura ambiente média ao longo do ano para cada região de interesse. O detalhamento da aquisição e tratamento desses dados será feito no Item 3.4;
- Elevação de Temperatura em relação à temperatura ambiente devido às perdas na condição de operação dos equipamentos: A Elevação de Temperatura de operação dos transformadores é, em geral, fortemente correlacionada com seus respectivos perfis de carregamento. Caso a elevação de temperatura ao longo do tempo não esteja disponível, esta pode ser estimada a partir das equações de regressão com base no carregamento correspondente;

- Distribuições de probabilidade do tempo entre eventos de impacto: Os tempos entre a ocorrência de eventos de impacto precisam ser amostrados considerando uma distribuição de probabilidade específica. Estas distribuições podem ser facilmente estimadas a partir dos históricos operativos dos equipamentos. Uma abordagem simples para estimar estas distribuições será descrita posteriormente;
- Distribuições de probabilidade da intensidade dos impactos: A intensidade do dano causada pelos diferentes tipos de impacto precisa ser amostrada também. Em outras palavras, os danos causados pelos eventos de impacto precisam ser quantificados em termos de PV% (i.e., perda de vida), e amostrados via distribuições de probabilidade específicas. A princípio, o “tamanho do impacto” depende do tipo de evento, tempo de exposição à falha, sequelas de impactos passados, e das diferentes condições operativas no momento (carregamento, temperatura ambiente, etc.). O cálculo exato da PV% causada por um evento de impacto é extremamente complexo e inviável. Contudo, é possível fazer estimativas simples para estas grandezas considerando o modelo de Arrhenius e o histórico de impactos. Um procedimento simples para estimar as distribuições das intensidades dos impactos será mostrado a seguir.

Considere o histórico de eventos de impacto para um equipamento hipotético, denominado “Transformador 1”, apresentado na Tabela 3.1.

TABELA 3.1 – HISTÓRICO DE IMPACTOS PARA O TRANSFORMADOR 1

Número do Evento	Tipo da Falha	Instante da Ocorrência
1	A	$t_1$
2	A	$t_2$
3	C	$t_3$
4	A	$t_4$
5	A	$t_5$
6	B	$t_6$
:	:	:
23	A	$t_{23}$
24	B	$t_{24}$
25	C	$t_{25}$
26	B	$t_{27}$

A distribuição de probabilidade do tempo que decorre até a próxima ocorrência do tipo “A” pode ser estimada pelo seguinte procedimento:

*Passo 1:*

Selecionar os eventos do histórico que representem ocorrências de impactos do tipo “A”;

*Passo 2:*

Calcular e salvar os tempos entre as ocorrências do tipo “A”. Por exemplo, considerando  $t_0$  como o instante em que o transformador entrou em operação, tem-se:  $TA_1 = t_1 - t_0$ ;  $TA_2 = t_2 - t_1$ ;  $TA_3 = t_3 - t_2$ ;  $TA_4 = t_4 - t_3$  e assim por diante;

*Passo 3:*

Utilizar o vetor  $TA = [TA_1, TA_2, TA_3, \dots, TA_N]$  para montar um histograma e, posteriormente, avaliar a distribuição de probabilidade correspondente.

Este mesmo procedimento deve ser repetido para os tipos de impactos “B” e “C”, a fim de se obter os vetores TB e TC, respectivamente. Em teoria, o procedimento deveria ser feito independentemente para cada transformador. Contudo, como o número individual de ocorrências por transformador é relativamente baixo, transformadores semelhantes (mesma faixa de tensão e potência nominal) podem ser agrupados, aumentando assim o número de elementos nos vetores TA, TB e TC. O número de grupos de transformadores e o número de tipos de falha diferentes dependerão da disponibilidade dos dados.

Conforme exposto anteriormente, o cálculo exato do “tamanho do impacto” é inviável devido ao grande número de efeitos e variáveis envolvidas. A alternativa é, portanto, obter estimativas para as PV% dos equipamentos decorrentes dos diferentes eventos de impacto. Com esta finalidade, apresenta-se a seguir um procedimento simples baseado no histórico de eventos e no modelo Arrhenius. A partir dos históricos de eventos de impacto de todos os transformadores sinistrados (i.e. com PV% = 100%) pode-se montar a Tabela 3.2.

Se o modelo Arrhenius for considerado exato, a diferença entre o tempo de operação teórico e o tempo de operação efetivo deve ser explicada exclusivamente pelos eventos de impacto. Esta diferença também pode ser expressa em termos de PV%. Se o modelo for linearizado para o

período de análise, a relação entre PV% e anos de operação também será linear. Esta situação é apresentada na Tabela 3.3.

TABELA 3.2 – NÚMERO DE EVENTOS DE IMPACTO POR TRANSFORMADOR

Transformador	Número de Eventos					Tempo de Operação (anos)	
	I	II	III	...	N	Arrhenius	Efetivo
TR <sub>1</sub>	7	3	1	...	1	40,5	26,4
TR <sub>2</sub>	8	0	2	...	2	37,8	15,3
TR <sub>3</sub>	3	1	0	...	2	42,1	40,3
TR <sub>4</sub>	3	3	0	...	0	35,9	28,9
.	.	.	.	.	.	.	.
.	.	.	.	.	.	.	.
.	.	.	.	.	.	.	.
.	.	.	.	.	.	.	.
TR <sub>M</sub>	5	1	0	...	2	38,6	35,7

TABELA 3.3 – DIFERENÇAS EM TERMOS DE PV%

Transformador	Número de Eventos					PV%	
	I	II	III	...	N	Arrhenius	Efetivo
TR <sub>1</sub>	7	3	1	...	1	65,19	100
TR <sub>2</sub>	8	0	2	...	2	40,48	100
TR <sub>3</sub>	3	1	0	...	2	95,72	100
TR <sub>4</sub>	3	3	0	...	0	80,50	100
.	.	.	.	.	.	.	.
.	.	.	.	.	.	.	.
.	.	.	.	.	.	.	.
.	.	.	.	.	.	.	.
TR <sub>M</sub>	5	1	0	...	2	92,49	100

Caso contrário, o modelo de Arrhenius precisa ser calculado intervalo por intervalo ao longo do tempo que o equipamento operou. Tem-se assim o sistema de equações lineares apresentada na Tabela 3.4.

TABELA 3.4 – SISTEMA DE EQUAÇÕES LINEARES

Transformador	Número de Eventos					PV% causada por Eventos de Impacto
	I	II	III	...	N	
TR <sub>1</sub>	7	3	1	...	1	34,81
TR <sub>2</sub>	8	0	2	...	2	59,52
TR <sub>3</sub>	3	1	0	...	2	4,28
TR <sub>4</sub>	3	3	0	...	0	19,50
.	.	.	.	.	.	.
.	.	.	.	.	.	.
.	.	.	.	.	.	.
TR <sub>M</sub>	5	1	0	...	2	7,51

Existem agora três situações possíveis:

- i.  $M = N$ : Número de transformadores é igual ao número de eventos de impacto diferentes – Solução única;
- ii.  $M > N$ : Número de transformadores é maior que o número de eventos de impacto diferentes – Não existe solução;
- iii.  $M < N$ : Número de transformadores é menor que o número de eventos de impacto diferentes – Existem infinitas soluções.

A solução de sistema de equações lineares é um problema conhecido em Engenharia. Metodologias de solução para os três casos são encontradas em [WWH88]. Considerando a aplicação em questão, é mais provável ter mais transformadores que tipos de eventos de impactos. Assim, o sistema de equações é “sobredeterminado” e sua solução depende de algum algoritmo de otimização matemática como, por exemplo, o método dos mínimos quadrados. Uma vez calculado o “tamanho do impacto” para cada tipo evento, pode-se ainda considerar incertezas nestes valores utilizando uma distribuição normal. Note que os equipamentos que falharam devido a eventos de impacto fulminante não devem ser incluídos no sistema de equações apresentado na Tabela 3.4, pois a PV% provocada por este tipo de evento é diretamente considerada como 100%. Finalmente, esta metodologia pode ser aferida ou até auxiliada pelos resultados obtidos a partir de medições do grau de polimerização do papel isolante.

As metodologias tradicionais para o dimensionamento de equipamentos reservas consideram, em geral, todos os equipamentos iguais, independentemente do tempo de operação de cada equipamento. Em outras palavras, transformadores que se encontram operando há muitos anos são considerados como novos. A metodologia proposta, no entanto, consegue representar diretamente o envelhecimento natural dos equipamentos e também os diferentes impactos aos quais estes estão expostos. Para isto, é necessário calcular o valor da  $PV\%$  de cada equipamento ao início das simulações (primeira etapa da metodologia).

O valor da  $PV\%$  inicial de um equipamento que se encontra em operação dependerá fundamentalmente de dois fatores: (i) Tempo de operação e perfil de carregamento (envelhecimento por Arrhenius); (ii) Histórico de eventos de impacto. Assim, tem-se:

$$PV\%_{Inicial} = PV\%_{Envelhecimento} + PV\%_{Impactos} \quad (3.6)$$

onde  $PV\%_{Envelhecimento}$  representa a parcela do desgaste devido à operação normal do equipamento ao longo dos anos e é avaliada utilizando a Teoria de Arrhenius [ABNT97];  $PV\%_{Impactos}$  representa a parcela do desgaste devido a todos os eventos de impacto que o equipamento experimentou no passado. Esta parcela seria basicamente:

$$PV\%_{Impactos} = \sum_i PV\%_i \quad (3.7)$$

onde  $PV\%_i$  é o custo unitário do evento  $i$  em termos de  $PV\%$ , i.e., o “tamanho do impacto”. A lista de eventos de impacto que o equipamento experimentou no passado pode ser obtida a partir de seu histórico de operação respectivo.

### 3.4. AQUISIÇÃO E TRATAMENTO DOS DADOS

Para aplicação do modelo de Arrhenius é necessária a informação da temperatura do ponto mais quente do enrolamento a cada hora ou um valor equivalente para o período de ponta e fora de ponta, conforme norma NBR 5416 [ABNT97].

Para a maioria das subestações, os sistemas da CEMIG DISTRIBUIÇÃO armazenam apenas as informações do carregamento a cada hora dos transformadores e não as temperaturas. A partir do carregamento são calculadas as elevações de temperaturas do óleo e do ponto mais

quente do enrolamento. Para isso, foram usadas as fórmulas da norma NBR 5416 [ABNT97]. Algumas adequações foram feitas para utilização dos valores reais a cada hora e não os valores médios equivalentes. Isso foi feito porque esses dados já estavam disponíveis no sistema, não sendo necessário o cálculo do valor médio quadrático.

Elevação de temperatura durante o aquecimento:

*Óleo:*

$$\Delta\theta_{oa} = (\Delta\theta_{of} - \Delta\theta_{oi}) \times \left(1 - e^{-\frac{t}{T_o}}\right) + \Delta\theta_{oi} \quad (3.8)$$

onde  $\Delta\theta_{oi}$  é a elevação inicial de temperatura do óleo;  $\Delta\theta_{of}$  é a elevação final de temperatura do óleo;  $t$  é o tempo, e;  $T_o$  é a constante térmica do óleo disponível no relatório de ensaio de elevação de temperatura do transformador.

*Enrolamento:*

$$\Delta\theta_{ea} = (\Delta\theta_{ef} - \Delta\theta_{ei}) \times \left(1 - e^{-\frac{t}{T_e}}\right) + \Delta\theta_{ei} \quad (3.9)$$

onde  $\Delta\theta_{ei}$  é a elevação inicial de temperatura do enrolamento;  $\Delta\theta_{ef}$  é a elevação final de temperatura do enrolamento;  $t$  é o tempo, e;  $T_e$  é a constante térmica do enrolamento do transformador, normalmente utilizado o valor padrão de 0,08 h.

Elevação de temperatura durante o resfriamento:

*Óleo:*

$$\Delta\theta_{or} = (\Delta\theta_{oi} - \Delta\theta_{of}) \times \left(e^{-\frac{t}{T_o}}\right) + \Delta\theta_{of} \quad (3.10)$$

*Enrolamento:*

$$\Delta\theta_{er} = (\Delta\theta_{ei} - \Delta\theta_{ef}) \times \left(e^{-\frac{t}{T_e}}\right) + \Delta\theta_{ef} \quad (3.11)$$

$$\Delta\theta_{of} = \Delta\theta_{on} \times \left( \frac{K_f^2 R + 1}{R + 1} \right)^n \quad (3.12)$$

onde:  $\Delta\theta_{on}$  é a elevação de temperatura do topo do óleo sobre a temperatura ambiente sob carga nominal;  $R$  é a relação entre as perdas em carga sob carga nominal e a perda em vazio;  $K_f$  é o carregamento percentual do transformador, e;  $n$  é o expoente usado no cálculo da elevação de temperatura do topo do óleo que depende do tipo do resfriamento.

$$\Delta\theta_{ef} = \Delta\theta_{en} \times (K_f^2)^m \quad (3.13)$$

onde  $\Delta\theta_{en}$  é a elevação de temperatura do ponto mais quente do enrolamento sob carga nominal sobre a temperatura do topo do óleo;  $K_f$  é o carregamento percentual do transformador;  $m$  é o expoente usado no cálculo da elevação de temperatura do ponto mais quente que depende do tipo do resfriamento.

Aplicando as equações acima descritas para o carregamento  $K_f$  a cada hora obtém-se a elevação do óleo sob a temperatura ambiente e a elevação do ponto mais quente do enrolamento sob a temperatura do óleo para a respectiva hora. Somando-se a temperatura ambiente e as elevações do óleo e do ponto mais quente do enrolamento, obtém-se a temperatura final do ponto mais quente, por:

$$T_f = T_a + (Elev. \text{ Óleo}) + (Elev. \text{ Enrol.}). \quad (3.14)$$

Dessa forma é possível obter as temperaturas a cada hora do ponto mais quente do enrolamento para cada um dos transformadores em operação durante o ano.

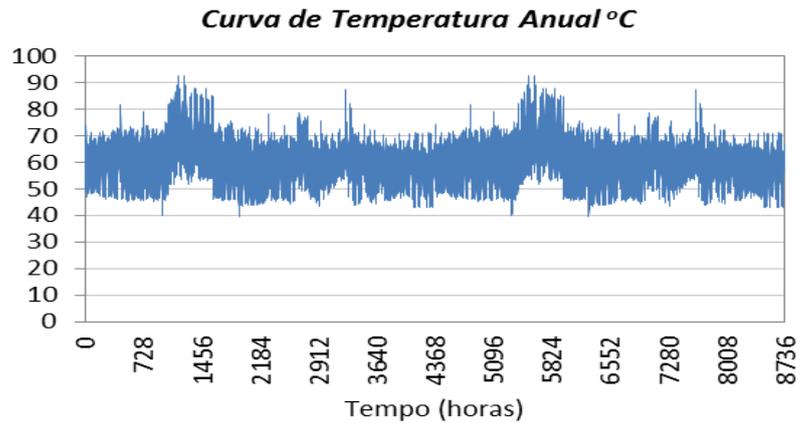


Fig. 3.7 – Curva horária de temperatura (Transformador 1 – SE BH Pampulha).

A perda de vida percentual ao longo de um período de  $\Delta t$  horas, durante o qual a temperatura do ponto mais quente do enrolamento,  $\theta_e$ , permanece constante, pode ser calculada por:

$$PV\% = 10 \left( A + \frac{B}{273 + \theta_e} \right) \times 100 \Delta t \quad (3.15)$$

onde  $A$  é igual a  $-14,133$  para transformadores de  $55^\circ\text{C}$  e  $-13,391$  para transformadores de  $65^\circ\text{C}$ ; e  $B$  é igual a  $6972,15$  para ambas as classes de elevação de temperatura.

Considerando, por exemplo, um transformador novo de 138-13.8 kV com potência de 25 MVA, submetido à curva horária de temperatura ilustrada na Fig. 3.7, obtém-se uma perda de vida de aproximadamente 0,31% no primeiro ano de uso, com o padrão ilustrado na Fig. 3.8.

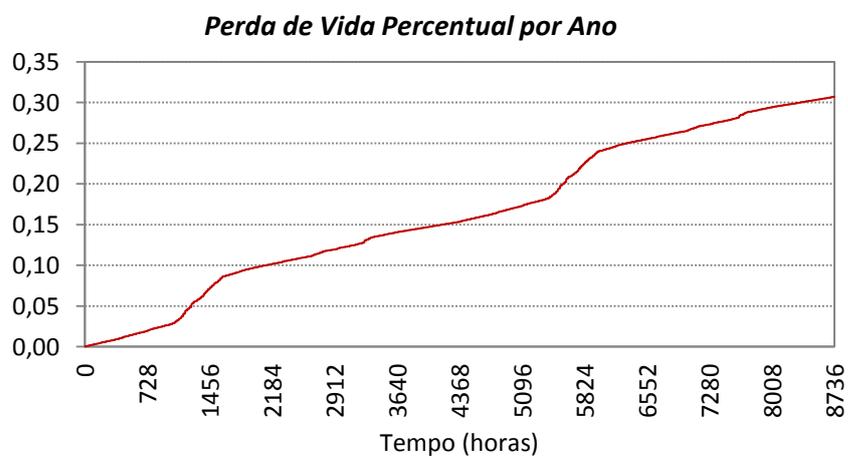


Fig. 3.8 – Perda de vida percentual no primeiro ano de funcionamento.

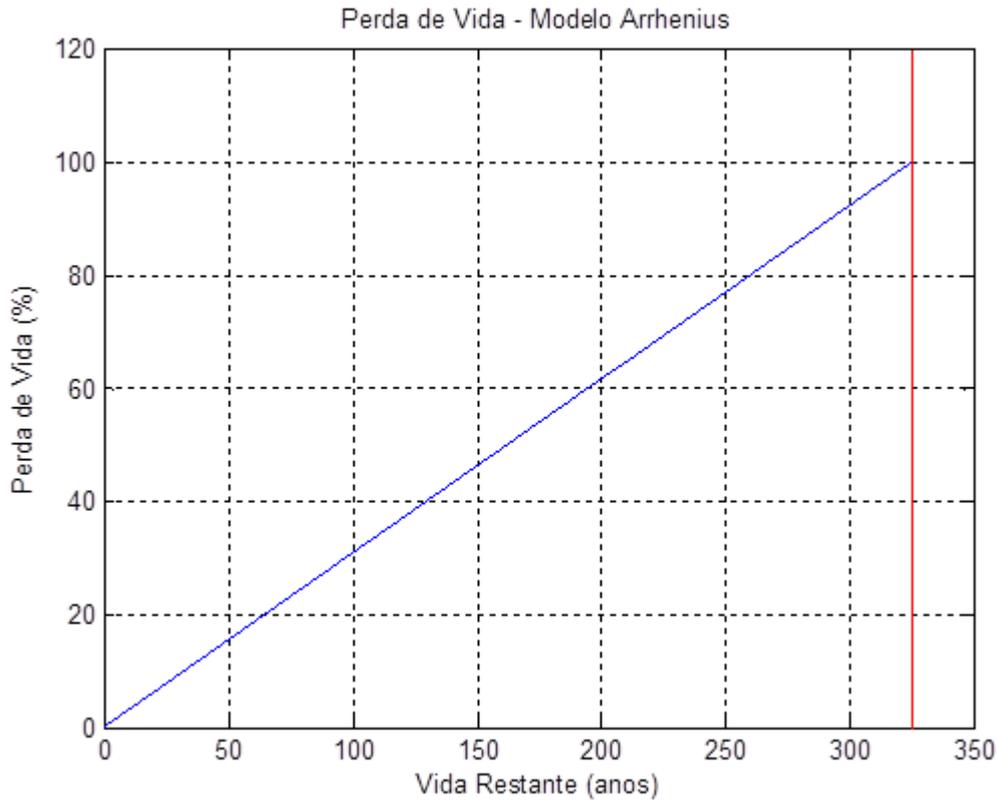


Fig. 3.9 – Perda de vida acumulada durante os anos de operação.

A Fig. 3.9 ilustra o comportamento da perda de vida percentual do transformador ao longo de sua vida operativa, admitindo que a condição térmica ilustrada na Fig. 3.8 se repita durante todos os anos. Note que 100% de perda de vida são atingidos em aproximadamente 325 anos de funcionamento.

Para o modelo Arrhenius-Impactos são necessárias as informações dos eventos que contribuem para o desgaste do equipamento e, conseqüentemente, para a redução de seu tempo de vida.

A Fig. 3.10 ilustra um caso hipotético de um transformador (com a curva de temperatura da Fig. 3.7) que sofreu 8 impactos moderados ao longo de sua vida operativa, que se estendeu por 52 anos. Note que a cada ocorrência de um impacto moderado, o transformador perde, instantaneamente, um determinado percentual de sua vida total (estimada inicialmente pelo modelo Arrhenius). Nos intervalos entre impactos, a perda de vida é calculada normalmente pela teoria de Arrhenius.

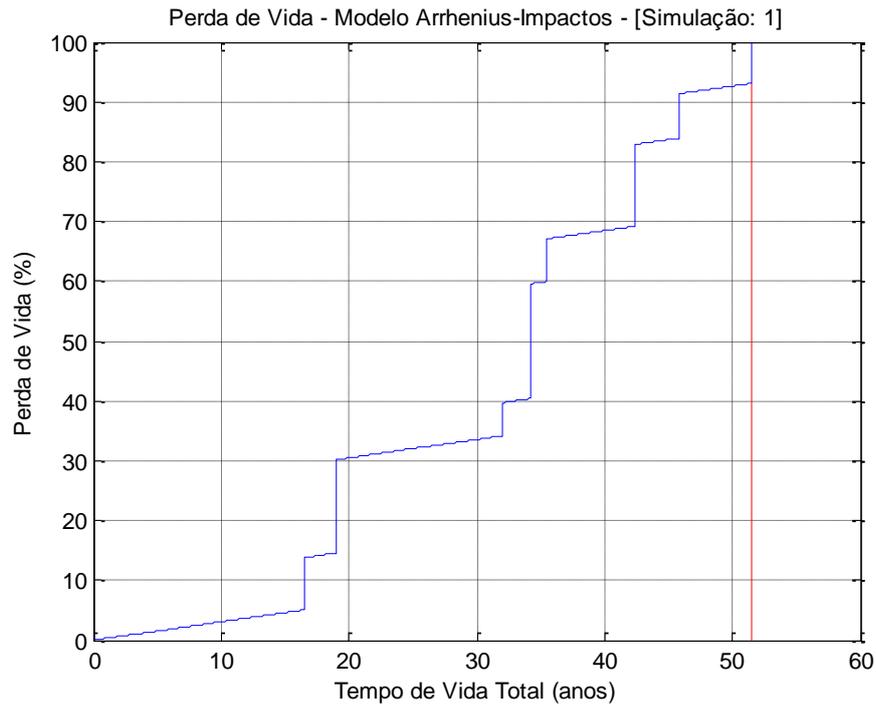


Fig. 3.10 – Consideração de impactos moderados.

A Fig. 3.11 ilustra uma situação em que um transformador sofreu um impacto fulminante com aproximadamente 48 anos de operação. Como esperado, em ambos os casos, o tempo de vida total do transformador é menor que os 325 anos estimados pelo modelo Arrhenius.

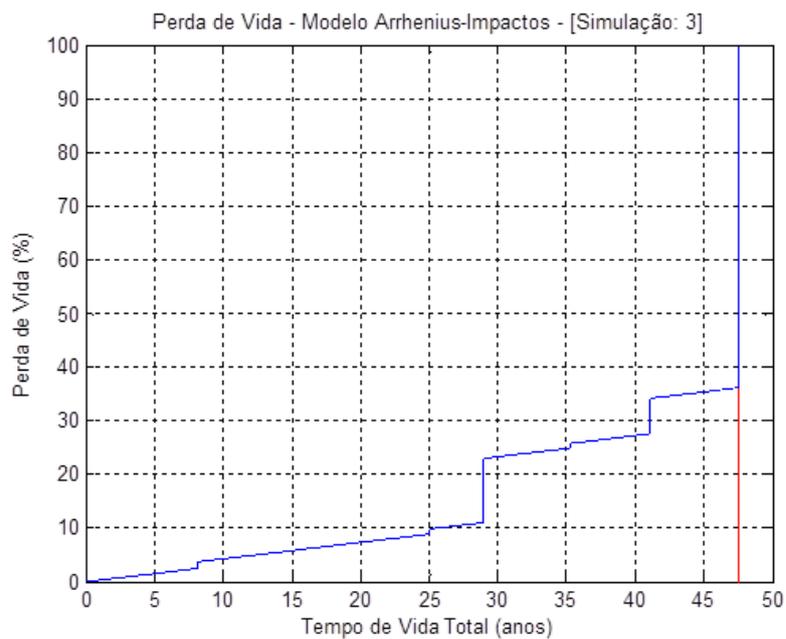


Fig. 3.11 – Consideração de impactos moderados e um impacto fulminante.

A natureza estocástica dos instantes de ocorrência e da intensidade dos impactos faz com que o tempo de vida total de um transformador seja adequadamente representado como uma variável aleatória, cuja distribuição de probabilidade pode ser determinada a partir de um algoritmo baseado em simulação Monte Carlo cronológica.

O modelo Arrhenius-Impactos consiste então na amostragem de um número suficientemente grande de períodos de vida (como os ilustrados na Fig. 3.10 e na Fig. 3.11), a partir dos quais serão elaborados os histogramas de tempo de vida de equipamento.

Os referidos histogramas constituem dados de entrada do programa destinado ao cálculo de índices de confiabilidade e custos de um sistema de transformadores com um estoque de equipamentos reservas.

A modelagem exata dos eventos e a determinação precisa de seus parâmetros são, sem dúvida, tarefas complexas e que exigem o tratamento de uma grande quantidade de dados históricos, que nem sempre estão disponíveis.

Os dados utilizados e disponibilizados pela CEMIG foram:

- Curvas de temperatura de operação calculadas a partir da medição da corrente [ABNT97] para todos os transformadores de 25 MVA, em 2011;
- Planilhas contendo os registros de curtos-circuitos ocorridos nos anos de 2009, 2010 e 2011 por subestação, discretizados por faixa de abrangência do número de consumidores (percentual relativo ao total de consumidores atendidos pela subestação);
- Uma planilha contendo informações sobre os transformadores atualmente em operação nas subestações, como potência nominal, sobrecarga máxima admissível, ano de instalação, etc.;
- Uma planilha com algumas informações sobre transformadores sinistrados a partir de 2003.

Observou-se o registro de 194.333 curtos-circuitos nos últimos 3 anos, dos quais 386 implicaram em perdas de vida significativas. O critério utilizado para classificar um curto-circuito como relevante ou não (para efeito de perda vida) se baseou na distância entre o ponto de ocorrência do curto-circuito e o transformador. Neste caso, quanto mais próximo do transformador, maior a perda de vida provocada pelo curto. Foram consideradas como relevantes as

ocorrências com atuação do disjuntor geral de 13,8kV. Isso, porque o tempo de atuação de um disjuntor geral é de aproximadamente 1 segundo, i.e., o dobro do tempo de atuação de um religador de alimentador. Por isso, além do tempo maior durante o qual o transformador alimenta a falta, o nível de curto poderá ser maior, caso o defeito seja entre o disjuntor e o religador (dentro da subestação).

A estimativa da distância foi feita com base no número de consumidores afetados a cada curto-circuito. Assim, quanto maior o percentual de consumidores afetados pelo curto-circuito, mais próximo da subestação ele ocorreu. A Tabela 3.5 apresenta os percentuais de corte considerados em função do número de transformadores instalados na subestação.

TABELA 3.5 – PERCENTUAIS DE CORTE

Número de Transformadores na Subestação	Percentual de Corte (acima deste percentual, o curto-circuito é considerado relevante)
1	70%
2	40%
3	30%
4	20%
5 ou mais	10%

Foi então calculada a taxa de ocorrência de curtos-circuitos por transformador por ano, diferenciada por subestação que tenha apresentado curtos-circuitos relevantes nos 5 últimos anos (no entanto, só foram considerados os 3 últimos anos, pois o histórico disponibilizado pela CEMIG contemplou apenas os anos de 2009, 2010 e 2011). Calculou-se ainda a taxa média de curtos circuitos (moderados) para todos os transformadores do sistema por:

$$Taxa_{mod} = \frac{\left( \begin{array}{c} \text{n}^\circ \text{ total de curtos relevantes} \\ \text{ocorridos no histórico} \end{array} \right)}{\left( \begin{array}{c} \text{n}^\circ \text{ médio de transf.} \\ \text{no campo por ano} \end{array} \right) \times \left( \begin{array}{c} \text{n}^\circ \text{ de anos no} \\ \text{histórico} \end{array} \right)}. \quad (3.16)$$

Inicialmente, estima-se o tempo de vida médio por Arrhenius, considerando-se a curva de carga de cada transformador da subestação. Depois, calcula-se a média das vidas observadas, i.e., a média das idades dos transformadores já sinistrados na referida subestação. A diferença em anos é então dividida pela vida média estimada através modelo Arrhenius e multiplicada por 100%, de forma a se obter a perda de vida percentual provocada pelos impactos. Finalmente, esta perda de vida percentual é dividida pelo número esperado de impactos sofridos pelo transformador (que é o produto da vida média, obtida no histórico de transformadores sinistrados, pela taxa de curto-circuito da sua subestação), resultando na perda de vida percentual média por impacto sofrido.

Calcula-se a perda de vida percentual média por impacto moderado, considerando todos os transformadores sinistrados. Matematicamente, tem-se:

$$PV_{mod} = \frac{1 - \left( \frac{\text{soma das idades observadas}}{\text{soma das vidas estimadas}} \right)}{Taxa_{mod} \times \left( \frac{\text{soma das idades observadas}}{\text{n}^\circ \text{ de transf. sinistrados}} \right)} \times 100\% . \quad (3.17)$$

Caso alguma subestação tenha histórico de transformadores sinistrados, mas apresente taxa de curto-circuito nula, as referidas falhas serão contabilizadas como impactos fulminantes. Neste caso, a taxa média de impactos fulminantes por transformador por ano é dada por:

$$Taxa_{ful} = \frac{\text{n}^\circ \text{ de transf. sinistrados em SEs com taxa}_{mod} \text{ nula}}{\text{n}^\circ \text{ médio de transf.} \times \text{n}^\circ \text{ de anos no histórico}} \quad (3.18)$$

Admitiu-se que as taxas médias de ocorrência de impactos moderados e fulminantes se mantêm aproximadamente constantes ao longo do tempo, o que garante o número de ocorrências destes impactos por ano segue uma distribuição de Poisson e, conseqüentemente, o intervalo de tempo entre duas ocorrências consecutivas de um mesmo tipo de impacto segue uma distribuição exponencial. Isso pode ser comprovado pela Fig. 3.12.

As planilhas apresentadas a seguir permitem o cálculo dos parâmetros a serem utilizados como dados de entrada do programa Arrhenius-Impactos. As Tabelas 3.6 a 3.9 representam valores extraídos de planilhas utilizadas na determinação de parâmetros necessários ao algorit-

mo Arrhenius-Impactos, como a taxa de ocorrência de impactos moderados e fulminantes, bem como a perda de vida máxima dos equipamentos por impacto moderado.

TABELA 3.6 – NOMES E FUNÇÕES DAS PLANILHAS

Nome	Função da Planilha
“Instalados”	Especificar a quantidade de transformadores instalados no sistema em cada ano do histórico.
“CC Ano 1” a “CC Ano 5”	Determinar a taxa de curtos-circuitos relevantes de cada subestação para os últimos 5 anos do histórico.
“CC Total”	Contabilizar os curtos-circuitos de todos os transformadores e calcular a taxa média de curto-circuito por transformador por ano.
“Redução”	Comparar os tempos de vida de transformadores sinistrados com os tempos estimados por Arrhenius e calcular a perda de vida média por curto-circuito.

TABELA 3.7 – RESUMO DOS DADOS E PARÂMETROS CALCULADOS

Descrição	Valor
Número de anos no histórico	3
Número atual de subestações	101
Número médio de transformadores por ano (de todas as potências)	209,00
Número total de curtos-circuitos no histórico	194336
Número de curtos-circuitos que contribuíram para redução de vida	386
Maior taxa de curto-circuito por transformador por ano	6,0000
Menor taxa (não nula) de curto-circuito por transformador por ano	0,1111
Número de subestações com taxa de curto-circuito igual a zero	39
Taxa média de curtos-circuitos por transformador por ano	<b>0,6156</b>

TABELA 3.8 – ESTIMATIVA MÉDIA DE PERDA DE VIDA PERCENTUAL POR CURTO-CIRCUITO

Descrição	Valor
Tempo total de vida dos transformadores de 25 MVA falhados (anos)	327
Tempo total de vida estimado pelo modelo Arrhenius (anos)	3865
Diferença total (anos)	3538
Número de transformadores de 25 MVA falhados no histórico	15
Número estimado de cc sofridos por transformadores falhados	201
Número de transformadores falhados em subestações com taxa de curto nula	2
Taxa média de ocorrência curtos-circuitos por transformador por ano	<b>0,6156</b>
Perda de vida percentual média a cada curto-circuito sofrido	<b>6,82</b>
Taxa média ocorrência de impactos fulminantes por transformador por ano	<b>0,0010</b>

TABELA 3.9 – AVALIAÇÃO ESTATÍSTICA DOS CURTOS-CIRCUITOS

Número de Curtos	Classe	Freq.	Probabilidade	
			Verificada	Poisson
0 a 1	1	40	0,6452	0,5403
1 a 2	2	16	0,2581	0,3326
2 a 3	3	4	0,0645	0,1024
3 a 4	4	1	0,0161	0,0210
4 a 5	5	0	0,0000	0,0032
5 a 6	6	1	0,0161	0,0004
6 a 7	7	0	0,0000	0,0000
7 a 8	8	0	0,0000	0,0000
8 a 9	9	0	0,0000	0,0000
9 a 10	10	0	0,0000	0,0000
Acima de 10	11	0	0,0000	0,0000
<b>Total</b>		<b>62</b>	<b>1,0000</b>	<b>1,0000</b>

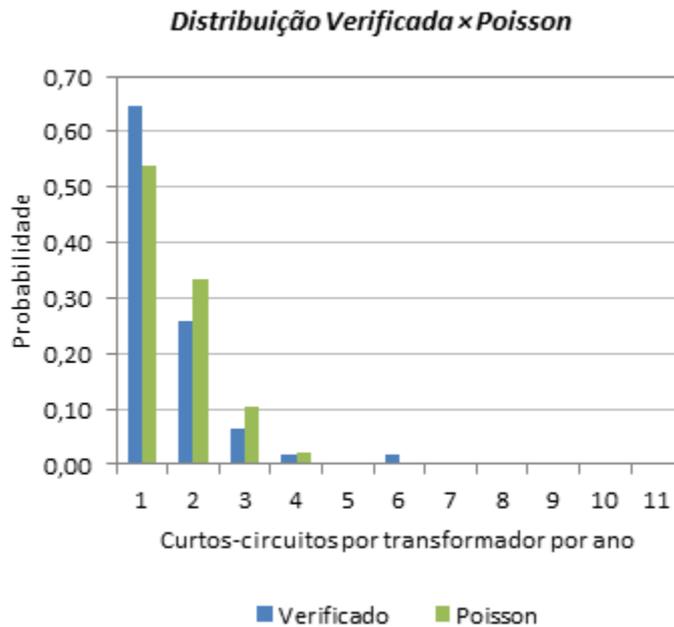


Fig. 3.12 – Comparativo entre a distribuição verificada e Poisson.

### 3.5. RESULTADOS DE SIMULAÇÃO

Os seguintes passos descrevem a simulação Monte Carlo cronológica utilizada na montagem do histograma do tempo de vida restante de um transformador com um número  $N$  desejado de amostras (e.g.,  $N = 50.000$ ).

#### 3.5.1 Algoritmo

1. Ler a curva de temperatura do transformador, o ano de instalação do transformador no campo, o ano cronológico atual e os parâmetros referentes aos impactos moderados e fulminantes;
2. Calcular a idade do transformador  $\rightarrow IT$ ;
3. Fazer  $i = 0$  (contador de simulações);
4. Se  $i > N$ , executar o passo 16, senão, continuar;
5.  $i = i+1$ ;
6. Admitir como instante inicial da análise o momento da instalação do transformador no campo;
7. Inicializar a vida total ( $VT = 0$ ) e a perda de vida atual ( $PV = 0$ );
8. Sortear os instantes dos impactos moderado ( $T_{mod}$ ) e fulminante ( $T_{ful}$ );

9. Admitir como  $T_{imp}$ , o menor valor entre  $T_{mod}$  e  $T_{ful}$ ;
10. Calcular, hora a hora, até chegar ao instante  $T_{imp}$  a perda de vida pelo modelo Arrhenius, acumulando este resultado em  $PV$ . Se em algum dos instantes intermediários  $PV$  atingir 100%, então:
  - Fazer  $VT =$  instante atual;
  - Voltar ao passo 4;Senão:
  - Continuar;
11. Se o impacto no instante  $T_{imp}$  for do tipo moderado:
  - Sortear a intensidade do impacto e acumular o resultado em  $PV$ ;
  - Sortear o instante do próximo impacto moderado e redefinir  $T_{mod}$ ;
12. Se  $PV < 100\%$ , então:
  - Voltar ao passo 9;Senão:
  - Fazer  $PV = 100\%$ ;
  - Fazer  $VT = T_{imp}$ ;
  - Ir para o passo 14;
13. Se o impacto no instante  $T_{imp}$  for do tipo fulminante:
  - Fazer  $PV = 100\%$ ;
  - Fazer  $VT = T_{imp}$ ;
  - Ir para o passo 14;
14. Se  $VT > IT$ , calcular o tempo de vida restante, i.e.,  $VR = VT - IT$  e armazenar este resultado em um vetor de tempos de vida restante;
15. Voltar ao passo 4;
16. Montar o histograma com os tempos de vida restante armazenados durante a simulação e calcular estatísticas como média, variância, etc.
17. Fim.

### 3.5.2 Tempos de Vida Restantes

Este algoritmo deve ser executado para cada transformador existente no campo. As Fig. 3.13, 3.14 ilustram, respectivamente, o histograma do tempo de vida restante (condicionados ao facto do transformador estar funcionando no início do período de análise) para um transformador novo e um transformador com 40 anos de uso.

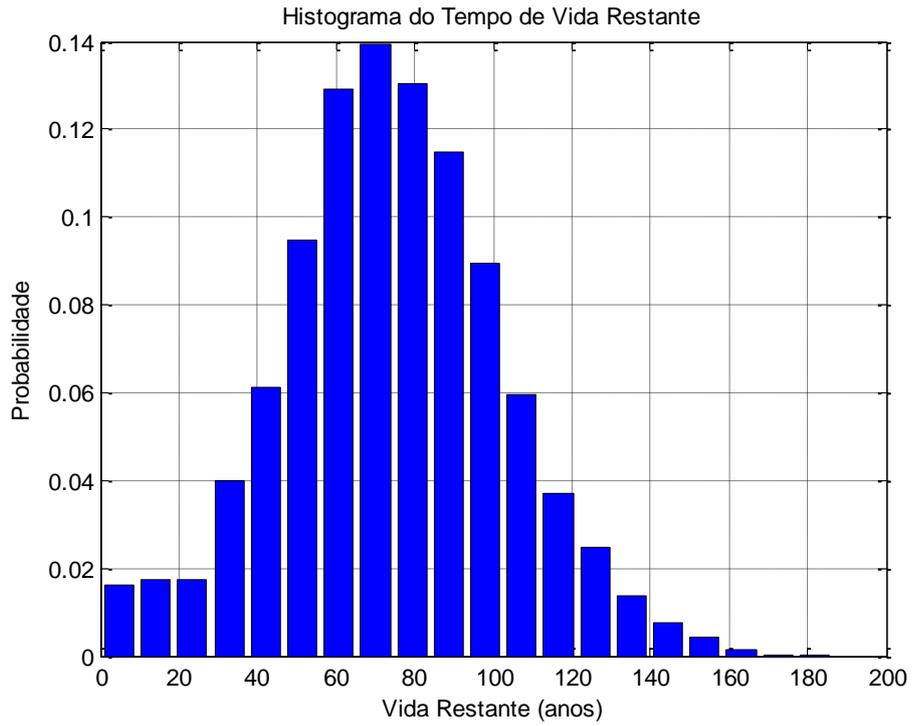


Fig. 3.13 – Histograma do tempo de vida restante (transformador novo).

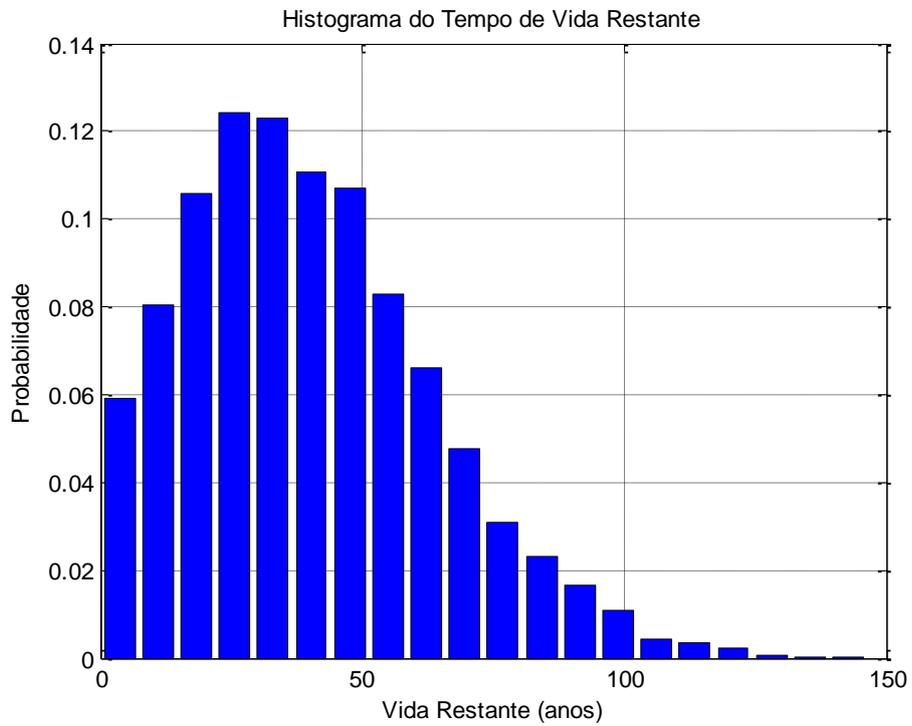


Fig. 3.14 – Histograma do tempo de vida restante (transformador com 40 anos de uso).

Observe que os tempos de vida restante condicionados tendem a se distribuir em torno de 74 anos para o transformador novo e 40 anos para o usado, indicando uma expectativa de vida restante menor para este último.

### 3.5.3 Resultados Preliminares

O programa Arrhenius-Impactos foi aplicado aos 176 transformadores do conjunto de 25 MVA. Cada simulação gerou 50.000 períodos, que, em um computador com *Intel Core i5*, exigiu cerca de 5 minutos de processamento para analisar os 176 transformadores.

O arquivo de saída para o Transformador 1 (SE Betim 2, T1) é apresentado a seguir.

```

=====
Programa para Montagem de Histogramas de Tempo de
Vida Restante de Transformadores de Subestações
Modelo Arrhenius-Impactos
=====

Caso: Relatório-9-----Resultados-Preliminares-----Trafo--[1]

Arquivo de dados: Dados_Rel_9_Adaptado.dat
Arquivo de saída: Trafo_1_Rel_9.out

=====
Dados do Sistema
=====

# Dados do Modelo Arrhenius

Parâmetros
-----
Constante a:          -14.133
Constante b:          6972.150
-----

Dados Gerais
-----
Ano de instalação:    1988
Mês de instalação:    1
Ano atual:             2012
Mês atual:             12
-----

Modelagem dos Impactos
-----
Taxa de curto-circuito (cc/ano):          0.6156
Perda de vida média (%/cc):              6.82
Taxa de impactos fulminantes (imp/ano):    0.0010
-----

```

Modelo da Temperatura

```
-----
Discretização:          horária
Pontos na curva:       8736
-----
```

```
=====
Resultados
=====
```

# Modelo Arrhenius

Efeito da Temperatura

```
-----
Idade atual do transformador (anos):    24.92
Vida total estimada (anos):            325.63
Perda de vida inicial (%):             7.66
Vida restante estimada (anos):         300.71
-----
```

# Modelo Arrhenius-Impactos

Resultados da SMC Cronológica

```
-----
Idade atual do transformador (anos):    24.92
Expectativa de vida total (anos):      22.87
Perda de vida inicial média (%):       93.27
Expectativa de vida restante (anos):    5.10
-----
```

```
-----
Probabilidade de ter falhado antes:    0.6425
Simulações realizadas:                 50000
Tempo de processamento (min):         8.2
Coef. de variação da vida total (%):   0.13
-----
```

Histograma da Vida Total (anos)

```
-----
```

Cls	Lim.Inf	Lim.Sup	Probab
1	0.01	2.89	0.00282000
2	2.89	5.77	0.00286000
3	5.77	8.65	0.00556000
4	8.65	11.52	0.02040000
5	11.52	14.40	0.05750000
6	14.40	17.28	0.11434000
7	17.28	20.16	0.15698000
8	20.16	23.04	0.17536000
9	23.04	25.92	0.15956000
10	25.92	28.80	0.12274000
11	28.80	31.68	0.08200000
12	31.68	34.56	0.04864000
13	34.56	37.44	0.02660000
14	37.44	40.31	0.01322000
15	40.31	43.19	0.00674000
16	43.19	46.07	0.00272000
17	46.07	48.95	0.00108000
18	48.95	51.83	0.00056000
19	51.83	54.71	0.00022000
20	54.71	57.59	0.00010000
Soma			1.00000000

```
-----
```

Histograma Cond da Vida Restante (anos)

Cls	Lim.Inf	Lim.Sup	Probab
1	0.00	1.63	0.23246056
2	1.63	3.27	0.19559136
3	3.27	4.90	0.15200850
4	4.90	6.53	0.12616090
5	6.53	8.17	0.09175338
6	8.17	9.80	0.06562605
7	9.80	11.44	0.04604453
8	11.44	13.07	0.03133042
9	13.07	14.70	0.02070046
10	14.70	16.34	0.01488195
11	16.34	17.97	0.00900750
12	17.97	19.60	0.00581851
13	19.60	21.24	0.00335683
14	21.24	22.87	0.00173436
15	22.87	24.50	0.00156652
16	24.50	26.14	0.00100705
17	26.14	27.77	0.00044758
18	27.77	29.41	0.00016784
19	29.41	31.04	0.00011189
20	31.04	32.67	0.00022379
Soma			1.00000000

De acordo com o modelo Arrhenius, este transformador (com 24,92 anos de idade) tem uma vida restante de 300,71 anos. Este modelo admite que a perda de vida inicial do transformador é de 7,66% (i.e.  $24,92/325,63 \times 100$ ). No entanto, esta previsão não considera que nos 24,92 anos de operação que precedem o instante atual, o transformador possa ter sofrido impactos moderados.

A aplicação do modelo Arrhenius-Impactos indica que este transformador tem uma perda de vida inicial média de 93,27%. Com isso, a expectativa de vida restante é de apenas 5,10 anos, contra 300,71 anos do modelo anterior. O programa avaliou que em 64,25% dos 50.000 períodos simulados, o referido transformador não atingiu a sua idade atual (24,92 anos).

As Fig. 3.15 e 3.16 ilustram, respectivamente, os histogramas do tempo de vida total e do tempo de vida restante deste transformador. As Fig. 3.17 e 3.18 exemplificam os histogramas reais do Transformador 5 (SE Betim 4, T5), com idade de 10 anos. Note como realmente a expectativa de vida restante (12,33 anos) é maior neste caso, já que o Transformador 5 tem menos tempo de uso.

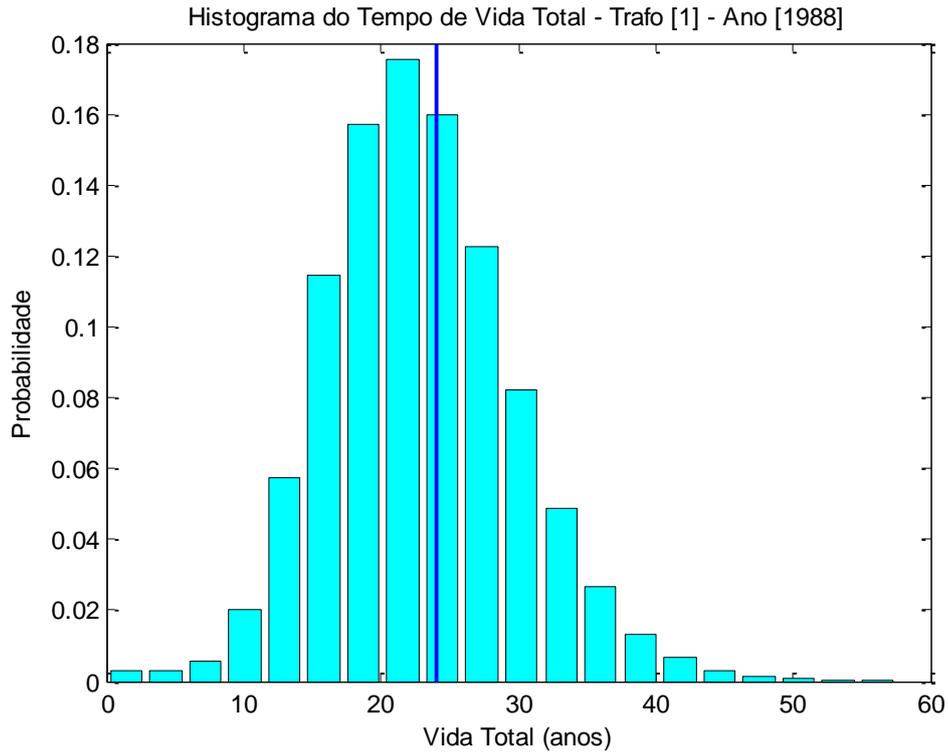


Fig. 3.15 – Histograma do tempo de vida total (Transformador 1).

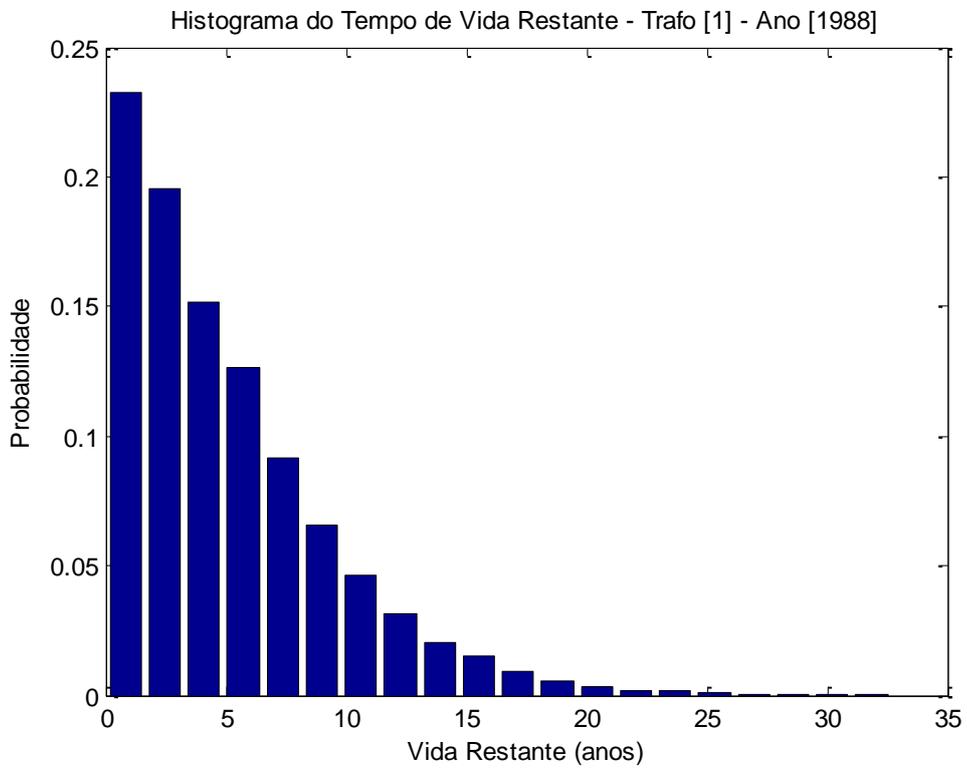


Fig. 3.16 – Histograma do tempo de vida restante (Transformador 1).

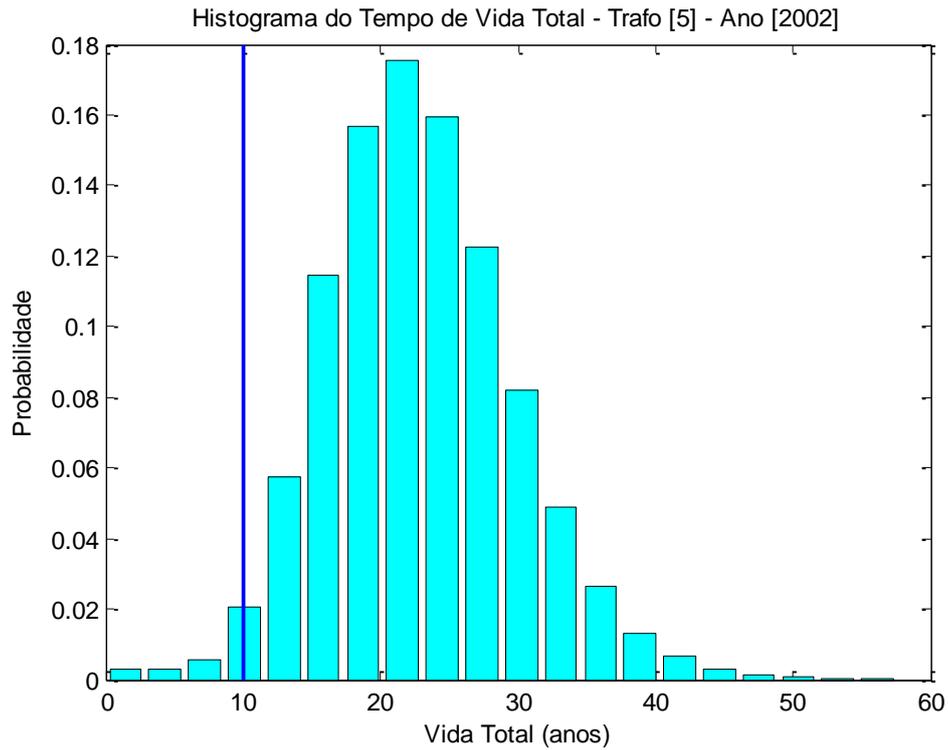


Fig. 3.17 – Histograma do tempo de vida total (Transformador 5).

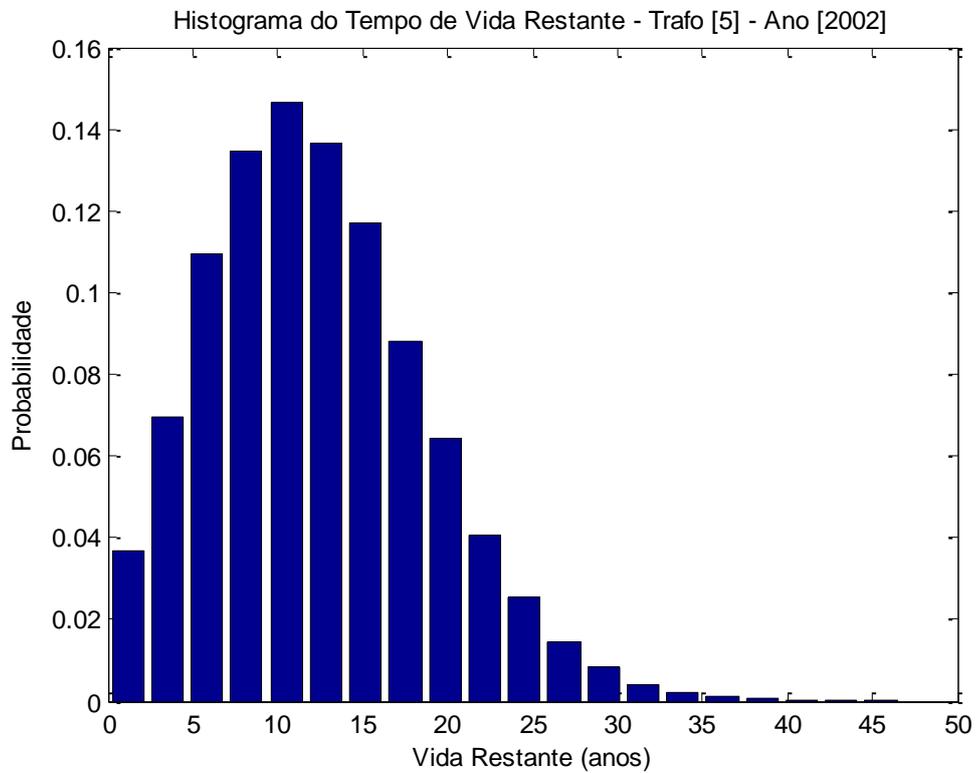


Fig. 3.18 – Histograma do tempo de vida restante (Transformador 5).

A Fig. 3.19 apresenta o histograma das idades atuais dos transformadores de 25 MVA da CEMIG. A média das idades atuais é de 25,45 anos; o transformador mais novo tem 6 anos, e, o mais antigo, 44.

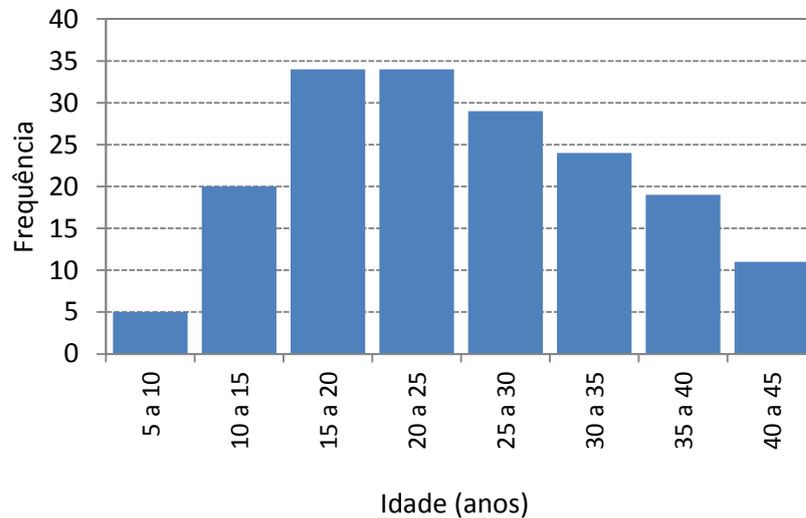


Fig. 3.19 – Histograma das idades atuais dos transformadores de 25MVA.

De acordo com os resultados obtidos nas simulações com o programa Arrhenius-Impactos, a média das expectativas de vida restante dos transformadores do parque de 25 MVA é de 5,95 anos. A Fig. 3.20 apresenta o histograma das expectativas de vida restante dos 176 transformadores. Neste caso, observe que 148 dos 176 transformadores (i.e., 84% dos equipamentos) têm expectativa de vida restante inferior a 8 anos.

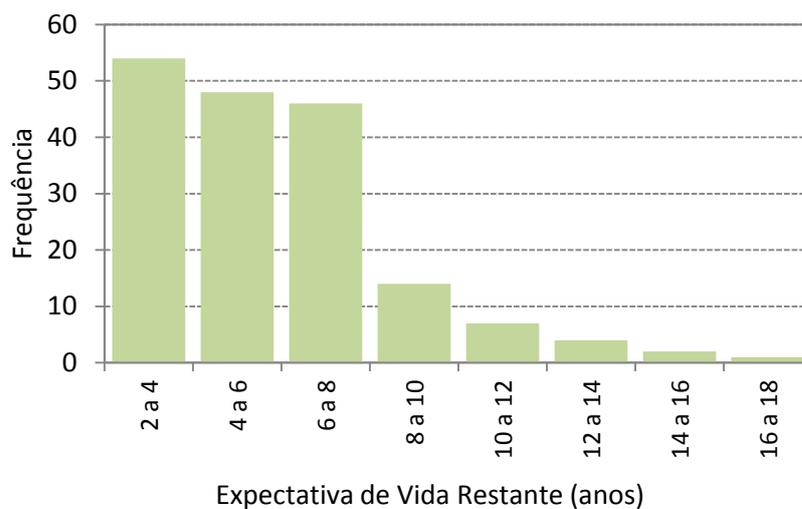


Fig. 3.20 – Histograma das idades atuais dos transformadores de 25MVA.

### 3.5.4 Aprimoramento do Modelo

Conforme mostrado anteriormente, o cálculo da perda de vida média por impacto é feita com base na diferença entre a vida média estimada pelo modelo Arrhenius e a média das vidas dos transformadores sinistrados no histórico da CEMIG. Os cálculos apresentados na Tabela 3.8 indicaram uma perda média de 6,82% a cada curto-circuito sofrido. Nesta análise, foram considerados somente os transformadores de 25 MVA.

Contudo, o sorteio da intensidade do impacto durante a simulação Monte Carlo exige também o conhecimento de sua distribuição de probabilidade. Para a realização das aplicações numéricas preliminares, considerou-se a distribuição uniforme entre 0 e o dobro da média estimada (i.e., entre 0 e 13,64%), como ilustra a Fig. 3.21.

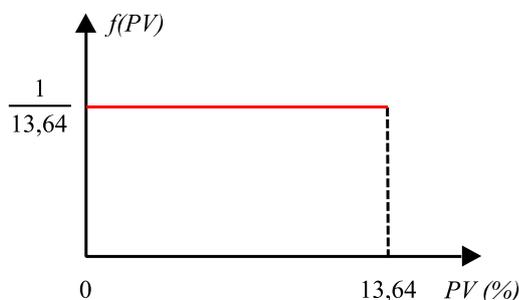


Fig. 3.21 – Distribuição uniforme entre 0 e o dobro da perda de vida média.

Considerando esta hipótese, os resultados obtidos indicaram uma expectativa de vida de 22,87 anos para um transformador novo, com a distribuição mostrada na Figura 3.22. De acordo com esta distribuição, a probabilidade de um transformador de 25 MVA ter vida superior a 40 anos é menor que 0,01.

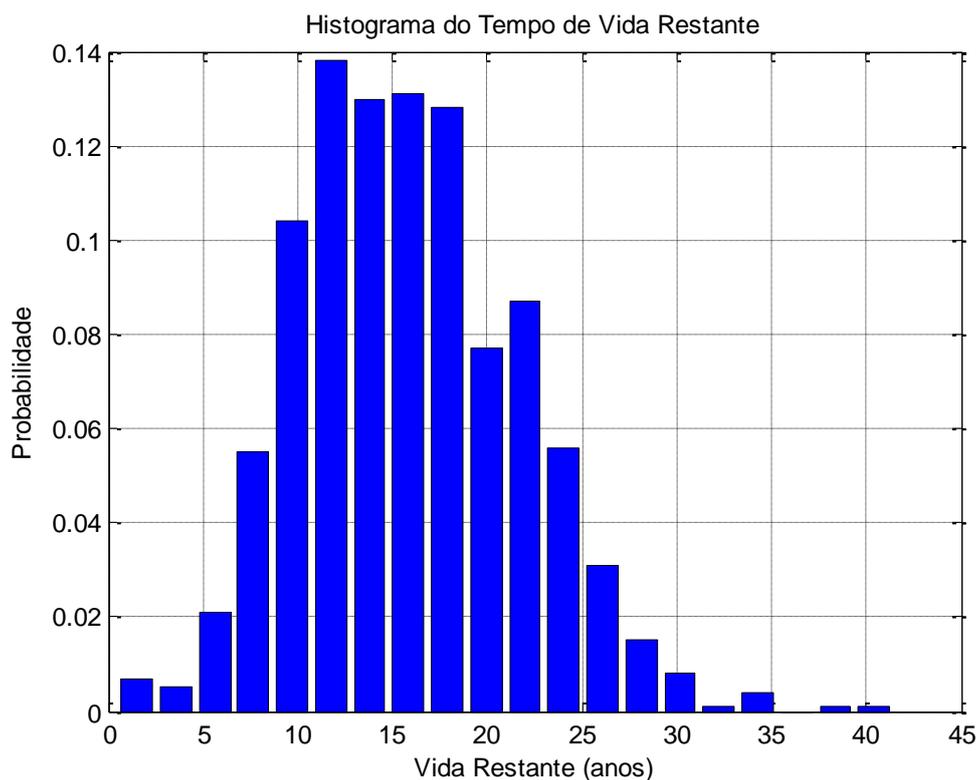


Fig. 3.22 – Distribuição do tempo de vida de um transformador novo.

Por outro lado, considerando que aproximadamente 30% dos transformadores de 25 MVA da CEMIG têm mais de 30 anos, conclui-se que a distribuição utilizada em caráter preliminar, dá origem a resultados muito pessimistas. As seguintes razões justificam tal comportamento:

- A determinação da perda de vida média por impacto foi feita considerando-se um histórico pequeno, com apenas 13 transformadores sinistrados, o que prejudica a significância estatística dos tempos de vida amostrados;
- Não há uma amostra considerável de transformadores com mais de 40 anos devido principalmente à idade de instalação do parque brasileiro. A Cemig, com 61 anos de existência, não possui um parque considerável com mais de 40 anos de forma que possamos ter uma estatística razoável de equipamentos com esse tempo de operação.

Em função das dificuldades apresentadas, optou-se por buscar formas alternativas para modelar a perda de vida por impacto, mesmo sabendo que seria necessário fazer algumas conjecturas.

Duas modelagens foram então sugeridas, admitindo que a perda de vida por impacto estimada na Tabela 3.8 representasse, em vez da média, o seu valor máximo, i.e., o maior valor possível para a perda de vida provocada por um impacto moderado. Esta hipótese se baseia no fato de que o parâmetro calculado anteriormente representa a perda de vida média por impacto sofrido pelos transformadores sinistrados, não levando em conta as perdas de vida sofridas pelos transformadores que ainda estão em operação, dos quais, muitos têm idade superior a 30 anos. Como estes ainda não foram sinistrados, não há como estimar sua perda de vida atual para utilizar no cálculo da perda de vida média por impacto.

Essa proposta tende a reduzir o valor de perda de vida provocada por um impacto sorteado na simulação Monte Carlo, e, conseqüentemente, aumenta a expectativa de vida calculada a partir do algoritmo Arrhenius-Impactos. As distribuições consideradas são apresentadas a seguir.

#### *Distribuição Retangular*

Nesta representação, considera-se que a perda de vida provocada por um impacto moderado apresente distribuição uniforme (retangular) entre 0 e a perda de vida máxima ( $PV_{max}$ ). A Fig. 3.23 mostra que qualquer intervalo de perda de vida tem a mesma probabilidade.

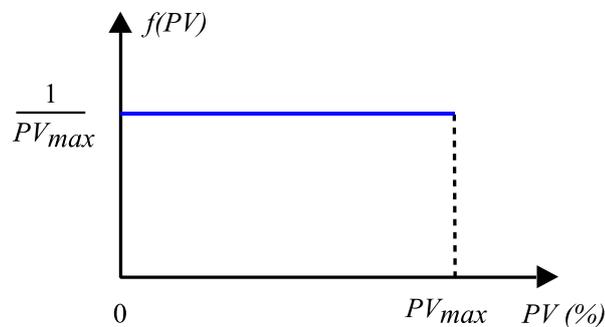


Fig. 3.23 – Distribuição uniforme entre 0 e a perda de vida máxima.

Note que a perda de vida média por impacto equivale à metade de  $PV_{max}$ .

#### *Distribuição Triangular*

A figura 3.24 ilustra a distribuição triangular entre 0 e  $PV_{max}$ . O objetivo desta distribuição é propiciar uma modelagem em que os impactos de menor intensidade sejam mais prováveis que os impactos mais severos.

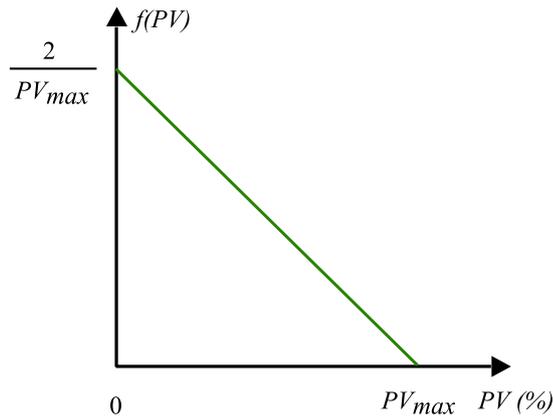


Fig. 3.24 – Distribuição triangular entre 0 e a perda de vida máxima.

Por exemplo, a probabilidade de ocorrer uma perda de vida com intensidade maior que a metade do valor máximo vale 0,5 na distribuição retangular e 0,25 na distribuição triangular, como ilustra a Fig. 3.25.

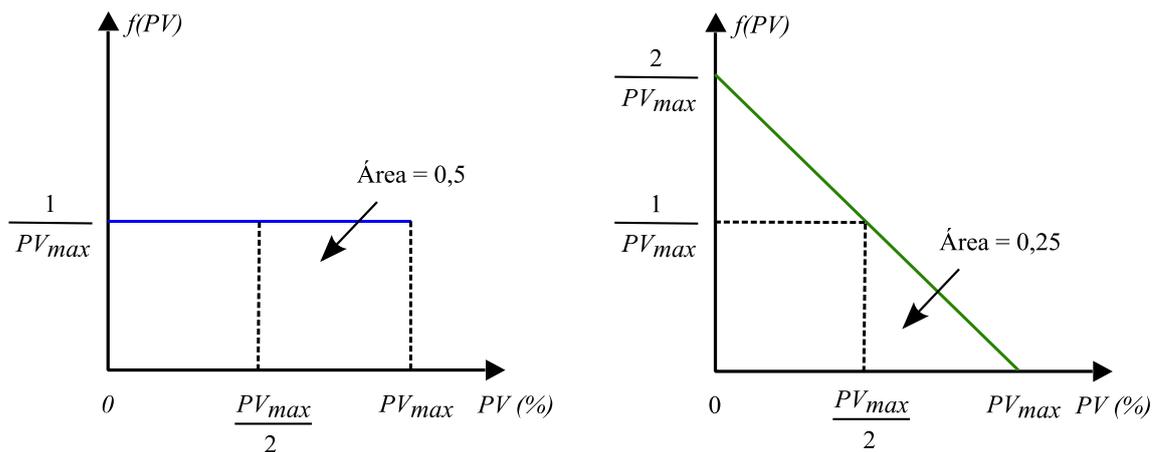


Fig. 3.25 – Exemplificação do cálculo de probabilidade.

Na distribuição triangular, a perda de vida média por impacto é obtida por

$$PV_{med} = \int_0^{PV_{max}} PV \times f(PV) \times dPV \quad (3.19)$$

que, para a distribuição triangular, resulta em

$$PV_{med} = \frac{PV_{max}}{3} \quad (3.20)$$

Na simulação Monte Carlo, o sorteio da intensidade do impacto pelas distribuições retangular e triangular segue, respectivamente, as expressões:

$$PV = u \times PV_{max} \quad (3.21)$$

$$PV = PV_{max} \times (1 - \sqrt{u}) \quad (3.22)$$

onde  $u$  é um número pseudo-aleatório com distribuição uniforme entre 0 e 1.

O programa Arrhenius-Impactos foi aplicado duas vezes ao parque de transformação de 25 MVA da CEMIG. Na primeira, utilizou-se a distribuição retangular para o sorteio das intensidades dos impactos moderados. Na segunda aplicação, foi utilizado a distribuição triangular.

A estimativa dos parâmetros (taxa média de ocorrência curtos-circuitos, intensidade máxima da perda de vida por curto-circuito e taxa média de ocorrência de impactos fulminantes) foi feita a partir de uma planilha em *Microsoft Excel*. Os parâmetros calculados na planilha são:

- Taxa de ocorrência de impactos moderados: 0,6127 impactos/ano;
- Perda de vida máxima por impacto moderado: 6,96%;
- Taxa de ocorrência de impactos fulminantes: 0,0009 impactos/ano.

Com isso, as distribuições utilizadas pelo programa possuem as funções densidade de probabilidade apresentadas na Fig. 3.26.

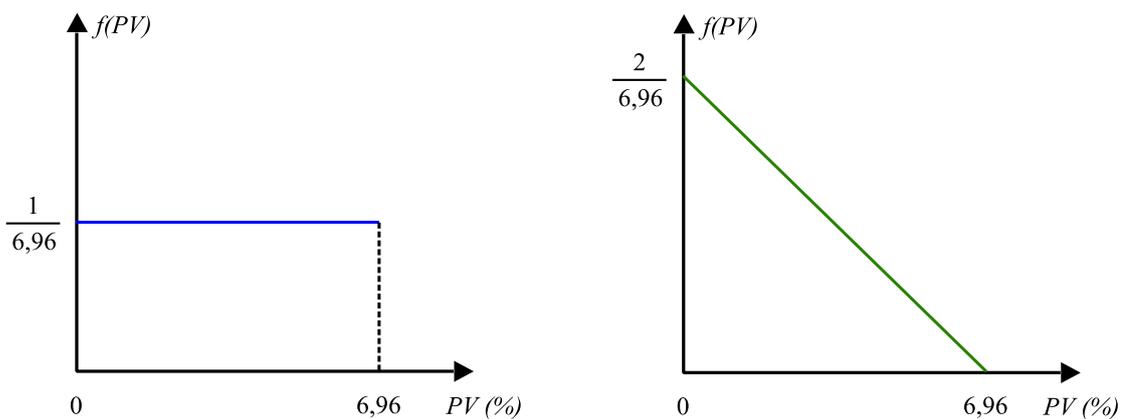


Fig. 3.26 – Exemplificação do cálculo de probabilidade.

Ao se aplicar a distribuição retangular, a perda de vida média por impacto moderado resulta em  $6,96/2 = 3,48\%$ . No caso da distribuição triangular, a perda de vida média por impacto moderado calculada é de  $6,96/3 = 2,32\%$ . Para cada execução do programa, são obtidos 177 arquivos de saída referentes aos 177 transformadores e 344 gráficos em MATLAB, com os histogramas dos transformadores atuais e novos. Foram gerados dois arquivos com os histogramas de todos os transformadores atuais (histogramas\_smc06\_atuais.out) e novos (histogramas\_smc06\_novos.out).

As Fig. 3.27 e 3.28 apresentam os histogramas do tempo de vida restante do Transformador 3 da SE Araguari 2, considerando-se, respectivamente, a distribuição retangular e a distribuição triangular da intensidade do impacto.

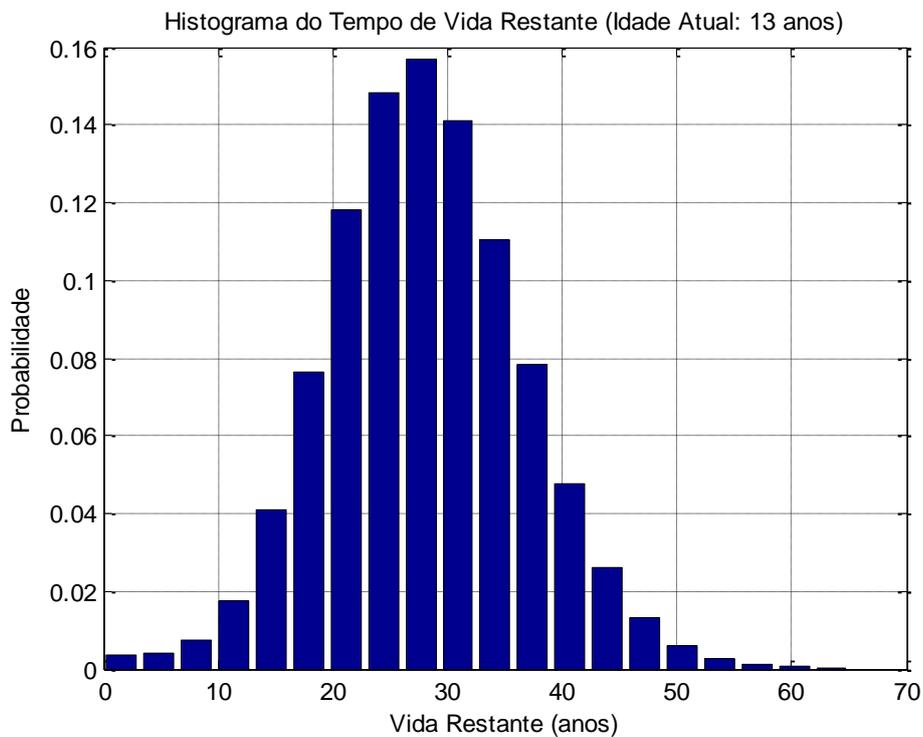


Fig. 3.27 – Histograma do tempo de vida restante do transformador atual (retangular)  
 [Perda de vida inicial média (%): 32,67; expectativa de vida restante (anos): 28,04].

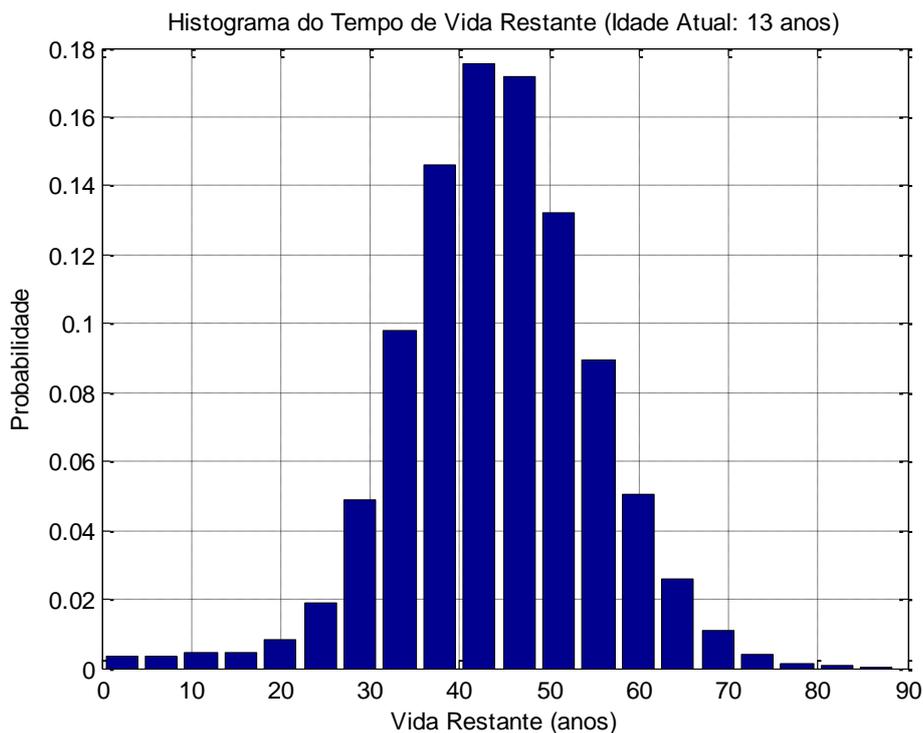


Fig. 3.28 – Histograma do tempo de vida restante do transformador atual (Triangular)  
[perda de vida inicial média (%): 23,63; expectativa de vida restante (anos): 44,03]

Observe nas Fig. 3.27 e 3.28 que o histograma associado à distribuição triangular apresenta uma média (44,03 anos) que é 35% maior que a obtida com a utilização da distribuição retangular (32,67 anos). Este resultado mostra que a distribuição e o valor médio da intensidade dos impactos moderados exercem grande influência sobre a expectativa de vida restante dos transformadores, e, conseqüentemente, sobre os índices de desempenho a serem obtidos com a aplicação do programa de análise de confiabilidade.

A verificação de qual dentre as duas modelagens é a mais adequada ainda deverá ser feita novamente no futuro com a aquisição de novos dados de falhas, embora a falta de dados históricos de transformadores sinistrados represente uma grande dificuldade para a realização desta tarefa.

Alguns resultados referentes ao parque de transformação de 25 MVA são apresentados na Tabela 3.10.

TABELA 3.10 – RESULTADOS DO PROGRAMA ARRHENIUS-IMPACTOS

Parâmetro	Retangular	Triangular
Expectativa de vida restante dos transformadores atuais (anos)	17,3	32,1
Expectativa de vida total dos transformadores novos (anos)	40,4	56,2

### 3.6. CONCLUSÕES

Este capítulo apresentou a versão final da metodologia Arrhenius-Impactos, responsável pela elaboração dos histogramas dos tempos de vida restante de transformadores de subestações, considerando, de forma conjunta, o envelhecimento do sistema isolante através da teoria de Arrhenius e a perda de vida provocada por impactos moderados e fulminantes.

Entre as principais conclusões obtidas, podem-se listar:

- As expectativas de vida dos transformadores calculadas segundo o modelo de envelhecimento de Arrhenius, que considera apenas o envelhecimento térmico do papel isolante, quando mantidos sob controle os contaminantes do óleo, apresentam considerável diferença em relação aos valores médios de tempos de vida dos transformadores de subestações da Cemig. Os valores obtidos através de Arrhenius levariam certamente a superestimar as expectativas de vida, se comparadas aos valores observados.
- Observou-se uma grande diferença entre as estimativas de vida restante pelo modelo Arrhenius (exclusivamente térmico) e o modelo Arrhenius-Impactos (que considera a perda de vida provocada por curtos-circuitos e descargas atmosféricas);
- Os histogramas de tempo de vida total obtidos são coerentes com os tempos de vida observados a partir do histórico de transformadores sinistrados, indicando a consistência dos parâmetros calculados através da análise dos curtos-circuitos a partir da base de dados fornecida pela CEMIG.

# CAPÍTULO 4

## METODOLOGIA BASEADA EM SIMULAÇÃO MONTE CARLO CRONOLÓGICA

### 4.1. INTRODUÇÃO

**E**ste capítulo descreve os principais aspectos teóricos referentes à nova metodologia para avaliação de confiabilidade de um sistema de transformadores. O modelo apresentado foi desenvolvido para generalizar a aplicabilidade da metodologia anteriormente proposta e corrigir as principais limitações dos modelos analisados no Capítulo 2.

O Capítulo 2 apresentou dois modelos baseados em simulação Monte Carlo cronológica aplicáveis à avaliação de confiabilidade e custos de um sistema de transformadores com um estoque de reservas. Os referidos modelos foram denominados SMC-01 e SMC-02.

No modelo SMC-01, os transformadores devem ser idênticos, embora não precisem ter tempos de funcionamento e aquisição exponenciais. Neste caso, as distribuições de probabilidade dos tempos envolvidos são informadas a partir de expressões analíticas [BA83] e.g., normal, lognormal, etc.

O modelo SMC-02 foi então criado a partir de uma modificação do SMC-01. Neste modelo, a especificação das distribuições de probabilidade dos tempos de funcionamento e reposição do estoque passou a ser feita por meio de impulsos discretos (função massa). Esta modificação torna possível utilizar distribuições de probabilidade discretas de tempos de funcionamento obtidas a partir de dados históricos e processos de simulação, sem a necessidade de sua representação através de uma distribuição teórica. Este modelo permitiu que transformadores diferentes fossem considerados na composição do sistema.

Contudo, a estrutura da simulação Monte Carlo utilizada por ambos os modelos considera que ao ocorrer a falha de um equipamento em um dado ponto do sistema, este é substituído por

outro idêntico, apresentando a mesma distribuição para os tempos de funcionamento. Essa premissa, no entanto, é incompatível com a necessidade de se considerar o envelhecimento dos equipamentos, uma vez que ao se substituir um transformador usado por um novo do estoque, as distribuições de probabilidade envolvidas serão diferentes.

Do exposto acima, optou-se pelo desenvolvimento de uma nova metodologia e um novo programa computacional capazes de levar em consideração a dinâmica do envelhecimento dos transformadores em operação no sistema e sua substituição por transformadores novos no decorrer do processo de simulação Monte Carlo [BL94, D00].

Como será mostrado nas próximas seções, o novo modelo SMC-03 tem uma estrutura significativamente diferente das anteriores e, além de estar preparada para eliminar os problemas expostos acima, permitirá a identificação de uma estratégia ótima para a formação dos estoques de transformadores reservas ao longo de um horizonte de planejamento previamente especificado.

## **4.2. MODELO CRONOLÓGICO BÁSICO**

A metodologia proposta para o dimensionamento ótimo do número de equipamentos reservas consiste em duas etapas. Na primeira, a teoria de Arrhenius é combinada com uma modelagem de impactos para encontrar a distribuição de probabilidade do tempo de vida restante de cada equipamento. A segunda etapa consiste em uma simulação Monte Carlo Cronológica de todo o sistema, utilizando as distribuições de probabilidade encontradas na etapa anterior. Ambas as etapas da metodologia já foram discutidas detalhadamente em capítulos anteriores.

Esta metodologia permite uma representação dinâmica do sistema, considerando diretamente a influência do envelhecimento de equipamentos e também dos impactos ocorridos. Além disso, as distribuições dos tempos de vida restante serão diferenciadas por equipamento, considerando as diferentes condições operativas (e.g. perfil de carregamento, histórico de impactos, temperatura ambiente) de cada um. Contudo, este grau de detalhamento nas simulações requer um bom registro do comportamento passado do sistema, pois muitas informações precisam ser extraídas dos históricos operativos dos equipamentos. Assim, a principal dificuldade da metodologia proposta não está na complexidade dos modelos probabilísticos nem na aplica-

ção da teoria de Arrhenius, mas na necessidade de um número suficiente de dados, tanto quantitativamente como qualitativamente.

O modelo de simulação Monte Carlo proposto denominado SMC-03 foi desenvolvido para que transformadores com diferentes idades e níveis de exposição a impactos como curto-circuitos, descargas atmosféricas e outros eventos pudessem ser considerados na avaliação de confiabilidade.

A Fig. 4.1 ilustra o início da simulação de um sistema com 5 transformadores com idades diferentes. O instante “0” representa o momento presente em que se conhece o estado de cada equipamento, i.e., disponível (*up*) ou avariado (*dn*). A avaliação de confiabilidade se dará entre  $t_0$  (início do primeiro ano do período de análise) e  $t_f$  (fim do último ano do período de análise).

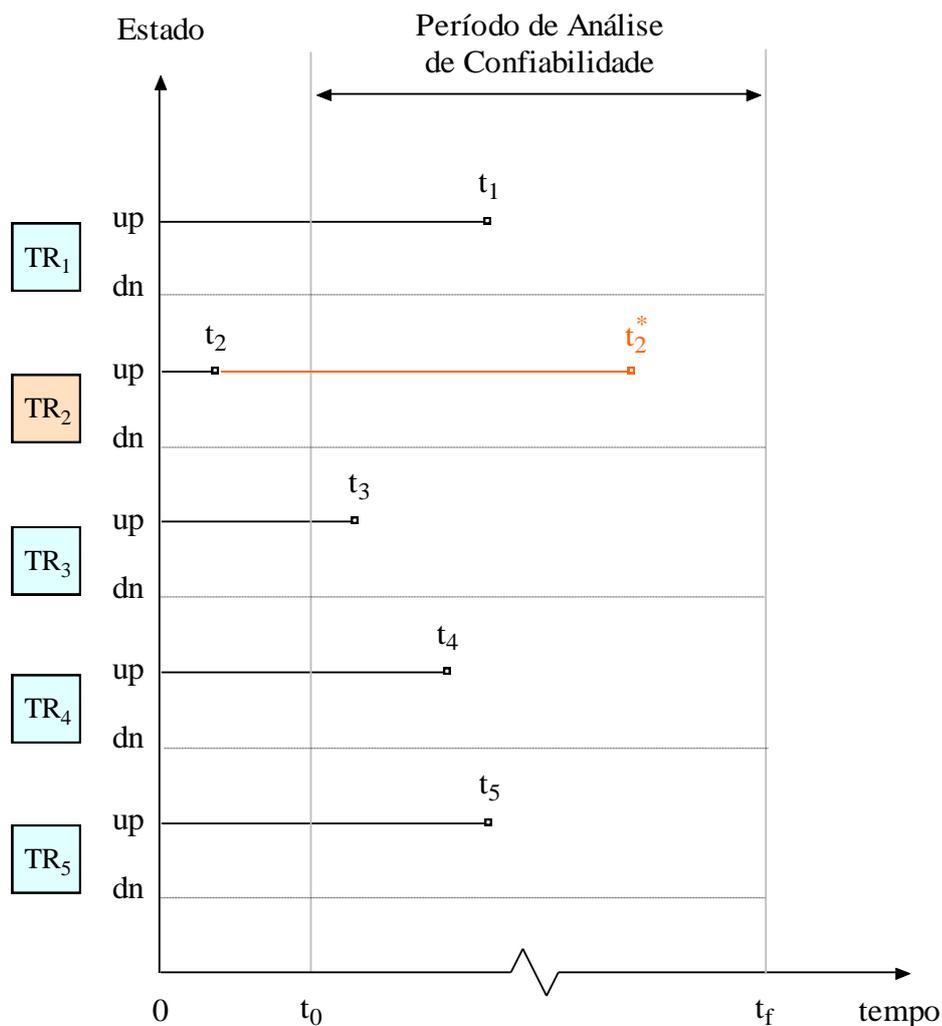


Fig. 4.1 – Simulação de um sistema com 5 transformadores.

Na amostra apresentada na Fig. 4.1, o transformador TR<sub>2</sub> falha antes no instante  $t_0$ . Admitindo-se a existência de um transformador reserva no estoque e desprezando seu tempo de instalação, é possível sortear o instante  $t_2^*$  em que ocorrerá a falha deste equipamento. Este sorteio não deve considerar a distribuição de probabilidade do TR<sub>2</sub> avariado (que, no início da simulação, já era usado), mas a distribuição do TR<sub>2</sub> atual, que é novo. Assim, cada transformador terá duas distribuições de probabilidade associadas, uma para o transformador atual (ou usado) e outra para o transformador novo que irá substituí-lo no futuro.

Esta situação mostra que a metodologia proposta considera a existência de equipamentos com idades diferentes em operação no campo e trata adequadamente a substituição de um equipamento usado por outro com as mesmas características, porém novo.

A falha de TR<sub>2</sub> no instante  $t_2$  inicia também o processo de aquisição de um novo transformador para substituir o que foi retirado do estoque. O tempo necessário para que este novo equipamento esteja disponível pode ser modelado por uma variável aleatória, e, portanto, caracterizado por uma distribuição de probabilidade.

Dependendo do tempo necessário para a chegada do novo equipamento e do número de reservas remanescentes no estoque, o sistema poderá continuar em estado de sucesso ou apresentar uma falha após a avaria de outro transformador no campo. Considere por exemplo que com a retirada do transformador reserva para substituir TR<sub>2</sub>, o estoque tenha ficado vazio. Se a reposição deste equipamento ocorrer antes de  $t_3$  (instante da próxima falha sorteada na Fig. 4.2), o sistema ainda continuará em estado de sucesso.

Por outro lado, se o novo equipamento for disponibilizado apenas no instante  $t_r$  (posterior a  $t_3$ ) como mostra a Fig. 4.2, o sistema ocupará o estado de falha entre  $t_3$  e  $t_r$ . Neste caso, o novo transformador adquirido não será encaminhado ao estoque, mas instalado diretamente no campo para compor o número de transformadores necessários ao funcionamento do sistema. Observe ainda que a falha de TR<sub>3</sub> inicia o processo de aquisição de outro transformador, cuja duração será determinante para o sucesso ou a falha do sistema, considerando-se futuras avarias dos demais equipamentos.

O processo de simulação Monte Carlo consiste na análise de um grande número de períodos conforme o ilustrado na Fig. 4.1, para um sistema com um número conhecido de transformadores em operação no campo e um estoque de reservas.

Além dos tempos de funcionamento dos transformadores ilustrados na Fig. 4.1, a simulação Monte Carlo deverá realizar o sorteio de tempos de reposição dos estoques de acordo com uma distribuição de probabilidade.

De um modo geral, toda a dinâmica envolvendo falhas de equipamentos, reposições de estoque e interrupções ao fornecimento de energia serão representadas no algoritmo de simulação, permitindo o cálculo de índices de confiabilidade para o sistema em questão.

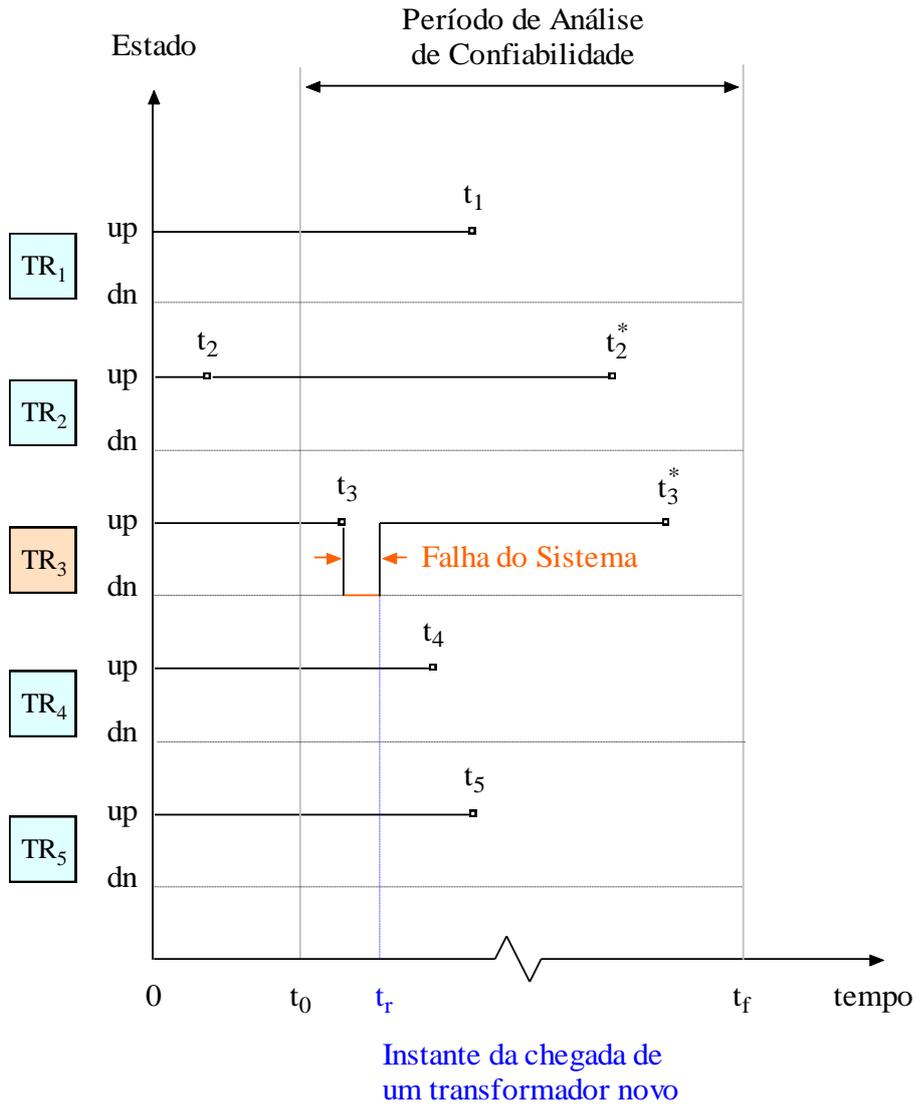


Fig. 4.2 – Ilustração de uma condição de falha do sistema.

A seguir, são apresentados os principais índices de confiabilidade a serem calculados ao longo da simulação. Serão calculados índices gerais e índices para cada ano do período de avaliação, com o intuito de identificar possíveis momentos em que o sistema apresente-se menos confiá-

vel. Assim, a metodologia poderá indicar os momentos mais adequados ao aumento do estoque, permitindo, sempre que possível, postergar os investimentos necessários.

(i) *Disponibilidade do Sistema:*

A disponibilidade corresponde à relação entre o tempo total de funcionamento do sistema durante o período considerado e a duração do referido período. Assim:

$$P = \frac{\text{Tempo de funcionamento durante o período}}{\text{Duração do período}}. \quad (4.1)$$

(ii) *Frequência de Falha:*

Este indicador representa o número esperado de falhas do sistema por unidade de tempo e corresponde a:

$$f = \frac{\text{Número de falhas do sistema no período}}{\text{Duração do período}}. \quad (4.2)$$

(iii) *Duração Média da Falha:*

A duração média da falha corresponde ao tempo médio durante o qual o sistema terá parte da carga interrompida, a cada vez que ocorrer uma falha. Matematicamente,

$$D = \frac{\text{Tempo total de falha no período}}{\text{Número de falhas do sistema no período}}. \quad (4.3)$$

(iv) *Potência Média Não Suprida:*

A EPNS (sigla utilizada para *Expected Power Not Supplied*) representa a potência equivalente que o sistema deixa de suprir continuamente à sua demanda em consequência de suas falhas.

Assim:

$$EPNS = \frac{\text{Energia total não fornecida no período}}{\text{Duração do período}}. \quad (4.4)$$

As equações anteriores continuam válidas para os índices anuais se o período de análise for substituído pelo ano de interesse.

O programa computacional para análise de confiabilidade deverá seguir a estrutura organizada no fluxograma da Fig. 4.3, onde NP representa o número de períodos de análise (e.g., 10 anos) simulados.

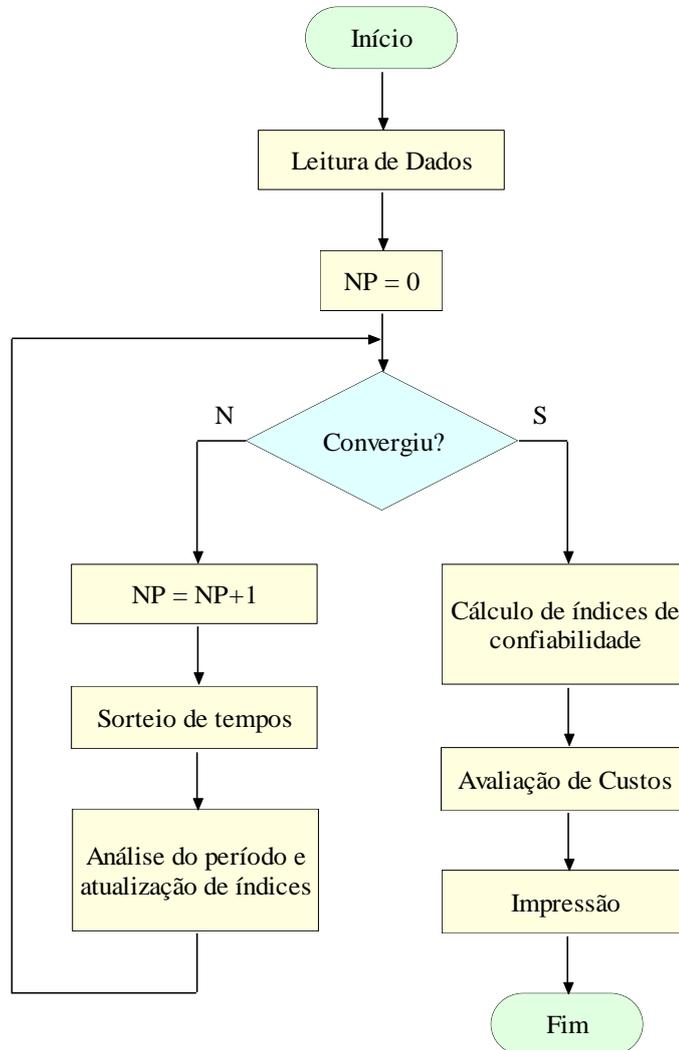


Fig. 4.3 – Fluxograma do programa de análise de confiabilidade.

### 4.3. EVOLUÇÃO DOS MODELOS

#### 4.3.1. Simulação com Tempos de Funcionamento Discretos Exponenciais (SMC-03)

A Fig. 4.4 ilustra o início do processo de simulação de um sistema hipotético formado por 5 transformadores de mesma classe de tensão e potência, a princípio, com idades diferentes.

O algoritmo proposto, denominado SMC-03, admite o instante 0 como o dia 1º do mês atual do ano corrente e  $t_f$  como o dia 31 de dezembro do último ano do período de análise. É possível, portanto definir um período de análise que é o intervalo de tempo em que se deseja avaliar os índices de confiabilidade do sistema.

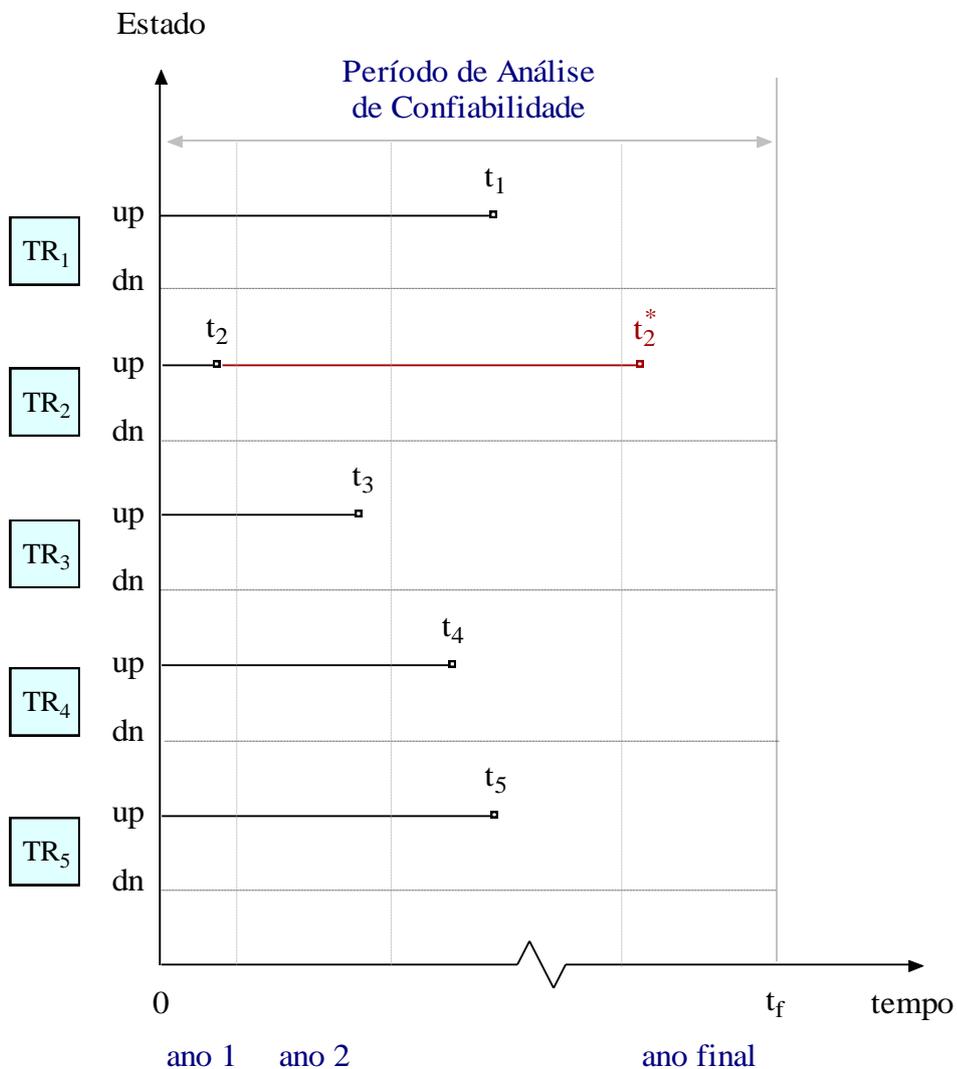


Fig. 4.4 – Ilustração inicial da simulação Monte Carlo.

Para executar o programa computacional, implementado em linguagem Matlab, o usuário deverá definir, além de outros parâmetros, o mês atual, o ano corrente e o ano final do período de análise, como ilustrado na Fig. 4.5.

Dados para a Simulação	
-----	
Ano atual (ex. 2011):	2011
Mês atual (ex. 2):	6
Ano final do planejamento (ex. 2018):	2020
Coeficiente de variação beta da EENS (%):	1
-----	

Fig. 4.5 – Especificação do período de análise no programa.

A menos do ano 1, que poderá ter duração inferior a 365 dias (em função do mês atual especificado), todos os demais anos serão completos, i.e., com início em 1º de janeiro e término em 31 de dezembro. O programa admite que um mês seja composto por  $365/12 = 30,42$  dias.

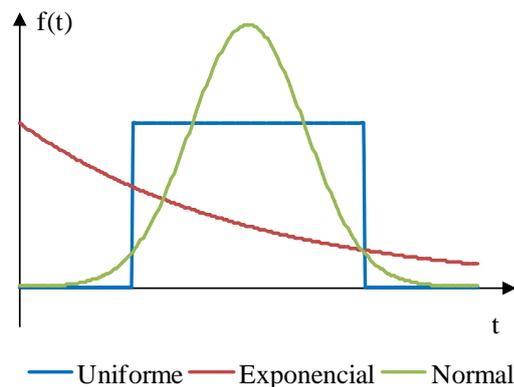
Com relação à Fig. 4.4, os tempos  $t_1, t_2, \dots, t_5$  correspondem a valores sorteados a partir das distribuições de probabilidade dos tempos de vida de cada transformador. Na amostragem ilustrada, o transformador  $TR_2$  é o primeiro a falhar. Supondo que exista um transformador reserva disponível no estoque, este é instalado no campo e um tempo de vida  $t_2^*$  é sorteado, mas, neste caso, utilizando a distribuição de probabilidade do transformador novo. Como se pode observar, o tempo de vida de cada transformador terá duas distribuições de probabilidade associadas, uma para o transformador atual (usado) e outra para o transformador novo, que irá substituí-lo após a falha. Para isso, o programa faz a leitura de taxas de falha para os transformadores atuais e os novos correspondentes, como mostrado na Fig. 4.6.

Transformadores Atuais			Transformadores Novos		
-----			-----		
Num	Local	Taxa de falha falhas/ano	Num	Local	Taxa de falha falhas/ano
-----			-----		
001	Sub01	0.0135	001	Sub01	0.0095
002	Sub01	0.0101	002	Sub01	0.0095
003	Sub02	0.0234	003	Sub02	0.0095
004	Sub02	0.0260	004	Sub02	0.0095
005	Sub03	0.0335	005	Sub03	0.0095
9999			9999		
-----			-----		

Fig. 4.6 – Especificação das taxas de falha no programa (versão preliminar).

Nesta versão preliminar do programa, apenas tempos de vida exponenciais são admitidos. Esta premissa foi adotada para que o algoritmo proposto pudesse ser validado através de comparação com os resultados fornecidos pelos modelos Markov e Poisson. A versão final foi preparada para executar a leitura das distribuições de probabilidade dos transformadores usados e novos sob a forma de histogramas. Assim, será possível utilizar as distribuições discretas obtidas a partir da modelagem Arrhenius-Impactos, para considerar adequadamente o efeito do envelhecimento dos transformadores sobre o tempo de vida restante.

Ainda com relação à amostragem da Fig. 4.4, a falha de TR<sub>2</sub> no instante t<sub>2</sub> inicia o processo de aquisição de um novo transformador para substituir o que foi retirado do estoque. O tempo necessário para que este equipamento esteja disponível pode ser modelado por uma distribuição de probabilidade. O programa disponibiliza três distribuições para os tempos de reposição: exponencial, uniforme e normal. A Fig. 4.7 ilustra os modelos implementados e sua parametrização a partir do arquivo de dados.



Tempo de Reposição em meses			
Tipo	P1	P2	
1	12	0	
Observação para o Tempo de Reposição			
Distribuição	Tipo	P1	P2
Exponencial	1	média	0
Uniforme	2	mínimo	máximo
Normal	3	média	desvio

Fig. 4.7 – Modelagem dos Tempos de Reposição no Programa.

O tempo de reposição do estoque é uma variável de grande influência sobre o nível de confiabilidade de um sistema. Dependendo do tempo necessário para a chegada do novo equipamento e do número de reservas disponíveis no estoque, o sistema poderá continuar em estado de sucesso ou apresentar uma falha com a avaria de um transformador no campo.

Os resultados numéricos apresentados a seguir correspondem ao relatório de saída gerado pelo programa computacional e permitirá a validação do modelo proposto SMC-03 a partir do comparativo com os resultados do modelo Markov apresentados no Capítulo 2.

Para a aplicação do programa, foi escolhido o mesmo conjunto de 176 transformadores de 138 – 13,8 kV, com potência de 25 MVA, utilizado nas aplicações numéricas anteriores. Cabe ressaltar que em todos os casos foram admitidos tempos de funcionamento exponenciais, com taxa de falha igual a 0,0135 f/ano. Este valor é o mesmo que foi utilizado em exemplos anteriores, quando da aplicação do modelo Markov.

```
=====
Análise de Confiabilidade e Dimensionamento de
Estoque de Transformadores para Subestações
de Distribuição / Modelo SMC-03-Exp
=====
```

```
Arquivo de Dados: caso-1.dat
Arquivo de Saída: caso-1.out
```

```
Sistema e Caso: Comparação-Markov-50-anos
```

```
=====
Dados do Sistema
=====
```

1) Dados Gerais

Dado	Valor	Unid
Transformadores no campo	176	-
Transformadores no estoque	4	-
Fator de carga médio	0.5080	MW/MVAinst
Potência do transformador	25.0	MVA

Obs:

>> Tempos de reparo exponenciais

Média: 12 meses

2) Dados Econômicos

Dado	Valor	Unid
Custo da energia	204.60	R\$/MWh
Custo de interrupção	1500.00	R\$/MWh
Preço do transformador	1700000.00	R\$
Taxa de juros	16.00	% aa
Vida útil do transformador	40.00	anos

3) Dados para a Simulação

Período de análise	1/2011 a 12/2060
Beta máximo (EENS)	1.00 %

4) Inclusões Programadas no Estoque

Não foram estabelecidas inclusões programadas.

=====  
 Resultados de Confiabilidade  
 =====

1) Parâmetros Gerais da Simulação

Parâmetro	Valor	Unid
Período de análise --> t	600	meses
Coefficiente beta da EENS	1.0	%
Tempo de simulação	0.5	min
Períodos simulados	3484	-

2) Indicadores Globais do Período de Análise

Índice	Valor	Unid
Confiabilidade R(t)	0.000574	-
Probabilidade Ps(t)	0.903559	-
Disponibilidade	0.912228	-
Indisponibilidade	38444.12 768.88	h/per h/ano
Frequência média de falha	14.1329 0.2827	f/per f/ano

Duração média das falhas	113.34	dias
EENS	741786.35	MWh/per
	14835.73	MWh/ano
EPNS	1.6936	MW

Do resultado  $R(t) = 0,000574$ , é possível concluir que, com o estoque atual de 4 transformadores reservas, é extremamente improvável que o sistema não apresente qualquer falha durante o período de 600 meses de análise.

Além disso, os valores de indisponibilidade, frequência, duração média, e *EPNS* obtidos pelo algoritmo proposto são bastante próximos dos fornecidos pelo modelo Markov. A Tabela 4.1 compara os resultados.

TABELA 4.1 – COMPARAÇÃO ENTRE OS MODELOS SMC-03 E MARKOV

Índice	SMC-03	Markov
Indisponibilidade (horas/ano)	768,88	810,51
Frequência (f/ano)	0,2827	0,2933
Duração (dias)	113,34	115,10
<i>EPNS</i> (MW)	1,6936	1,7923

A proximidade entre os resultados fornecidos por ambos os modelos pode ser explicada pelo fato de terem sido admitidos transformadores com a mesma taxa de falha e tempos de reposição exponenciais. Além disso, o período de análise relativamente longo (600 meses) é suficiente para caracterizar a região estacionária [BA83] das probabilidades no modelo Markov.

O modelo de simulação SMC-03 mostrou-se uma ferramenta bastante adequada para a avaliação de confiabilidade de sistemas de transformadores, que compartilham o mesmo estoque de reservas. Entre as principais características do modelo proposto estão:

- Capacidade de considerar que os transformadores em operação podem apresentar taxas de falha diferentes, individualizadas por subestação, ou mesmo, por equipamento;
- Possibilidade de diferenciação entre taxas de falha de transformadores usados e novos;

- Liberdade de escolha do período para o qual se deseja obter os índices de confiabilidade, e.g., 1 ano, 5 anos, 10 anos, etc.;
- Capacidade de fornecer índices de confiabilidade referentes a cada ano do período de análise, permitindo identificar a existência de anos críticos, em que o sistema se apresente mais susceptível a falhas;
- Possibilidade de escalonamento de reforços no estoque de equipamentos reservas ao longo do período de análise;
- Capacidade de modelar os tempos de reposição do estoque através de três distribuições contínuas: exponencial, normal ou uniforme.

Embora o algoritmo atualmente implementado considere apenas tempos de vida exponenciais, o modelo disponível é mais genérico que as formulações analíticas Poisson e Markov, que, além dos tempos exponenciais, exigem taxas de falha idênticas e assumem que o estoque não poderá ser reforçado ao longo do período de análise.

#### **4.3.2. Modelo SMC-03D**

Na versão inicial do programa computacional (modelo SMC-03), as taxas de falhas dos transformadores usados (em operação no campo) e novos (disponíveis no estoque) eram informadas e esta informação era suficiente para caracterizar os tempos de vida dos transformadores, modelados, até então, somente pela distribuição exponencial.

Por outro lado, a consideração do envelhecimento dos transformadores implica em distribuições não exponenciais que, neste trabalho, estão sendo determinadas em forma discreta pelo modelo Arrhenius-Impactos. Assim, as informações referentes aos tempos de vida dos transformadores não mais se resumirão a uma taxa de falha constante, mas representadas por uma distribuição de probabilidade discreta, que deverá ser organizada e lida como um histograma.

Portanto, a principal característica do programa computacional SMC-03D é a leitura e o sorteio das distribuições de probabilidade dos tempos de vida dos transformadores a partir de histogramas. Deste modo, o programa torna-se ainda mais genérico, podendo simular quaisquer distribuições de probabilidade discretas informadas em seu arquivo de entrada.

A Fig. 4.8 seguir ilustra uma parte do arquivo de dados do novo modelo de simulação Monte Carlo cronológica, que, a partir deste ponto, será denominado SMC-03D.

Histograma do Tempo de Vida Restante dos Transformadores (Dias)

Num	Local	Lim.Inf Cls-01	Largura Classe	Probab Cls-01	Probab Cls-02	Probab Cls-20
001	SUB001	0	7300	0.236621	0.180631	0.005917
002	SUB002	0	7300	0.236621	0.180631	0.005917
003	SUB003	0	7300	0.236621	0.180631	0.005917
004	SUB004	0	7300	0.236621	0.180631	0.005917
005	SUB005	0	7300	0.236621	0.180631	0.005917

Fig. 4.8 – Histogramas: versão atual do programa (SMC-03D).

Como observado na Fig. 4.8, o programa foi estruturado para ler o limite inferior da Classe 1, a largura das classes e as probabilidades das 20 classes que compõem o histograma do tempo de vida de cada transformador.

Na modelagem anterior, os instantes de falha de cada transformador eram sorteados, em tempo contínuo, pelo método da transformação inversa, i.e.

$$t_f = -\frac{1}{\lambda} \ln(U) \tag{4.5}$$

onde  $t_f$  é o instante da falha de um transformador com taxa de falha  $\lambda$  e  $U$  é um número aleatório com distribuição uniforme entre 0 e 1. A Fig. 4.9 ilustra este procedimento.

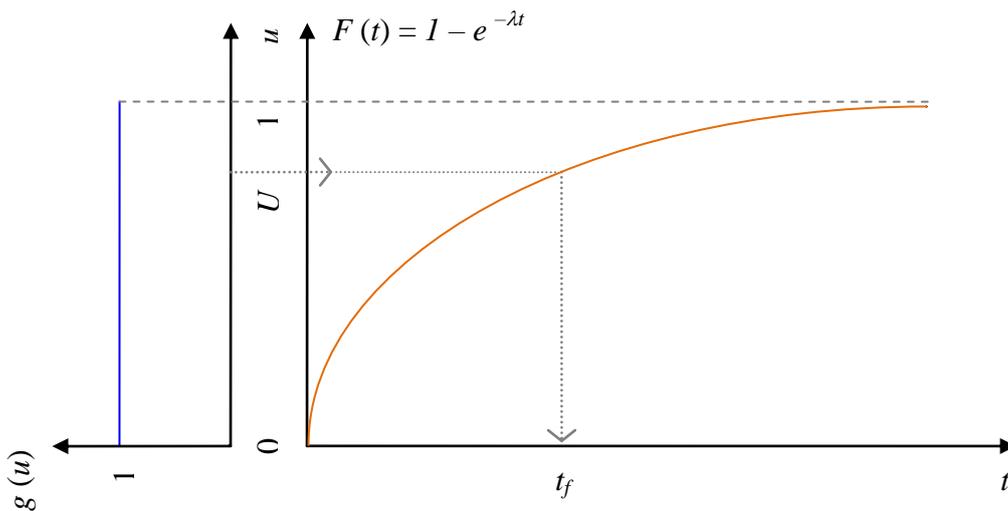


Fig. 4.9 – Sorteio do tempo de funcionamento: Modelo SMC-03.

Na nova modelagem, em tempo discreto, o processo de sorteio é executado em duas etapas denominadas “sorteio da classe” e “sorteio do instante”. Inicialmente, os histogramas são representados como funções massa de probabilidade, onde a probabilidade de cada classe  $C_i$  é atribuída ao seu limite superior  $Ts_i$ , como mostra a Fig. 4.10.

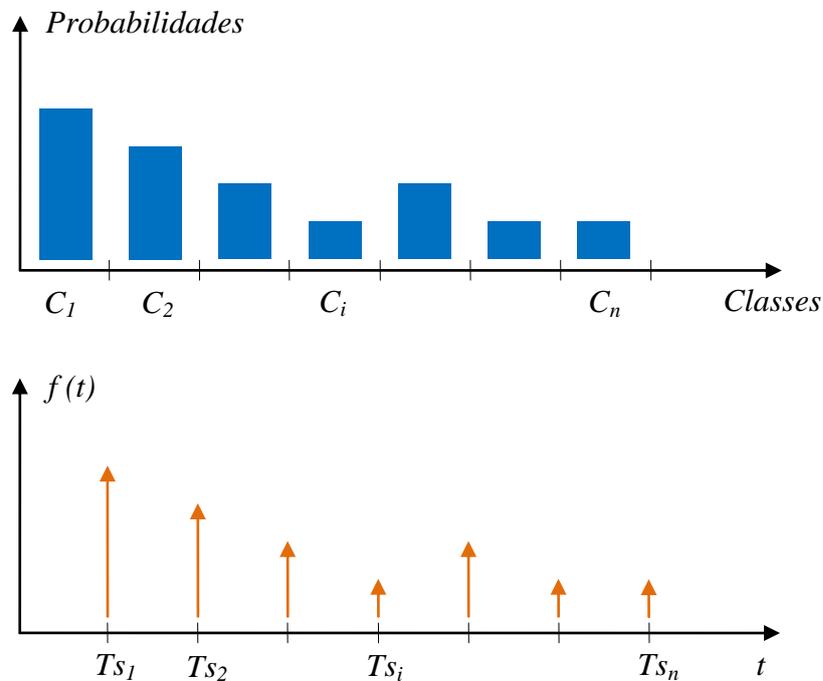


Fig. 4.10 – Histograma e função massa de probabilidade.

Uma vez obtida a função massa de probabilidade  $f(t)$ , esta é integrada, resultando na função de distribuição  $F(t)$ , mostrada na Fig. 4.11. Esta função é utilizada no sorteio da classe, de maneira semelhante à descrita na Fig. 4.10.

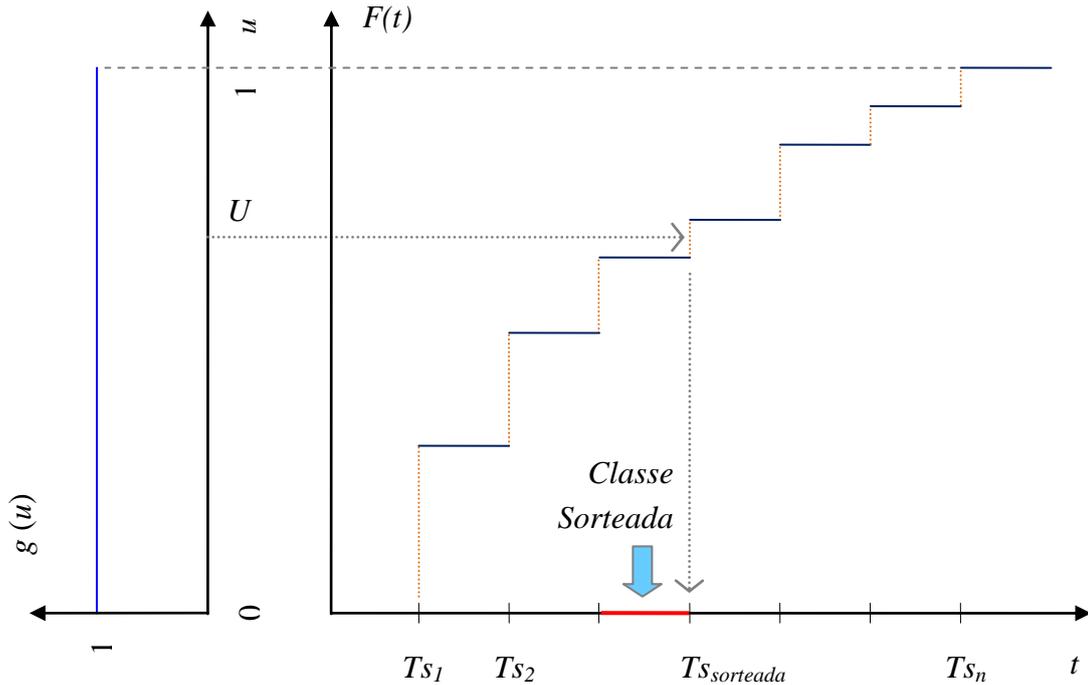


Fig. 4.11 – Função de distribuição: “sorteio da classe”.

O sorteio do instante da falha é então feito dentro da classe sorteada, utilizando a expressão:

$$t_f = T_{i_{sorteada}} + [U \times (T_{s_{sorteada}} - T_{i_{sorteada}})] \quad (4.6)$$

onde, novamente,  $t_f$  é o instante sorteado para a falha do transformador e  $U$  é um número aleatório com distribuição uniforme entre 0 e 1.

Na Equação (4.6),  $T_{s_{sorteada}}$  e  $T_{i_{sorteada}}$  representam, respectivamente, o limite superior e o limite inferior da classe sorteada. A segunda etapa tem por objetivo aumentar a variabilidade dos instantes sorteados, evitando que apenas o valor superior da classe sorteada seja utilizado na simulação.

Para confirmar a validade do procedimento de leitura e sorteio de tempos descrito, foram realizados testes com a nova versão programa, já incorporando o modelo SMC-03D.

Nos testes, procurou-se reproduzir alguns resultados apresentados anteriormente com o modelo SMC-03, onde os tempos de vida foram sorteados pela distribuição exponencial (tempo contínuo). Para a aplicação do modelo SMC-03D, foi necessário discretizar a distribuição ex-

ponencial dos tempos de vida dos transformadores em um histograma de 20 classes. A Fig. 4.12 ilustra a função densidade de probabilidade considerada.

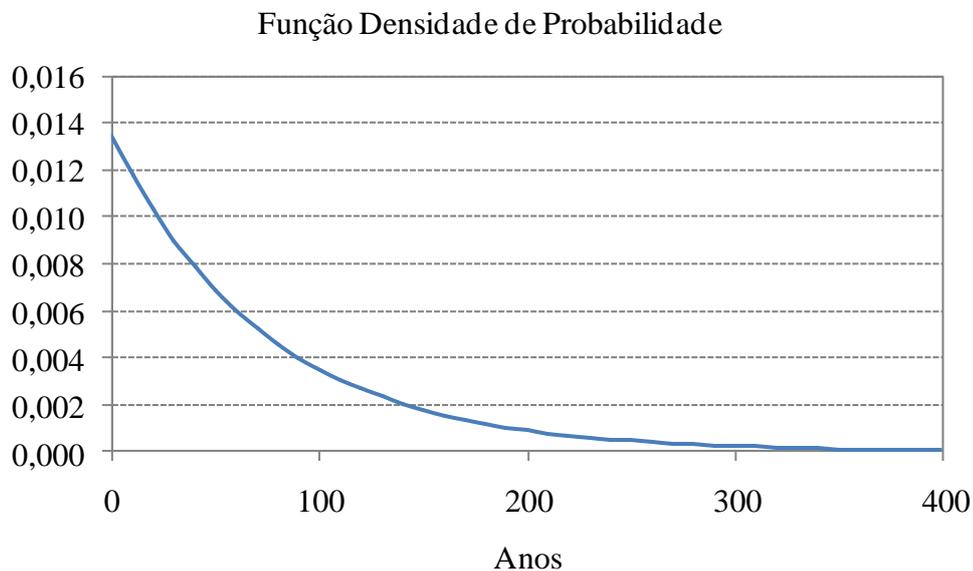


Fig. 4.12 – Distribuição exponencial: representação em tempo contínuo.

A taxa de falha utilizada nesta aplicação é  $\lambda = 0,0135$  falhas/ano, valor apurado pela CEMIG para os transformadores de 138 – 13.8 kV (25 MVA). O valor esperado e o desvio-padrão [BA83] dos tempos de vida (que são iguais na distribuição exponencial) correspondem a:

$$E(T) = \sigma = \frac{1}{\lambda} = \frac{1}{0,0135} = 74,07 \text{ anos.} \quad (4.7)$$

1. A discretização da distribuição exponencial em um histograma pode ser feita com base nos seguintes passos:
2. Estabelecer a “vida máxima” do transformador, i.e., um número de anos grande o suficiente para que a probabilidade da vida do transformador excedê-la seja menor que uma tolerância especificada, e.g., 0,005;
3. Dividir a “vida máxima” pelo número de classes do histograma, obtendo-se a largura da classe;
4. Para cada classe, determinar o limite mínimo, o limite máximo, e, através do modelo exponencial (tempo contínuo), obter a probabilidade do tempo de vida do transformador residir entre estes limites;
5. Montar o histograma com as classes e probabilidades determinadas anteriormente.

Para a taxa de falha considerada ( $\lambda = 0,0135$  falhas/ano), a “vida máxima” dos transformadores do sistema é 400 anos, e tem probabilidade de 0,004517 de ser superada. Logo, a largura das classes deve ser igual a  $400/20 = 20$  anos. A Fig. 4.13 ilustra o histograma obtido e a Tabela 4.2 apresenta os valores de probabilidade correspondentes.

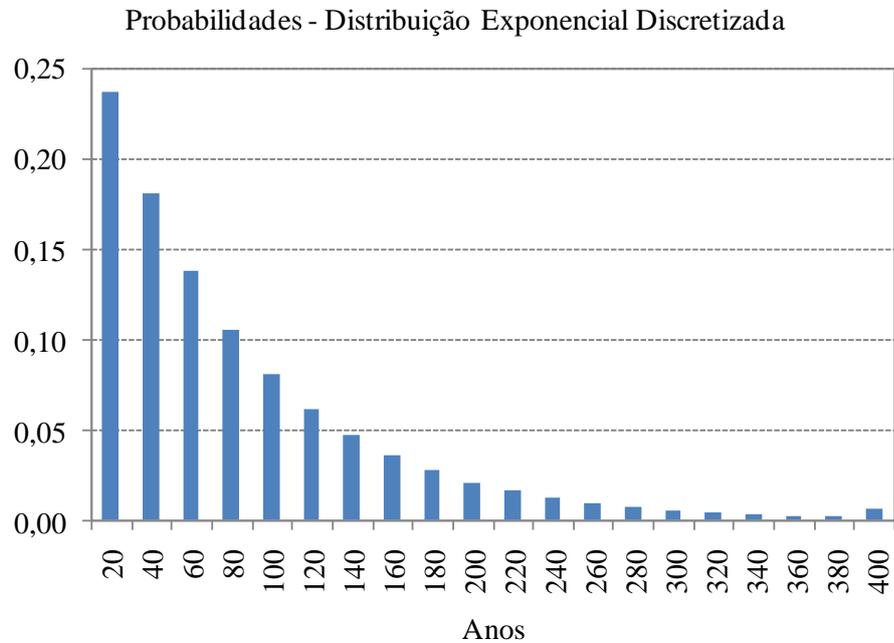


Fig. 4.13 – Distribuição exponencial: representação em tempo discreto.

A probabilidade da última classe foi acrescida da área à direita do seu limite superior (400 anos) para garantir que a soma das probabilidades de todas as classes resultasse em 1, mantendo, assim, a consistência do modelo e evitando problemas numéricos durante a simulação.

TABELA 4.2 – DISCRETIZAÇÃO DA DISTRIBUIÇÃO EXPONENCIAL

Classe	Limite Inferior $T_{min}$ (anos)	Limite Superior $T_{max}$ (anos)	$P(T_{min} < T \leq T_{max})$
1	0	20	0,236621
2	20	40	0,180631
3	40	60	0,137890
4	60	80	0,105263
5	80	100	0,080355
6	100	120	0,061342
7	120	140	0,046827
8	140	160	0,035747
9	160	180	0,027288
10	180	200	0,020831
11	200	220	0,015902
12	220	240	0,012139
13	240	260	0,009267
14	260	280	0,007074
15	280	300	0,005400
16	300	320	0,004122
17	320	340	0,003147
18	340	360	0,002402
19	360	380	0,001834
20	380	400	0,005917

A comparação de resultados obtidos pelos modelos SMC-03 (tempos sorteados da distribuição exponencial) e SMC-03D (tempos exponenciais discretos) é feita a seguir, tomando como base os Casos 1 e 2 descritos na Tabela 4.3. O sistema possui 176 transformadores de 25 MVA, um estoque de 5 reservas e fator de carga igual a 0,5080. O período de análise tem duração de 67 meses, i.e., de 06/2011 a 12/2016.

TABELA 4.3 – DESCRIÇÃO DOS CASOS

Caso	Período de Avaliação	Estoque Inicial	Inclusões Programadas	Tempo de Reposição
1	06/2011 a 12/2016	5	–	Uniforme (11 a 13 meses)
2	06/2011 a 12/2021	5	03/2014	Uniforme (11 a 13 meses)

A Tabela 4.4 apresenta a comparação entre os índices de confiabilidade obtidos pelos modelos SMC-03 e SMC-03D para o Caso 1.

TABELA 4.4 – COMPARAÇÃO ENTRE MODELOS – CASO 1

Índice	SMC-03	SMC-03D
$R(t)$	0,614998	0,713778
$P_s(t)$	0,967231	0,974762
Disponibilidade	0,970813	0,980862
Indisponibilidade (h/período)	1427,52	936,04
Frequência média de falha (f/período)	0,6737	0,4622
Duração média das falhas (d)	88,29	84,39
$EENS$ (MWh/período)	26.111,97	16.487,42
$EPNS$ (MW)	0,5339	0,3371

A Tabela 4.5 apresenta a comparação entre os índices de confiabilidade obtidos pelos modelos SMC-03 e SMC-03D para o Caso 2.

TABELA 4.5 – COMPARAÇÃO ENTRE MODELOS – CASO 2

Índice	SMC-03	SMC-03D
$R(t)$	0,602186	0,692671
$P_s(t)$	0,988870	0,990420
Disponibilidade	0,985624	0,990217
Indisponibilidade (h/período)	1332,82	907,02
Frequência média de falha (f/período)	0,7088	0,5057
Duração média das falhas (d)	78,35	74,74
$EENS$ (MWh/período)	23.851,48	15.580,61
$EPNS$ (MW)	0,2573	0,1681

As tabelas 4.4 e 4.5 mostram que os índices de confiabilidade fornecidos por ambos os modelos com diferença média de aproximadamente 20%. Discrepâncias entre as modelagens podem ocorrer e devem, de fato, ser esperadas, uma vez que a representação dos tempos de vida em histogramas sempre provoca uma “perda de informação” em relação ao modelo teórico correspondente.

No caso específico da distribuição exponencial, a elevada dispersão dos tempos de vida em torno da média prejudica a precisão da representação discreta, uma vez que um grande número de classes (em torno de 100 para este exemplo) seria necessário para compor o histograma. Note, por exemplo, que nas aplicações realizadas, a “vida máxima” do transformador é de 400 anos, quase 6 vezes maior que a média, calculada em 74,07 anos. Este efeito pode ser notado também na largura das classes do histograma, igual a 20 anos.

A seguir, são apresentados testes adicionais, com o intuito de comprovar que os modelos SMC-03 e SMC-03D tornam-se tanto mais próximos, quanto menor for a dispersão dos tempos em torno da média. Para isto, são usados tempos com distribuição uniforme e normal.

Para a realização dos testes comparativos com tempos não exponenciais foi necessário alterar o programa SMC-03, de tal forma que o processo de sorteio de tempos utilizasse a distribuição uniforme e a distribuição normal em vez da exponencial. No caso do modelo SMC-03D foi necessário apenas informar as novas distribuições de probabilidade através dos histogramas no arquivo de dados, não exigindo qualquer modificação no programa. Neste teste, considerou-se que os tempos de vida dos transformadores possuem distribuição uniforme entre  $a = 0$  e  $b = 40$  anos. A média  $\mu$  e o desvio-padrão  $\sigma$  são [BA83]:

$$\mu = \frac{a+b}{2} = \frac{40+0}{2} = 20 \text{ anos.} \quad (4.8)$$

$$\sigma = \frac{b-a}{\sqrt{12}} = 11,55 \text{ anos.} \quad (4.9)$$

A Fig. 4.14 e a Tabela 4.6 descrevem o histograma utilizado.

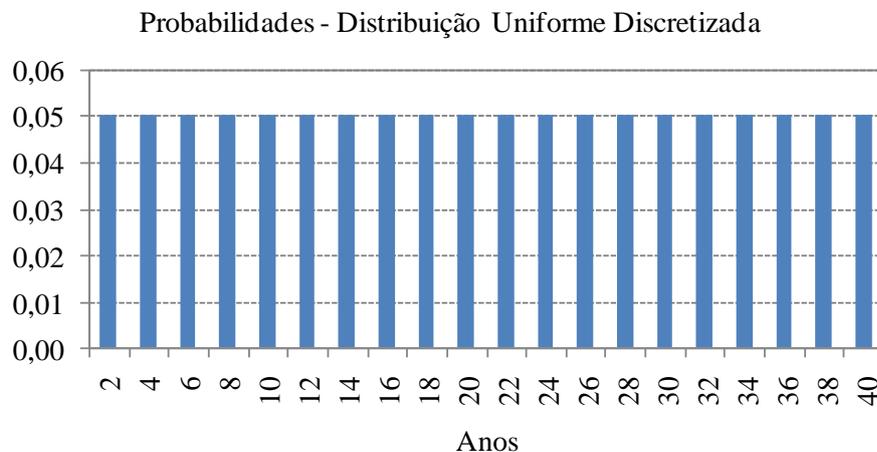


Fig. 4.14 – Distribuição uniforme: representação em tempo discreto.

TABELA 4.6 – DISCRETIZAÇÃO DA DISTRIBUIÇÃO UNIFORME

Classe	Limite Inferior $T_{min}$ (anos)	Limite Superior $T_{max}$ (anos)	$P(T_{min} < T \leq T_{max})$
1	0	2	0,05
2	2	4	0,05
3	4	6	0,05
4	6	8	0,05
5	8	10	0,05
6	10	12	0,05
7	12	14	0,05
8	14	16	0,05
9	16	18	0,05
10	18	20	0,05
11	20	22	0,05
12	22	24	0,05
13	24	26	0,05
14	26	28	0,05
15	28	30	0,05
16	30	32	0,05
17	32	34	0,05
18	34	36	0,05
19	36	38	0,05
20	38	40	0,05

A Tabela 4.7 apresenta os índices de confiabilidade obtidos pelos modelos SMC-03 e SMC-03D, quando se considera a distribuição uniforme dos tempos de vida dos transformadores. O período de análise e o número de reservas são idênticos aos do Caso 1.

Observa-se que na Tabela 4.7, os resultados obtidos por ambos os modelos são praticamente idênticos, com diferença média de 0,67%. As diferenças observadas podem ser atribuídas ao processo de amostragem, já que o “sorteio do instante da falha” dentro de cada classe do histograma (que é uniforme no modelo SMC-03D) coincide, neste exemplo, com a própria distribuição dos tempos de vida dos transformadores. Logo, os índices obtidos pelos modelos SMC-03 e SMC-03D são teoricamente idênticos.

Este resultado permite concluir pela consistência das modificações realizadas nos procedimentos de leitura, armazenamento e sorteio dos tempos de vida dos transformadores, validando o modelo SMC-03D.

TABELA 4.7 – COMPARAÇÃO ENTRE MODELOS – DISTRIBUIÇÃO UNIFORME

Índice	SMC-03	SMC-03D
$R(t)$	0,019503	0,019340
$Ps(t)$	0,623188	0,620298
Disponibilidade	0,715753	0,717534
Indisponibilidade (h/período)	13.902,51	13.815,41
Frequência média de falha (f/período)	4,1020	4,0523
Duração média das falhas (d)	141,22	142,05
$EENS$ (MWh/período)	378.429,90	375.800,10
$EPNS$ (MW)	7,7373	7,6835

Neste teste, considerou-se que os tempos de vida dos transformadores possuem distribuição normal com média igual a 20 anos e desvio-padrão de 7 anos, de forma que a probabilidade dos tempos de vida estarem compreendidos entre 0 e 40 anos seja, aproximadamente, 0,9960.

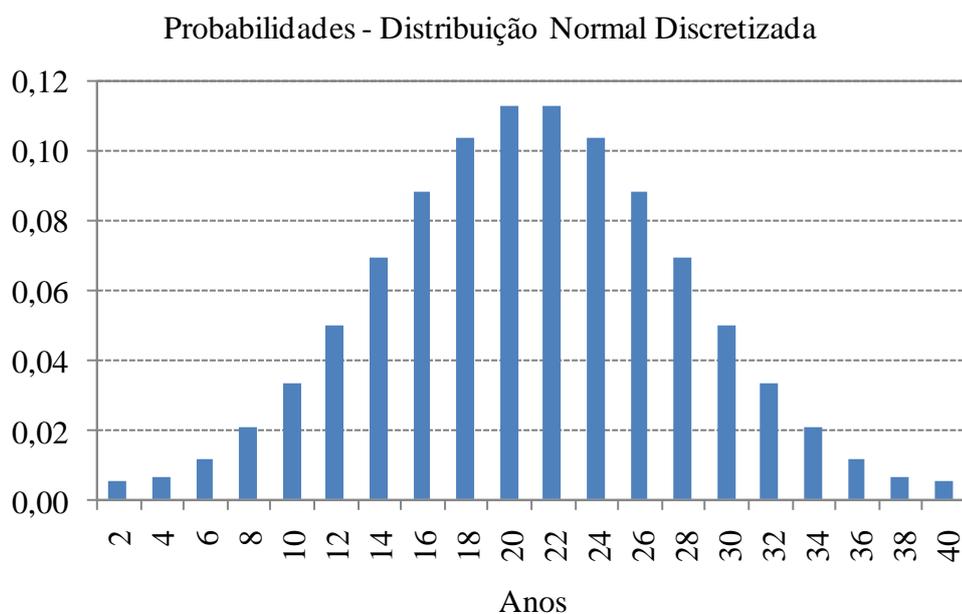


Fig. 4.15 – Distribuição normal: representação em tempo discreto.

Para evitar a simulação de tempos de vida fora deste intervalo, as probabilidades de valores de tempo menores que 0 e maiores que 40 anos foram, respectivamente, somadas às probabilidades originais das classes 1 e 20 do histograma. A Figura 4.15 e a Tabela 4.8 descrevem o histograma utilizado para a modelagem do tempo de vida dos transformadores.

TABELA 4.8 – DISCRETIZAÇÃO DA DISTRIBUIÇÃO NORMAL

Classe	Limite Inferior $T_{min}$ (anos)	Limite Superior $T_{max}$ (anos)	$P(T_{min} < T \leq T_{max})$
1	0	2	0,005064
2	2	4	0,006071
3	4	6	0,011615
4	6	8	0,020488
5	8	10	0,033326
6	10	12	0,049985
7	12	14	0,069134
8	14	16	0,088172
9	16	18	0,103694
10	18	20	0,112452
11	20	22	0,112452
12	22	24	0,103694
13	24	26	0,088172
14	26	28	0,069134
15	28	30	0,049985
16	30	32	0,033326
17	32	34	0,020488
18	34	36	0,011615
19	36	38	0,006071
20	38	40	0,005064

A Tabela 4.9 apresenta os índices de confiabilidade obtidos pelos modelos SMC-03 e SMC-03D, quando se considera a distribuição normal dos tempos de vida dos transformadores. O período de análise e o número de transformadores reservas são idênticos aos do caso anterior, quando se utilizou a distribuição uniforme.

Observa-se na Tabela 4.9 que os resultados obtidos pelos modelos SMC-03 e SMC-03D são bastante próximos, apesar da utilização da representação discreta da distribuição normal.

TABELA 4.9 – COMPARAÇÃO ENTRE MODELOS – DISTRIBUIÇÃO NORMAL

Índice	SMC-03	SMC-03D
$R(t)$	0,997488	0,996768
$Ps(t)$	0,999250	0,999350
Disponibilidade	0,999917	0,999884
Indisponibilidade (h/período)	4,07	5,67
Frequência média de falha (f/período)	0,0028	0,0036
Duração média das falhas (d)	60,43	64,82
$EENS$ (MWh/período)	58,54	82,55
$EPNS$ (MW)	0,0012	0,0017

Note ainda que, embora a distribuição de tempos de vida considerada nesta aplicação tenha a mesma média (20 anos) e uma faixa de variação (0 a 40 anos) igual à da distribuição uniforme utilizada na aplicação anterior, os índices obtidos traduzem o melhor desempenho do sistema quando os tempos de vida são normalmente distribuídos. Este comportamento torna evidente que o nível de confiabilidade do sistema é sensível à forma com que os tempos de vida se distribuem em torno de seu valor médio.

TABELA 4.10 – SENSIBILIDADE DOS ÍNDICES EM RELAÇÃO AO DESVIO-PADRÃO

Desvio-Padrão (anos)	Indisponibilidade	$EENS$ (MWh/período)
7	0,999917	58,54
7,5	0,999581	307,14
8	0,998065	1497,03
8,5	0,992615	6267,93
9	0,979482	20.404,73
9,5	0,956317	54.523,91
10	0,917777	114.049,03

A Tabela 4.10 e as Figs. 4.16 e 4.17 ilustram a variação da disponibilidade e da *EENS* em função do desvio-padrão considerado na distribuição normal<sup>6</sup> dos tempos de vida.

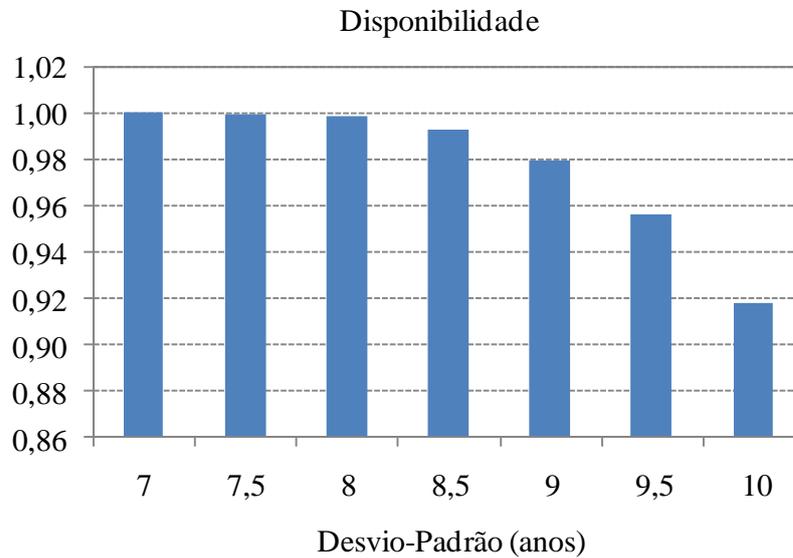


Fig. 4.16 – Comportamento da disponibilidade frente à variação do desvio-padrão.

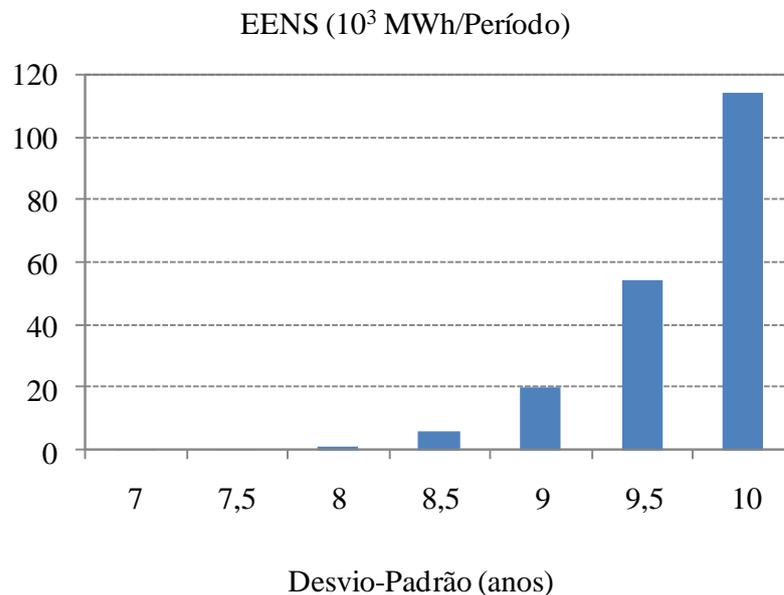


Fig. 4.17 – Comportamento da *EENS* frente à variação do desvio-padrão.

<sup>6</sup> Neste teste, os tempos de vida foram limitados à faixa de 0 a 40 anos. Tempos menores que 0 e maiores que 40 anos foram substituídos, sempre que sorteados, por 0 e 40, respectivamente. Assim, a distribuição efetiva dos tempos de vida não é uma normal, mas uma aproximação desta, principalmente quando o desvio-padrão é maior que 8 anos.

As modificações propostas foram implementadas no novo programa computacional SMC-03D e testes comparativos com a versão anterior SMC-03 foram realizados com sucesso, o que permitiu validar o novo modelo.

As aplicações numéricas com o sistema CEMIG de 176 transformadores de 138 – 13.8 kV com potência de 25 MVA permitiram concluir também que a distribuição dos tempos de vida tem grande influência sobre os índices de confiabilidade do sistema, mesmo que a média e os limites mínimo e máximo sejam preservados. Este resultado alerta para a importância de uma determinação correta e precisa das distribuições de probabilidade dos tempos de vida dos transformadores através do algoritmo Arrhenius-Impactos.

#### **4.3.3. Modelo SMC-04**

Este novo modelo inclui a simulação com tempos de funcionamento discretos não exponenciais, simulações de custo, especificação de carga individualmente por transformador e modelagem do crescimento da carga durante o período de análise.

A inclusão do cálculo dos custos de investimento e operação representa um passo importante para a otimização da reserva técnica, sobretudo, considerando a capacidade da metodologia em adicionar reforços ao estoque de forma escalonada no período de planejamento. Neste contexto, o conhecimento dos custos esperados é fundamental para a escolha da melhor estratégia de formação do estoque, dentre um conjunto de alternativas possíveis.

A representação da carga por transformador e a modelagem do seu crescimento durante o período de análise visam aprimorar o cálculo dos índices relacionados à perda de energia e dos custos de interrupção e não faturamento, como detalhado na seção seguinte e ilustrado em aplicações numéricas.

A modelagem dos custos referentes ao período de planejamento é dividida em duas partes: (i) cálculo dos custos de investimento e, (ii) cálculo dos custos de operação. Em ambos os casos, o programa fornece o valor presente dos custos, i.e., referidos ao ano inicial do período de análise.

A determinação do custo de investimento foi desenvolvida para permitir levar em conta todos os pagamentos efetuados dentro do período de análise. Neste caso, podem ser considerados

pagamentos referentes a transformadores incluídos ao estoque em qualquer ano do período atual e transformadores incluídos em períodos anteriores, mas que ainda não tenham sido totalmente amortizados (e, deste modo, ainda influenciam o custo de investimento ao período atual). Para garantir esta flexibilidade, a entrada de dados foi reestruturada da seguinte forma:

Para informar a existência de transformadores completamente amortizados no estoque, deve-se preencher a sua quantidade como destacado:

```

                Dados para a Simulação
-----
Ano atual (ex. 2011):                2012
Mês atual (ex. 2):                    6
Ano final do planejamento (ex. 2018): 2021
Coeficiente de variação beta da EENS (%): 1
-----

```

```

                Dados Gerais do Sistema
-----
Equipamentos no campo:                176
Estoque pré-existente:                2
Potência do transformador (MVA):      25.00
-----

```

No caso exemplificado acima, admite-se a existência de 2 transformadores reservas, para os quais, o investimento foi totalmente pago antes do início do período atual (i.e., 06/2012).

Para informar a existência de transformadores reservas, cujo investimento ainda implicará em custos no período atual, basta preencher os campos como ilustrado a seguir:

```

                Dados Econômicos
-----
Custo da energia (R$/MWh):            204.60
Custo de interrupção (R$/MWh):        1500.00
Taxa de desconto da empresa (%aa):    12.00
-----

```

```

                Dados para a Simulação
-----
Ano atual (ex. 2011):                2012
Mês atual (ex. 2):                    6
Ano final do planejamento (ex. 2018): 2021
Coeficiente de variação beta da EENS (%): 1
-----

```

Dados Gerais do Sistema

Equipamentos no campo:	176
Estoque pré-existente:	2
Potência do transformador (MVA):	25.00

Inclusões Programadas no Estoque

Ano	Mês	Unid	Valor Futuro R\$/Unid	Amortização Meses
2012	6	3	798599.15	355
2017	1	1	1900000.00	420
9999				

Neste caso, além de 2 transformadores já amortizados, o estoque conta no início do período (6/2012), com 3 transformadores, cada qual com um valor de R\$ 798.599,15 a ser pago em 355 parcelas<sup>7</sup>. Observe ainda a inclusão de um novo transformador reserva prevista para 1/2017, com um preço estimado de R\$ 1.900.000,00 a ser pago em 420 parcelas, considerando-se uma taxa de juros de 12% ao ano.

No programa, o cálculo dos custos de investimento é feito através de uma sub-rotina específica, executada antes da simulação Monte Carlo.

A individualização da carga por transformador tem por finalidade permitir o tratamento adequado de transformadores com diferentes condições operativas, tornando a metodologia mais genérica e compatível com a modelagem dos tempos de vida restante, que deverá considerar o nível de carregamento e os impactos sofridos pelos equipamentos.

Diferentemente dos modelos analisados anteriormente, onde se fornecia o fator de carregamento único do sistema (i.e., a relação entre a potência ativa total da carga em MW e a capacidade do parque de transformação em MVA), a nova formulação proposta prevê a especificação da carga a ser suprida por transformador. Para simplificar a entrada de dados, optou-se por informar a carga juntamente com o histograma dos tempos de vida restante dos transformadores atuais, como ilustrado a seguir.

---

<sup>7</sup> Neste exemplo, admite-se que 3 transformadores reservas foram adquiridos em 1/2007 por R\$ 1.500.000,00 cada unidade (preço referente a 2007) para pagamento em 420 parcelas mensais, considerando-se uma taxa de juros anual de 12%. Portanto, no início do período de análise (6/2012), já haviam sido pagas 65 parcelas e o valor presente do custo restante ser pago, referente a cada transformador, é de R\$ 798.599,15.

Histograma do Tempo de Vida Restante ...

Pto	Local	Carga MW	Lim.Inf Cls-01	Largura Classe	Probab Cls-01	Probab Cls-02	...
001	TRF001	12.00	0	7300	0.236621	0.180631	...
002	TRF002	10.00	0	7300	0.236621	0.180631	...
:	:		:	:	:	:	
104	TRF104	11.50	0	7300	0.236621	0.180631	...
:	:		:	:	:	:	
176	TRF176	10.80	0	7300	0.236621	0.180631	...

No programa, esta modificação exigiu a alteração do cálculo das funções de avaliação dos blocos de energia não fornecida durante os eventos de falha do sistema. Além disso, foi necessária a inclusão de um critério de decisão em situações de falha, onde o déficit de transformadores no campo for superior a uma unidade. Nestes casos, a chegada de um transformador novo (mediante aquisição) é seguida de sua instalação no ponto avariado de maior carga.

Uma verificação inicial da validade da referida mudança foi feita com base em uma aplicação numérica com o sistema de 176 transformadores de 25 MVA da CEMIG. Para isto, especificou-se uma potência de 12,7 MW por transformador, o que implica em um fator de carregamento de  $12,7/25 = 0,5080$ , idêntico ao considerado nas aplicações numéricas que utilizaram o modelo SMC-03D. Nesta avaliação, os mesmos resultados anteriores foram reproduzidos pelo modelo SMC-04, comprovando a coerência das alterações implementadas no programa.

A modelagem do crescimento da carga ao longo do período de análise foi implementada no novo modelo de simulação para permitir uma avaliação mais precisa dos indicadores de confiabilidade e dos custos de operação. As informações sobre aumentos de carga podem ser feitas, especificando-se o ano, o local e o valor do aumento em MW, ou ainda, especificando-se o ano e o percentual de aumento (válido para todos os pontos), como mostrado a seguir:

*Exemplo 1:*

Acréscimos na Carga		
Ano	Ponto	Acréscimo MW/%
2016	1	2.00
2015	5	4.00
2016	10	3.00
9999		

*Exemplo 2:*

Acréscimos na Carga		
Ano	Ponto	Acréscimo MW/%
2017	0	5.00
9999		

De acordo com o Exemplo 1, em 2016 foram considerados três aumentos pontuais de carga: 2 MW no Ponto 1, 4 MW no Ponto 5 e 3 MW no Ponto 10. O Exemplo 2 considera um aumento de 5% em todos os pontos (o que é indicado ao programa pelo valor “0”) em 2017. No programa, esta mudança exigiu a criação de uma matriz que contém a carga de cada ponto de transformação em cada ano do período de análise. Além disso, o cálculo dos blocos de energia não fornecida a cada falha do sistema teve de ser novamente alterado para levar em consideração a variação do nível de carga de um mesmo ponto em diferentes anos.

O sistema utilizado nas aplicações numéricas desta seção possui 176 transformadores de 25 MVA com fator de carga igual a 0,5080, que resulta em uma carga inicial de  $0,5080 \times 25 = 12,7$  MW por transformador. Inicialmente, o estoque conta com 5 transformadores reservas.

A Tabela 4.11 descreve as três situações analisadas com o programa computacional para um período de 115 meses, compreendido entre 06/2012 a 12/2021.

TABELA 4.11 – DESCRIÇÃO DOS CASOS

Caso	Adição de Reforços ao Estoque	Aumento de Carga
1	–	–
2	–	20% em todos os pontos em 2017
3	1 unidade em 01/2019	20% em todos os pontos em 2017

Por simplicidade, considerou-se um histograma de 20 classes com tempos de vida exponencialmente distribuídos, onde  $\lambda = 0,0135$  f/ano, tanto para os transformadores usados, quanto para os novos. O histograma é o mesmo utilizado nas aplicações numéricas anteriores. Ressalta-se, no entanto, que o programa já está pronto para utilizar histogramas de quaisquer distribuições de probabilidade.

A seguir, são apresentados resultados de cada caso analisado. Para todas as simulações realizadas, considerou-se um coeficiente de variação  $\beta = 1\%$  para a *EENS*. Cada caso demandou a simulação de cerca de 40.000 períodos, implicando em tempos de processamento de aproximadamente 5 minutos em um computador com processador *Intel Core i3*.

Os indicadores de confiabilidade gerais do período de análise e específicos de cada ano são apresentados nas tabelas a seguir.

TABELA 4.12 – ÍNDICES DE CONFIABILIDADE DO PERÍODO: CASO 1

Índice	Valor
Confiabilidade	0,512488
Disponibilidade	0,977019
Indisponibilidade (horas/período)	1929,27
Frequência média de falha (falhas)	0,9320
Duração média das falhas (dias)	86,25
<i>EENS</i> (MWh/período)	34.275,30

TABELA 4.13 – ÍNDICES DE CONFIABILIDADE DE CADA ANO: CASO 1

Intervalo	Frequência (falhas/intervalo)	Indisponibilidade (horas/intervalo)	EENS (MWh/intervalo)
06/2012 a 12/2012	0,0018	1,66	24,61
01/2013 a 12/2013	0,0710	134,03	2312,73
01/2014 a 12/2014	0,0940	192,37	3367,45
01/2015 a 12/2015	0,0971	198,19	3492,08
01/2016 a 12/2016	0,0996	204,17	3611,32
01/2017 a 12/2017	0,1054	216,32	3830,45
01/2018 a 12/2018	0,1067	226,27	4027,60
01/2019 a 12/2019	0,1133	236,95	4220,95
01/2020 a 12/2020	0,1191	257,36	4635,48
01/2021 a 12/2021	0,1240	261,94	4752,64

Para o cálculo dos custos de investimento da Tabela 4.14, considerou-se que:

- Os 5 transformadores reservas foram adquiridos em 06/2012 a um custo de R\$ 1.700.000,00 (cada um) a ser pago mensalmente durante 35 anos;
- A taxa de desconto anual da empresa é de 12%;
- Os custos apresentados representam o valor presente dos pagamentos realizados no período compreendido entre 06/2012 e 12/2021.

O custo de operação corresponde ao valor presente da soma entre os custos de não faturamento e interrupção dos consumidores, onde foi considerada uma tarifa de 204,60 R\$/MWh e um custo de interrupção de 1500,00 R\$/MWh.

TABELA 4.14 – VALOR PRESENTE DOS CUSTOS: CASO 1

Custo	Valor (1000 R\$)
Investimento	5739,60
Operação	58.425,68
Soma	64.165,28

As Fig. 4.18 a 4.20 ilustram o comportamento da frequência, indisponibilidade e *EENS* de cada ano do período de análise e o valor global do período.

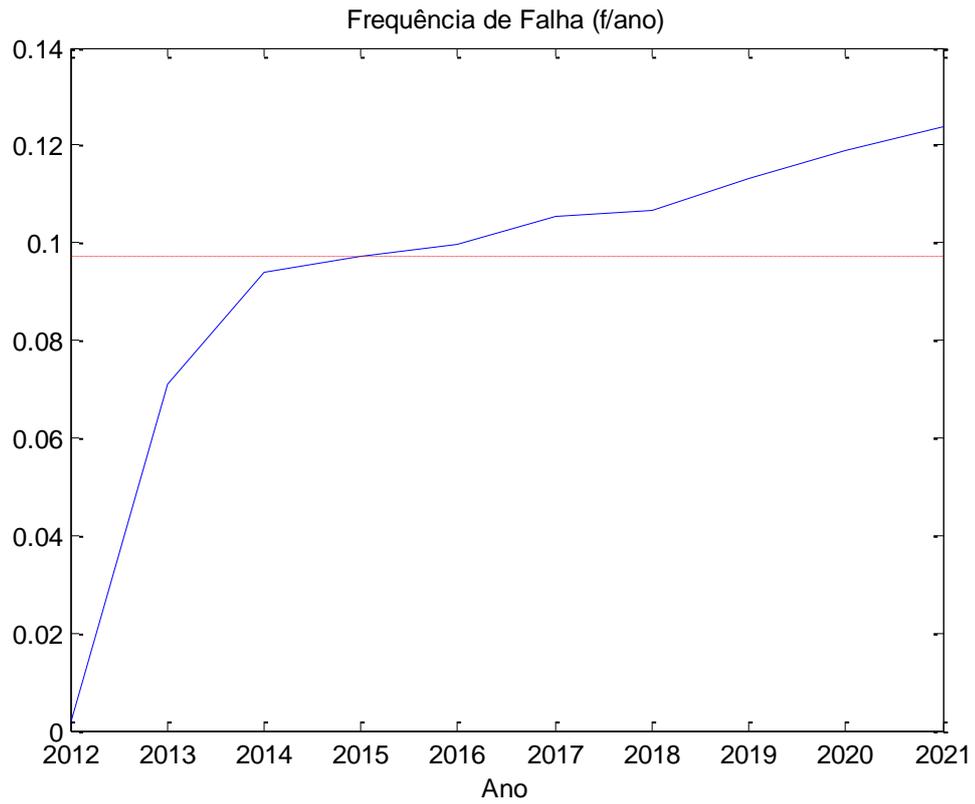


Fig. 4.18 – Frequência de falha: Caso 1.

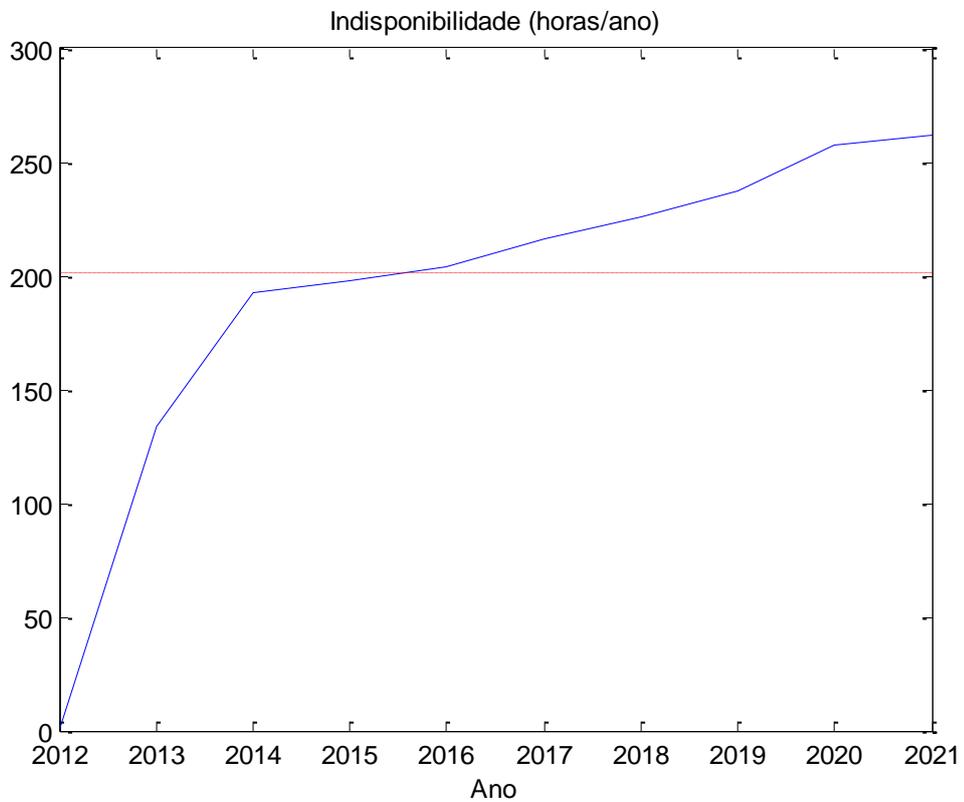
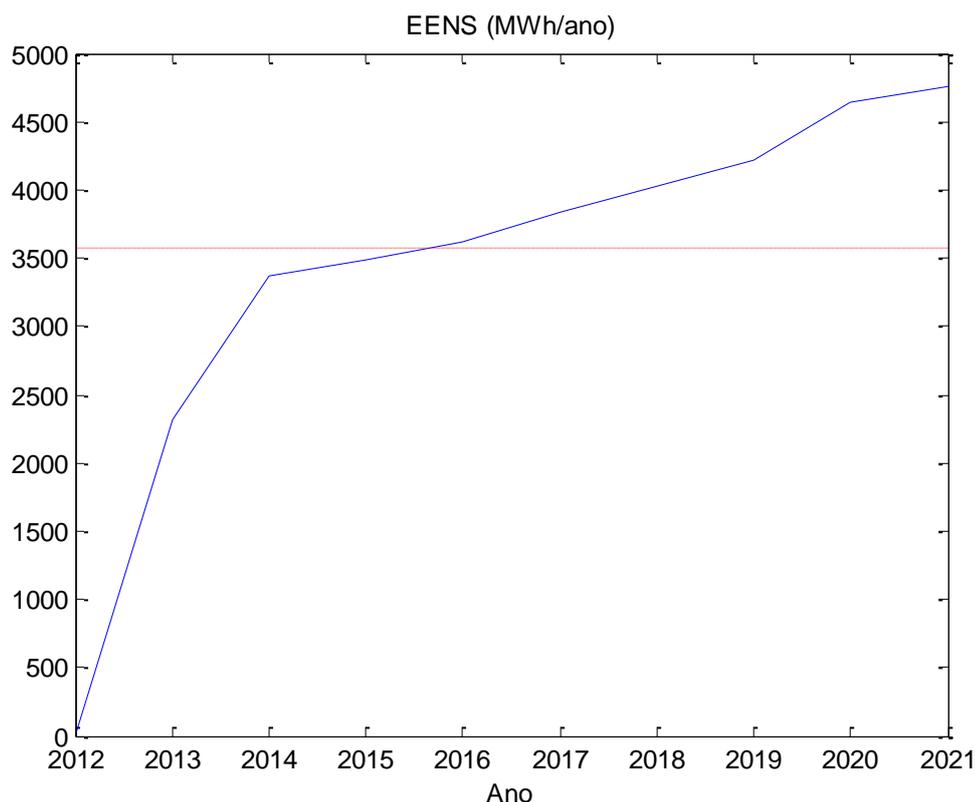


Fig. 4.19 – Indisponibilidade: Caso 1.

Fig. 4.20 – Energia Esperada não Suprida (*EENS*): Caso 1.

Os indicadores de confiabilidade e custos do Caso 2 (acréscimo de 20% na carga em 2017) são mostrados nas tabelas 4.15 e 4.16, juntamente com os valores do Caso 1 (reapresentados entre parênteses para facilitar a comparação entre os resultados das duas simulações).

TABELA 4.15 – RESULTADOS DE CONFIABILIDADE DO PERÍODO: CASO 2

Índice	Caso 2	(Caso 1)
Confiabilidade	0,512550	(0,512488)
Disponibilidade	0,977014	(0,977019)
Indisponibilidade (horas/período)	1929,68	(1929,27)
Frequência média de falha (falhas/período)	0,9318	(0,9320)
Duração média das falhas (dias)	86,29	(86,25)
EENS (MWh/período)	38.607,07	(34.275,30)

Da Tabela 4.15, observa-se que o aumento de carga impacta apenas a *EENS*, não afetando indicadores como confiabilidade, indisponibilidade, frequência e duração média das falhas. Este resultado se justifica pelo fato de que a ocorrência das falhas do sistema não depende da mag-

nitude da carga imposta ao mesmo<sup>8</sup>, mas sim, da ocorrência de avarias de transformadores no campo associada à indisponibilidade de reservas no estoque. Neste tipo de análise, a *EPNS* e a *EENS* são os únicos indicadores de confiabilidade sensíveis ao carregamento, pois medem a profundidade dos cortes de carga.

A Tabela 4.16 (índices de cada ano) mostra que a *EENS* do Caso 2 só se diferencia da *EENS* do Caso 1 a partir de 2017, quando ocorre o aumento da carga. As pequenas variações observadas entre o Caso 1 e o Caso 2 no período de 2012 a 2016 se devem ao processo de amostragem da simulação.

A partir de 2017, os valores anuais de *EENS* do Caso 2 são aproximadamente 20% maiores que os do Caso 1, indicando uma variação idêntica ao aumento de carga percentual considerado. Isto, no entanto, só ocorreu, porque foram dados aumentos de carga iguais em todos os transformadores.

TABELA 4.16 – RESULTADOS DE CONFIABILIDADE DE CADA ANO: CASO 2

Intervalo	Frequência (falhas/intervalo)		Indisponibilidade (horas/intervalo)		<i>EENS</i> (MWh/intervalo)	
	Caso 2	(Caso 1)	Caso 2	(Caso 1)	Caso 2	(Caso 1)
06/2012 a 12/2012	0,0018	(0,0018)	1,64	(1,66)	24,34	(24,61)
01/2013 a 12/2013	0,0709	(0,0710)	133,86	(134,03)	2310,07	(2312,73)
01/2014 a 12/2014	0,0941	(0,0940)	192,48	(192,37)	3376,41	(3367,45)
01/2015 a 12/2015	0,0971	(0,0971)	198,04	(198,19)	3485,96	(3492,08)
01/2016 a 12/2016	0,0994	(0,0996)	203,58	(204,17)	3598,89	(3611,32)
01/2017 a 12/2017	0,1052	(0,1054)	215,65	(216,32)	4584,15	(3830,45)
01/2018 a 12/2018	0,1066	(0,1067)	226,24	(226,27)	4834,21	(4027,60)
01/2019 a 12/2019	0,1135	(0,1133)	237,05	(236,95)	5058,77	(4220,95)
01/2020 a 12/2020	0,1192	(0,1191)	257,63	(257,36)	5589,30	(4635,48)
01/2021 a 12/2021	0,1241	(0,1240)	263,49	(261,94)	5744,96	(4752,64)

<sup>8</sup> Na verdade, o aumento da carga impacta na vida útil do equipamento através do modelo de Arrhenius [LCFS12], o qual não está sendo considerado neste exemplo; assumem-se distribuições exponenciais para os tempos de vida dos transformadores.

TABELA 4.17 – VALOR PRESENTE DOS CUSTOS

Custo	Valor (1000 R\$)	
	Caso 2	(Caso 1)
Investimento	5739,60	(5739,60)
Operação	65.809,61	(58.425,68)
Soma	71.638,21	(64.165,28)

A Tabela 4.17 mostra que o aumento de carga considerado implicou na elevação do custo de operação (i.e., a soma do custo de interrupção com o custo do não faturamento) de R\$ 58.425,68 para R\$ 65.809,61.

As Figuras 4.21, 4.22 e 4.23 ilustram, respectivamente, o comportamento da frequência média de falhas, indisponibilidade e *EENS* do sistema para cada ano do período de análise. Na Fig. 4.23 é possível observar o efeito do aumento da carga em 2017 sobre a *EENS*.

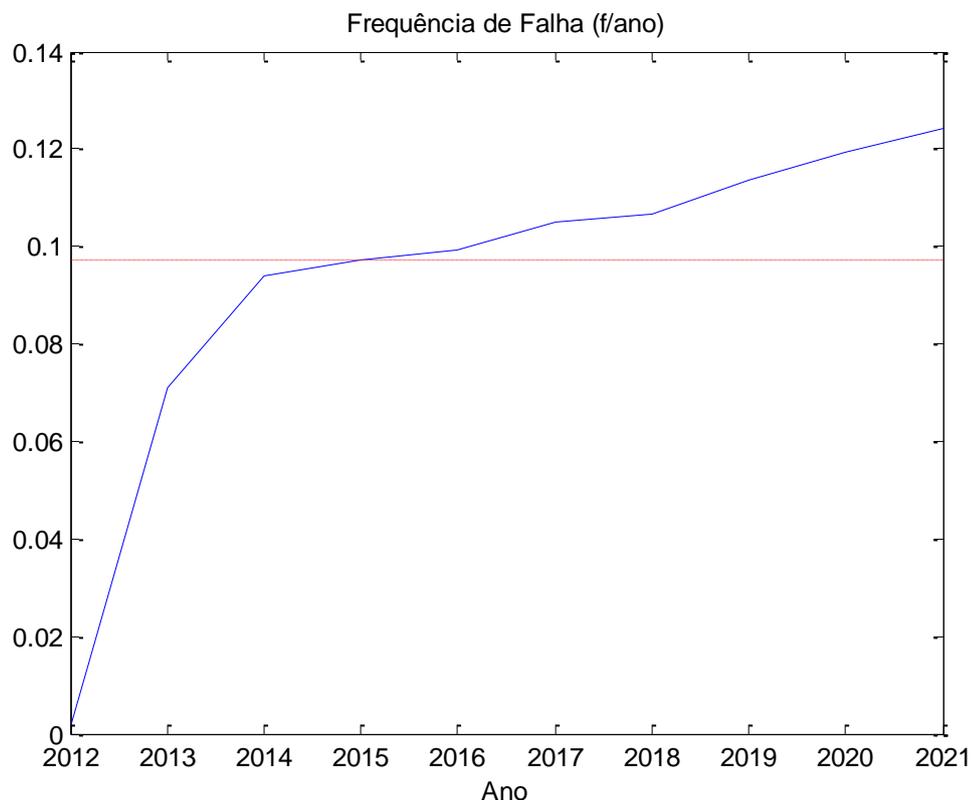


Fig. 4.21 – Frequência de falha: Caso 2.

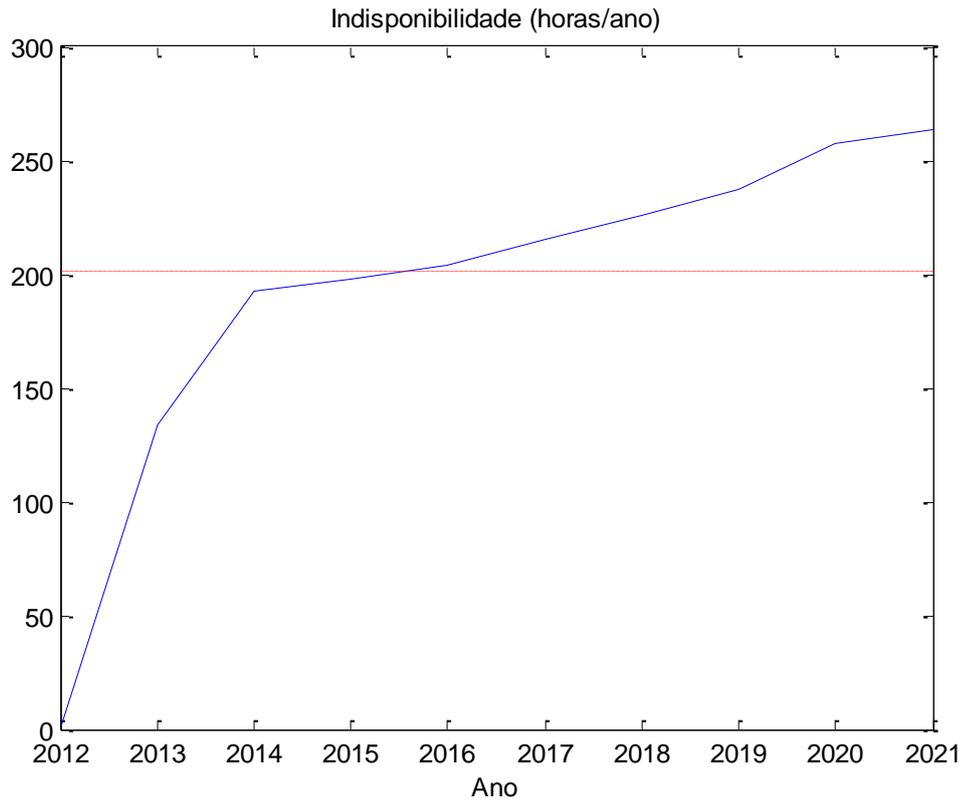


Fig. 4.22 – Indisponibilidade – Caso 2.

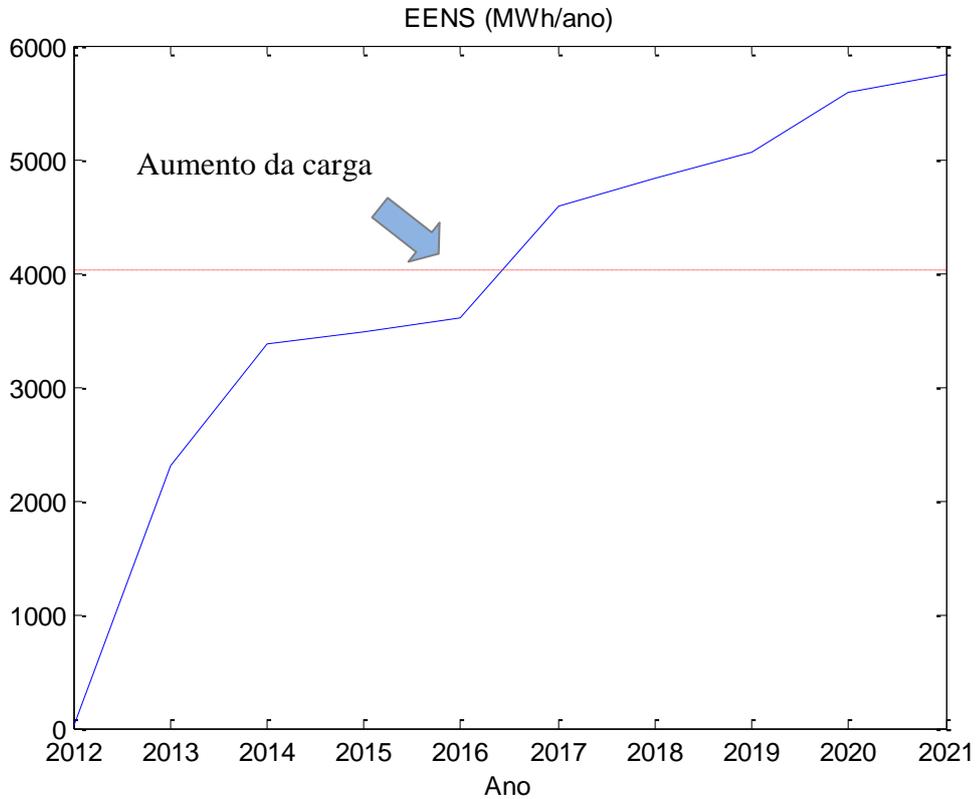


Fig. 4.23 – Energia Esperada não Suprida (EENS): Caso 2

Os resultados de confiabilidade e custos do Caso 3 (acréscimo de 20% na carga em 2017 e inclusão de um transformador no estoque em 2019) são apresentados nas Tabelas 4.18 e 4.19, juntamente com os valores do Caso 1.

TABELA 4.18 – RESULTADOS DE CONFIABILIDADE DO PERÍODO: CASO 3

Índice	Caso 3	(Caso 1)
Confiabilidade	0,601672	(0,512550)
Disponibilidade	0,983272	(0,977014)
Indisponibilidade (horas/período)	1404,28	(1929,68)
Frequência média de falha (falhas/período)	0,7054	(0,9318)
Duração média das falhas (dias)	82,95	(86,29)
EENS (MWh/período)	27.146,56	(38.607,07)

TABELA 4.19 – RESULTADOS DE CONFIABILIDADE DE CADA ANO: CASO 3

Intervalo	Frequência (falhas/intervalo)		Indisponibilidade (horas/intervalo)		EENS (MWh/intervalo)	
	Caso 3	(Caso 1)	Caso 3	(Caso 1)	Caso 3	(Caso 1)
06/2012 a 12/2012	0,0016	(0,0018)	1,32	(1,66)	21,27	(24,61)
01/2013 a 12/2013	0,0683	(0,0710)	133,09	(134,03)	2293,74	(2312,73)
01/2014 a 12/2014	0,0898	(0,0940)	185,09	(192,37)	3230,52	(3367,45)
01/2015 a 12/2015	0,0955	(0,0971)	202,74	(198,19)	3645,25	(3492,08)
01/2016 a 12/2016	0,1004	(0,0996)	204,90	(204,17)	3626,22	(3611,32)
01/2017 a 12/2017	0,1030	(0,1054)	211,93	(216,32)	4567,63	(3830,45)
01/2018 a 12/2018	0,1095	(0,1067)	230,49	(226,27)	4934,74	(4027,60)
01/2019 a 12/2019	0,0435	(0,1133)	70,89	(236,95)	1418,07	(4220,95)
01/2020 a 12/2020	0,0459	(0,1191)	81,36	(257,36)	1685,43	(4635,48)
01/2021 a 12/2021	0,0478	(0,1240)	82,46	(261,94)	1723,70	(4752,64)

Da Tabela 4,19, observa-se que:

- Os valores de frequência média de falha e indisponibilidade passam a diferir dos valores de referência (Caso 1) somente a partir de 2019, com a inclusão do novo transformador

reserva ao estoque, uma vez que (como já verificado no Caso 2) o aumento de carga não influencia estes índices;

- A *EENS* permanece igual à do Caso 1 até 2016, i.e., antes de se incluir qualquer modificação no sistema;
- Em 2017 e 2018, com a carga aumentada em 20%, mas ainda sem a inclusão do novo transformador reserva, a *EENS* aumenta em relação ao mesmo período do Caso 1. Idealmente, os valores de 2017 e 2018 são iguais aos obtidos no Caso 2, onde só o aumento de carga é considerado;
- De 2019 a 2021, a *EENS* é influenciada tanto pelo aumento de carga feito em 2017, quanto pela a adição do novo transformador reserva em 2019. Note, que o benefício advindo da inclusão deste novo equipamento supera o aumento da *EENS* devido ao crescimento da carga, cujos valores referentes ao Caso 2 para 2019, 2020 e 2021 são, respectivamente, 5058,77, 5589,30 e 5744,96 MWh/ano.

A Tabela 4.20 apresenta os custos referentes ao Caso 3, comparado aos custos obtidos nos Casos 1 e 2. Note que a inclusão do novo transformador reserva (mesmo feita em 2019, já no fim do período) provoca a diminuição do valor presente do custo de operação de 65.809,61 para  $46.274,03 \times 10^3$  R\$, o que representa uma redução de 30% em relação ao custo de operação do Caso 2.

TABELA 4.20 – VALOR PRESENTE DOS CUSTOS

Custo	Valor (1000 R\$)		
	Caso 3	(Caso 2)	(Caso 1)
Investimento	6004,31	5739,60	(5739,60)
Operação	46.274,03	65.809,61	(58.425,68)
Soma	52.278,33	71.638,21	(64.165,28)

As Fig. 4.24, 4.25 e 4.26 ilustram, respectivamente, o comportamento da frequência média de falhas, indisponibilidade e *EENS* do sistema para cada ano do período de análise.

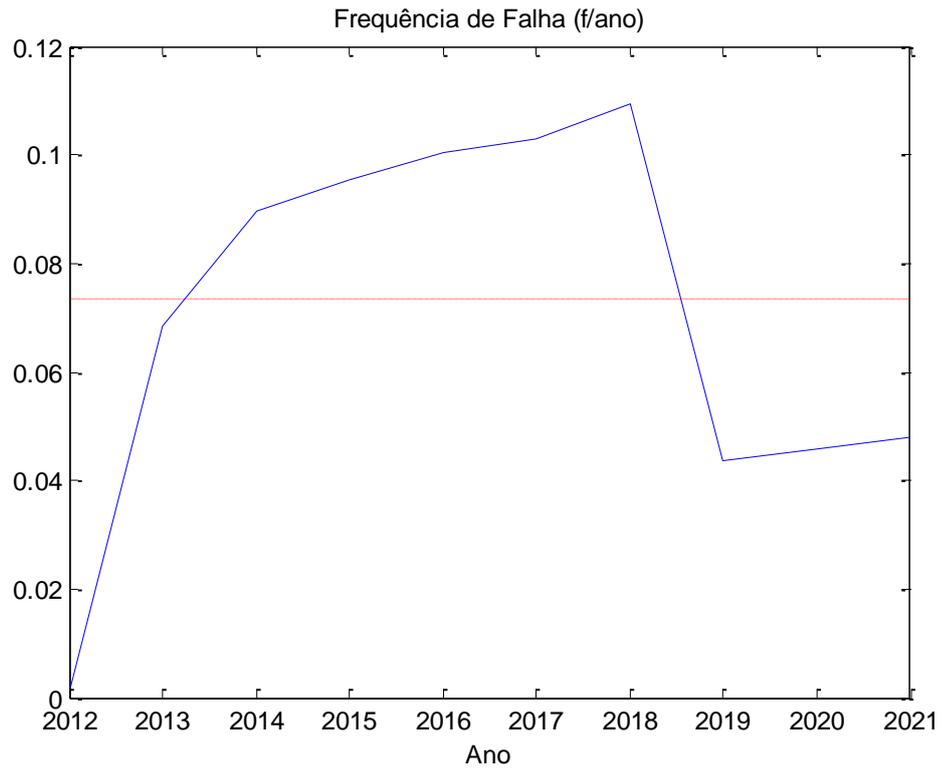


Fig. 4.24 – Frequência de falha: Caso 3.

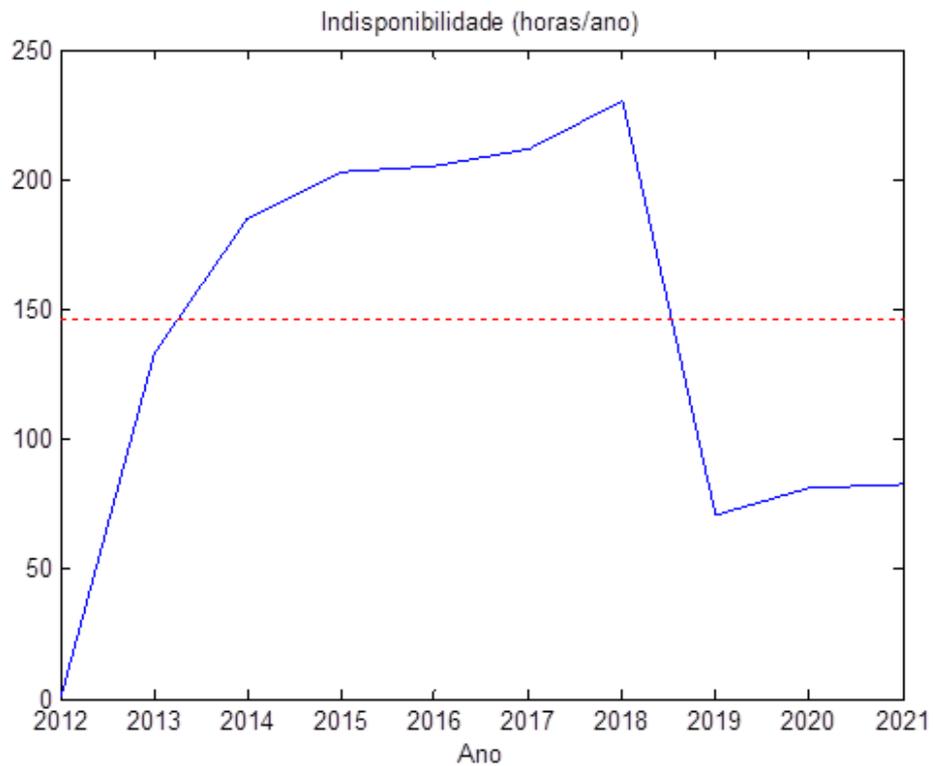
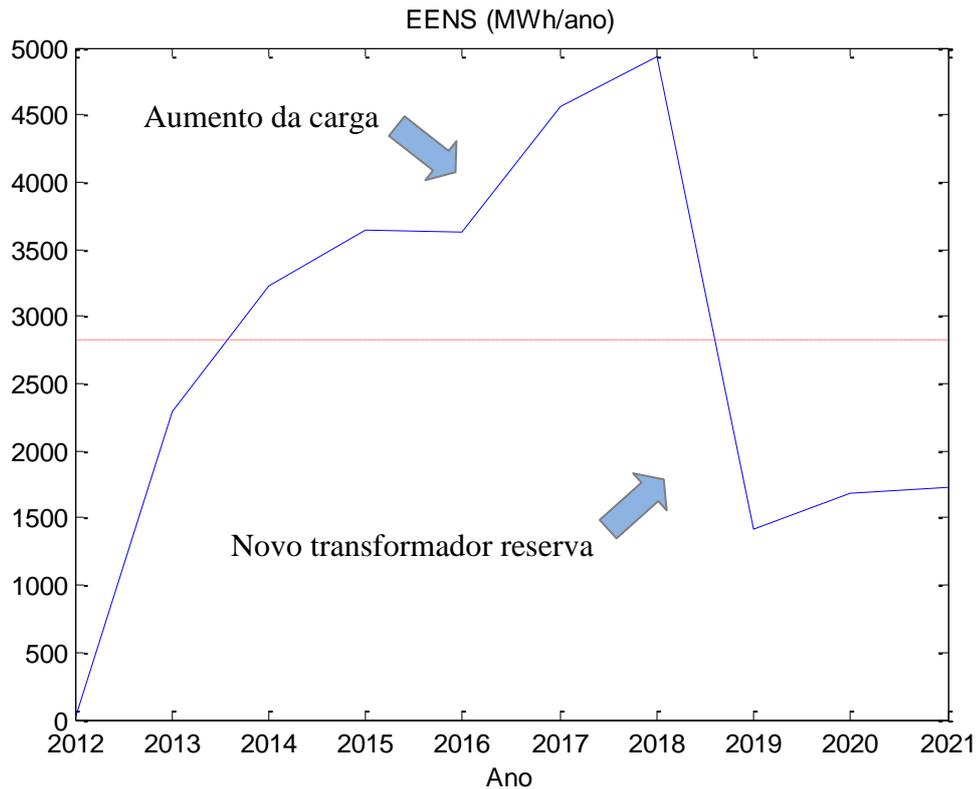


Fig. 4.25 – Indisponibilidade – Caso 3.

Fig. 4.26 – Energia Esperada não Suprida (*EENS*): Caso 3

As aplicações numéricas realizadas com o novo programa computacional permitiram concluir que o nível de carregamento não exerce influência sobre índices de perda de carga (confiabilidade, disponibilidade e indisponibilidade), frequência e duração média das falhas, afetando apenas os índices de perda de energia (*EPNS* e *EENS*), além, é claro, dos custos de operação.

#### 4.3.4. Modelo SMC-05

Este modelo permite simulação com tempos de funcionamento discretos não exponenciais, simulações de custo, especificação de carga individualmente por transformador, modelagem do crescimento da carga e aumento da quantidade de equipamentos durante o período de análise no sistema.

O novo modelo de simulação, denominado SMC-05, foi concebido tendo em vista a necessidade de incluir a capacidade de representar a variação do número de transformadores em operação no campo durante o período de análise. Essa característica é fundamental para a aplicação do programa ao dimensionamento de estoques de transformadores reservas em sistemas que se encontram em fase de expansão. Neste caso, ao se especificar um horizonte de plane-

jamento, e.g., 10 ou 15 anos, é possível que dentro deste período esteja prevista a entrada em operação de novas subestações de distribuição, o que por sua vez é capaz de afetar os índices de confiabilidade e custos do sistema.

O modelo para consideração do crescimento do número de transformadores no campo ao longo do período de análise de confiabilidade foi implementado no programa SMC-04, exigindo a reprogramação de parte do seu código. De forma simplificada, pode-se explicar a alteração efetuada com base nos seguintes pontos:

1. Desde o início do período de planejamento, o número máximo de transformadores já faz parte da simulação Monte Carlo, ainda que nem todos estejam em operação;
2. Nesta condição, para evitar que os novos transformadores “falhem” antes do início de sua operação, o programa verifica se a data de instalação do transformador é anterior ou posterior ao momento atual da simulação. Se for anterior, o tempo de falha sorteado é contado a partir do momento atual. Caso contrário, o tempo de falha é contado da data de instalação;
3. A carga dos transformadores com instalação futura é mantida nula até o momento de sua inclusão no sistema. Neste caso, se houver especificação de crescimento percentual de carga em todos os pontos, este não será aplicado aos novos transformadores ainda não incluídos no sistema.

Para considerar a entrada em operação de novos transformadores no sistema ao longo do período de análise de confiabilidade, é necessário informar ao programa os seguintes parâmetros:

1. Ano de inclusão do transformador no sistema<sup>9</sup>;
2. Carga inicial do transformador;
3. Histogramas do tempo de vida do transformador atual e de seu reserva.

Assim, o formato do arquivo de dados do programa teve de ser modificado em relação à versão anterior. Alguns detalhes são apresentados a seguir:

---

<sup>9</sup> Por simplicidade, admite-se que a entrada de novos transformadores no campo seja realizada sempre no início do ano, sendo compatível com a especificação dos crescimentos de carga, também feitos no início de cada ano.

---

Dados Gerais do Sistema

Equipamentos no campo no começo do período:	176
Equipamentos no campo no final do período:	186
Estoque pré-existente:	0
Potência do transformador (MVA):	25.00

Dados para a Simulação

Ano atual (ex. 2011):	2012
Mês atual (ex. 2):	9
Ano final do planejamento (ex. 2018):	2021
Coefficiente de variação beta da EENS (%):	1

Histograma do Tempo de Vida dos Transformadores Atuais  
O campo Local deve ter 6 caracteres

Pto	Local	Ano Inst	Carga MW	Lim.Inf Cls-01		Probab Cls-20
001	PTO001	0000	12.70	0	...	0.005917
002	PTO002	0000	12.70	0	...	0.005917
:	:	:	:	:	:	:
176	PTO176	0000	12.70	0	...	0.005917
177	PTO177	2018	12.70	0	...	0.005917
:	:	:	:	:	:	:
186	PTO186	2019	12.70	0	...	0.005917

Histograma do Tempo de Vida dos Transformadores Novos  
O campo Local deve ter 6 caracteres

Pto	Local	Lim.Inf Cls-01	Largura Classe		Probab Cls-20
001	PTO001	0	7300	...	0.005917
002	PTO002	0	7300	...	0.005917
:	:	:	:	:	:
176	PTO176	0	7300	...	0.005917
177	PTO177	0	7300	...	0.005917
:	:	:	:	:	:
186	PTO186	0	7300	...	0.005917

Se o ano de instalação informado para um transformador for 0000 ou simplesmente inferior ao ano inicial do período de análise, este transformador será considerado em operação no iní-

cio do período. Caso contrário, o transformador será adicionado ao sistema no 1º mês do ano de sua instalação.

O sistema utilizado nas aplicações numéricas desta seção possui 176 transformadores de 25 MVA com fator de carga igual a 0,5080, que resulta em uma carga inicial de  $0,5080 \times 25 = 12,7$  MW por transformador. Inicialmente, o estoque conta com 5 transformadores reservas. A Tabela 4.21 descreve as três situações analisadas com o programa computacional para um período de 112 meses, compreendido entre 09/2012 e 12/2021.

TABELA 4.21 – DESCRIÇÃO DOS CASOS

Caso	Adição de Transformadores no Campo	Adição de Reservas ao Estoque
1	–	–
2	10 novos transformadores em 2018	–
3	10 novos transformadores em 2018	1 novo reserva em 2018

Por simplicidade, considerou-se um histograma de 20 classes com tempos de vida exponencialmente distribuídos, com  $\lambda = 0,0135$  f/ano para os transformadores usados e os novos.

Para todas as simulações realizadas, considerou-se um coeficiente de variação  $\beta = 1\%$  para a *EENS*. Cada caso demandou a simulação de cerca de 40.000 períodos, implicando em tempos de processamento de aproximadamente 5 minutos em um computador com processador *Intel Core i3*. Os indicadores de confiabilidade gerais do período de análise e específicos de cada ano são apresentados nas Tabelas 4.22 a 4.28.

TABELA 4.22 – ÍNDICES DE CONFIABILIDADE DO PERÍODO – CASO 1

Índice	Valor
Confiabilidade	0,524031
Disponibilidade	0,977424
Indisponibilidade (horas/período)	1845,82
Frequência média de falha (falhas)	0,8985
Duração média das falhas (dias)	85,59
<i>EENS</i> (MWh/período)	32.812,84

TABELA 4.23 – ÍNDICES DE CONFIABILIDADE DE CADA ANO: CASO 1

Intervalo	Frequência (falhas/intervalo)	Indisponibilidade (horas/intervalo)	<i>EENS</i> (MWh/intervalo)
09/2012 a 12/2012	0,0001	0,05	0,83
01/2013 a 12/2013	0,0507	92,40	1594,64
01/2014 a 12/2014	0,0945	187,92	3272,60
01/2015 a 12/2015	0,0935	193,89	3399,30
01/2016 a 12/2016	0,0980	202,19	3542,72
01/2017 a 12/2017	0,1018	210,03	3727,95
01/2018 a 12/2018	0,1069	225,41	4042,51
01/2019 a 12/2019	0,1101	229,35	4115,22
01/2020 a 12/2020	0,1211	248,03	4476,21
01/2021 a 12/2021	0,1217	256,55	4640,86

Os indicadores de confiabilidade do Caso 2 (inclusão de 10 transformadores em 2018) são mostrados nas tabelas a seguir, juntamente com os valores do Caso 1 (reapresentados entre parênteses para facilitar a comparação entre os resultados das duas simulações).

TABELA 4.24 – RESULTADOS DE CONFIABILIDADE DO PERÍODO: CASO 2

Índice	Caso 2	(Caso 1)
Confiabilidade	0,495942	0,524031
Disponibilidade	0,975232	0,977424
Indisponibilidade (horas/período)	2025,01	1845,82
Frequência média de falha (falhas/período)	0,9825	0,8985
Duração média das falhas (dias)	85,88	85,59
<i>EENS</i> (MWh/período)	36.334,54	32.812,84

Observa-se que o aumento de 10 transformadores no campo provoca a deterioração dos índices de confiabilidade do sistema, uma vez que este passa a ter mais equipamentos expostos à falha, enquanto o estoque de reservas permanece inalterado.

A Tabela 4.25 mostra que a piora nos índices de confiabilidade do sistema no Caso 2 se inicia em 2018, justamente com a inclusão dos 10 novos transformadores no campo.

As pequenas variações observadas entre o Caso 1 e o Caso 2 no período de 2012 a 2017 se devem apenas ao processo de amostragem da simulação Monte Carlo, sendo teoricamente iguais, já que, neste período, o sistema é idêntico em ambos os casos (com 176 transformadores em operação no campo e 5 reservas no estoque).

TABELA 4.25 – RESULTADOS DE CONFIABILIDADE DE CADA ANO: CASO 2

Intervalo	Frequência (falhas/intervalo)		Indisponibilidade (horas/intervalo)		<i>EENS</i> (MWh/intervalo)	
	Caso 2	(Caso 1)	Caso 2	(Caso 1)	Caso 2	(Caso 1)
09/2012 a 12/2012	0,0001	0,0001	0,02	0,05	0,38	0,83
01/2013 a 12/2013	0,0480	0,0507	87,84	92,40	1487,81	1594,64
01/2014 a 12/2014	0,0909	0,0945	186,95	187,92	3290,93	3272,60
01/2015 a 12/2015	0,0969	0,0935	194,71	193,89	3446,09	3399,30
01/2016 a 12/2016	0,0992	0,0980	202,12	202,19	3540,77	3542,72
01/2017 a 12/2017	0,1039	0,1018	212,62	210,03	3762,21	3727,95
01/2018 a 12/2018	0,1133	0,1069	231,09	225,41	4099,54	4042,51
01/2019 a 12/2019	0,1342	0,1101	281,76	229,35	5152,91	4115,22
01/2020 a 12/2020	0,1440	0,1211	309,69	248,03	5721,32	4476,21
01/2021 a 12/2021	0,1521	0,1217	318,21	256,55	5832,57	4640,86

Os resultados de confiabilidade do Caso 3 (inclusão de 10 transformadores no campo e 1 no estoque em 2018) são apresentados nas Tabelas 4.26 e 4.27, juntamente com os resultados do Caso 1, para efeito de comparação.

TABELA 4.26 – RESULTADOS DE CONFIABILIDADE DO PERÍODO: CASO 3

Índice	Caso 3	(Caso 1)
Confiabilidade	0,628365	0,524031
Disponibilidade	0,984671	0,977424
Indisponibilidade (horas/período)	1253,33	1845,82
Frequência média de falha (falhas/período)	0,6500	0,8985
Duração média das falhas (dias)	80,34	85,59
<i>EENS</i> (MWh/período)	22.006,74	32.812,84

TABELA 4.27 – RESULTADOS DE CONFIABILIDADE DE CADA ANO: CASO 3

Intervalo	Frequência (falhas/intervalo)		Indisponibilidade (horas/intervalo)		<i>EENS</i> (MWh/intervalo)	
	Caso 3	(Caso 1)	Caso 3	(Caso 1)	Caso 3	(Caso 1)
09/2012 a 12/2012	0.0001	0,0001	0.02	0,05	0.24	0,83
01/2013 a 12/2013	0.0498	0,0507	90.09	92,40	1523.56	1594,64
01/2014 a 12/2014	0.0910	0,0945	184.45	187,92	3238.50	3272,60
01/2015 a 12/2015	0.0945	0,0935	195.38	193,89	3473.06	3399,30
01/2016 a 12/2016	0.0989	0,0980	204.03	202,19	3593.50	3542,72
01/2017 a 12/2017	0.1023	0,1018	209.47	210,03	3739.06	3727,95
01/2018 a 12/2018	0.0415	0,1069	70.44	225,41	1214.80	4042,51
01/2019 a 12/2019	0.0538	0,1101	92.07	229,35	1583.21	4115,22
01/2020 a 12/2020	0.0577	0,1211	102.80	248,03	1786.74	4476,21
01/2021 a 12/2021	0.0604	0,1217	104.57	256,55	1854.07	4640,86

Observe que os índices de confiabilidade passam a diferir dos valores de referência (Caso 1) a partir de 2018, com a inclusão dos novos transformadores no campo e do novo reserva. Neste caso, a partir de 2018, os índices apresentam uma melhora em relação ao Caso 1, mostrando que a adição do novo reserva é mais influente que o aumento dos 10 transformadores no campo. A Tabela 4.28 apresenta os custos referentes aos Casos 1, 2 e 3.

TABELA 4.28 – VALOR PRESENTE DOS CUSTOS

Custo	Valor (1000 R\$)		
	Caso 1	Caso 2	Caso 3
Investimento	5655,56	5655,56	6000,65
Interrupção	49.219,26	54.501,81	33.010,12
Não Faturamento	6713,51	7434,05	4502,58
Soma	61.588,33	67.591,42	43.513,35

Note, na Tabela 4.28, que os custos de investimento dos Casos 1 e 2 são iguais (ambos referentes a 5 transformadores reservas), porém menores que o custo de investimento do Caso 3 (onde foi adquirido um novo transformador reserva). Os custos de interrupção e não fatura-

mento são maiores no Caso 2, onde ocorre o aumento de 10 transformadores em operação no campo, mas ainda sem o reforço do estoque.

A comparação entre os custos totais dos Casos 2 e 3 permite concluir que, diante da expectativa de crescimento do número de transformadores no campo em 10 unidades, a compra de mais um transformador reserva é viabilizada pela redução dos custos esperados de interrupção e não faturamento. Nesta comparação, o custo total cai de 67.591,42 ( $\times 1000$  R\$) para 43.513,35 ( $\times 1000$  R\$) no período considerado.

Uma nova simulação mostrou que se a inclusão do novo transformador reserva fosse feita em 2017, antes mesmo do aumento do número de transformadores no campo, o custo total do sistema seria de 38.832,69 ( $\times 1000$  R\$) no período, ainda menor que o custo do Caso 3.

#### **4.3.5. Modelo SMC-06**

Este modelo considera tempos de funcionamento discretos não exponenciais, cálculo de custos, especificação de carga individualmente por transformador, modelagem do crescimento da carga e o aumento da quantidade de equipamentos durante o período de análise.

A nova versão do programa de avaliação de confiabilidade apresenta, em relação à anterior, uma modificação na entrada de dados que procura facilitar a inclusão dos histogramas provenientes do programa Arrhenius-Impactos.

Além da mudança no formato do arquivo de dados, uma alteração metodológica foi implementada neste programa, dando origem à sua sexta versão, denominada SMC-06. A referida alteração corresponde à classificação das reposições de transformadores no estoque como automáticas ou não automáticas.

Até a versão 5 do programa de análise de confiabilidade (SMC-05), considerou-se que uma falha de transformador no campo iniciava automaticamente o processo de aquisição de um novo equipamento, o que se concretizava em um tempo modelado por uma distribuição uniforme, exponencial ou normal, conforme a especificação feita no arquivo de dados de entrada. Isto foi feito para que a reposição do estoque fosse feita o mais rapidamente possível, visando à manutenção do número especificado de transformadores reservas.

Na versão atual do programa, optou-se por permitir ao usuário informar se deseja ou não habilitar as reposições automáticas. Caso estas sejam habilitadas, o programa irá se comportar exatamente como descrito acima. No entanto, se as reposições automáticas forem desabilitadas, a estratégia estabelecida para a composição do estoque deverá contemplar, além de inclusões de reforços na reserva técnica, equipamentos para a substituição de transformadores avariados no campo durante o período de planejamento. Esta forma alternativa de administrar a reserva técnica oferece ao planejador do sistema total autonomia para definir quando e como adicionar novos transformadores ao sistema.

Os casos analisados pelo programa SMC-06 neste trabalho são descritos na Tabela 4.29. Em todas as avaliações numéricas, foram considerados o parque de transformação de 25 MVA da CEMIG, os histogramas de tempo de vida restante obtidos na Seção 3.3 (Modelo Arrhenius-Impactos) e um período de planejamento de aproximadamente 10 anos, i.e., de 05/2013 a 12/2022.

TABELA 4.29 – DESCRIÇÃO DAS SIMULAÇÕES

<b>Caso</b>	<b>Distribuição</b>	<b>Rep. Automática</b>	<b>Estratégia</b>
1	Retangular	Sim	13 reservas incluídos em 2013
2	Triangular	Sim	5 reservas incluídos em 2013 e 1 novo reserva adicionado em 2017
3	Triangular	Não	3 reservas em 2013, 3 reservas em 2014 e 2 reservas por ano de 2015 a 2022

A Tabela 4.30 apresenta os valores de indisponibilidade a cada ano do período de análise para cada caso analisado. Cada simulação demandou aproximadamente 5 minutos em um computador *Core i3* com 2 GB de memória.

Comparando-se os Casos 1 e 2, ambos com reposição automática, observa-se que para a obtenção de um nível de confiabilidade relativamente próximo, são necessários mais transformadores reservas no Caso 1 que no Caso 2. Isto ocorre porque no Caso 1, os histogramas de vida restante dos transformadores foram obtidos considerando a distribuição retangular, onde a perda de vida média por impacto é maior que no Caso 2. Com isso, a expectativa de vida

dos transformadores é menor no Caso 1, que, portanto, exige um maior número de reservas para a obtenção de um nível de confiabilidade equivalente.

TABELA 4.30 – INDISPONIBILIDADE DO SISTEMA (HORAS/ANO)

Ano	Caso 1	Caso 2	Caso 3
2013	0,00	0,03	7,44
2014	8,27	4,32	3,65
2015	7,79	6,45	4,70
2016	7,88	9,62	4,79
2017	11,25	2,95	5,89
2018	8,18	4,27	6,28
2019	8,48	5,42	6,53
2020	11,33	8,10	7,50
2021	11,25	13,22	9,53
2022	11,71	17,31	11,96
Total	83,83	71,68	68,28

A diferença básica entre os Casos 2 e 3 reside na forma de reposição do estoque. O Caso 2 procura manter 6 reservas no estoque, repondo o mais rapidamente possível, um transformador reserva que tenha sido instalado no campo no lugar de um transformador avariado. Diferentemente, o Caso 3 ilustra uma situação em que não são consideradas reposições automáticas do estoque, onde cabe ao planejador a tarefa de estabelecer antecipadamente todas as aquisições de transformadores a serem feitas durante o período. Neste caso, note que foram incluídos ao sistema  $3 + 3 + 8 \times 2 = 22$  transformadores ao longo dos 10 anos de planejamento. No Caso 2 (distribuição Triangular), o número médio de reposições automáticas foi de 14,2 transformadores no período, o que dá um total de 20,2 transformadores ao longo dos 10 anos, i.e., similar ao Caso 3. Já no Caso 1 (distribuição Retangular), o valor total foi de 56,4 transformadores em 10 anos, como esperado, uma condição bem mais estressante.

As Figuras 4.27, 4.28 e 4.29 ilustram, respectivamente, para os Casos 1, 2 e 3, a *EENS* a cada ano do período de planejamento.

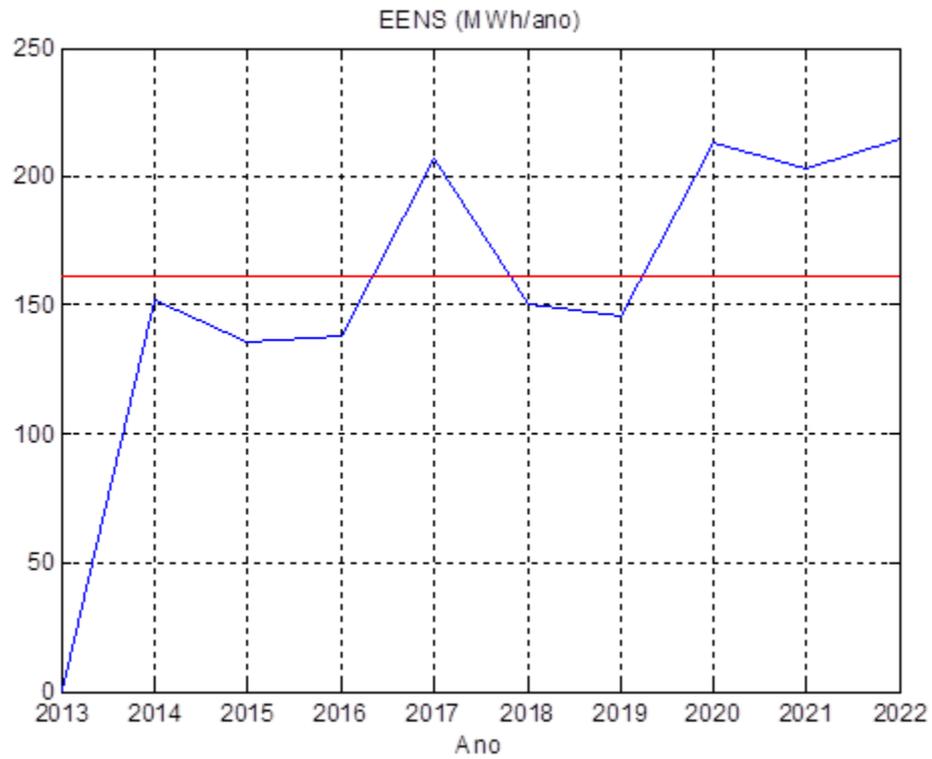


Fig. 4.27 – EENS: Caso 1.

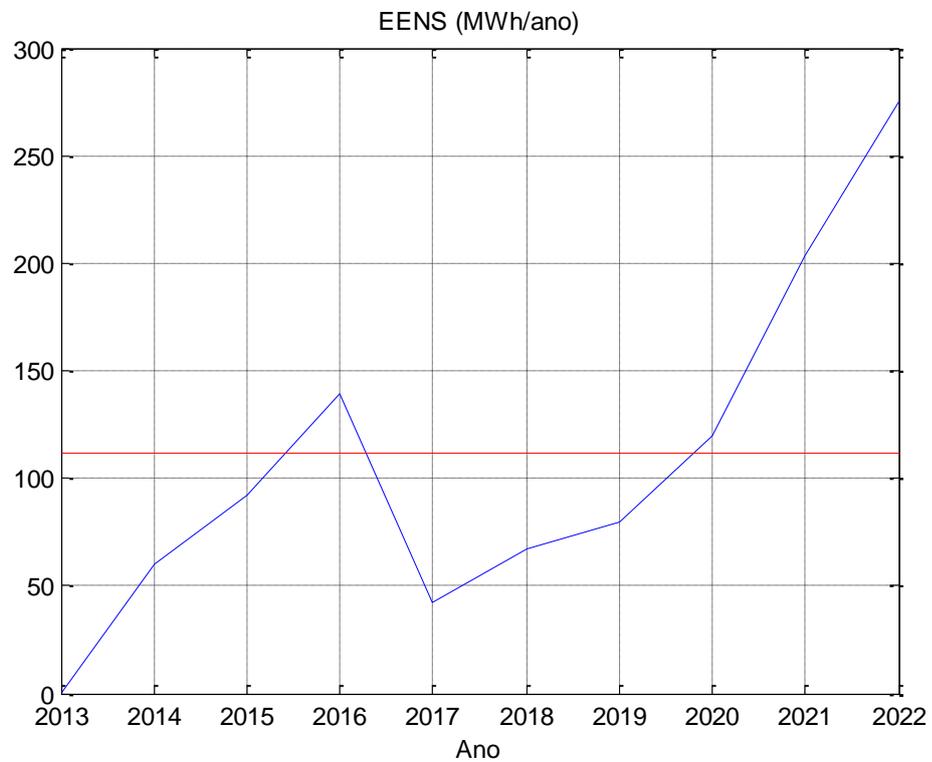


Fig. 4.28 – EENS: Caso 2.

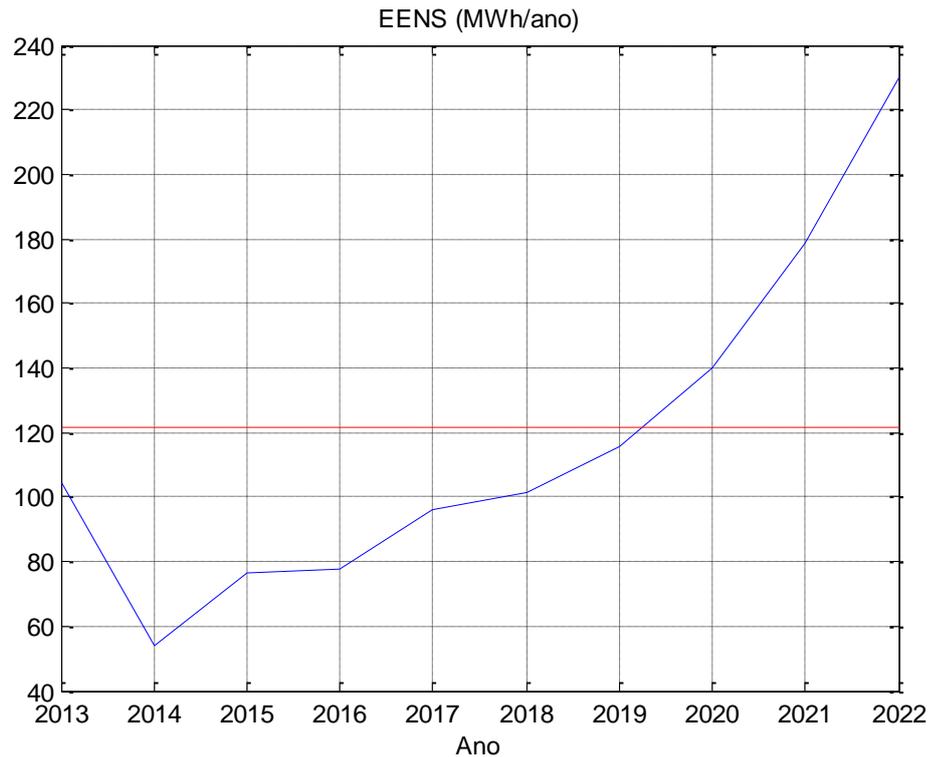


Fig. 4.29 – EENS: Caso 3.

#### 4.4. RESULTADOS

As aplicações numéricas apresentadas nesta seção consideram o parque de transformação de 25 MVA da CEMIG, que consiste de 177 transformadores de 138 – 13.8 kV, para os quais já foram determinados, a partir do programa Arrhenius-Impactos, os histogramas de tempo de vida restante. A Fig. 4.30 ilustra o histograma do tempo de vida total para o Transformador 3 da subestação Alfenas 1, que se encontra em operação desde 1984.

O referido histograma representa o tempo de vida de um transformador novo instalado no mesmo ponto do transformador atual, i.e., exposto às mesmas condições de temperatura e nível de curto-circuito. Contudo, como o transformador atual está em funcionamento há 29 anos, seu tempo de vida restante é representado pelo histograma condicionado da Fig. 4.31. Neste histograma, o tempo é contado a partir do instante atual (2013) e não do ano de instalação do transformador (1984).

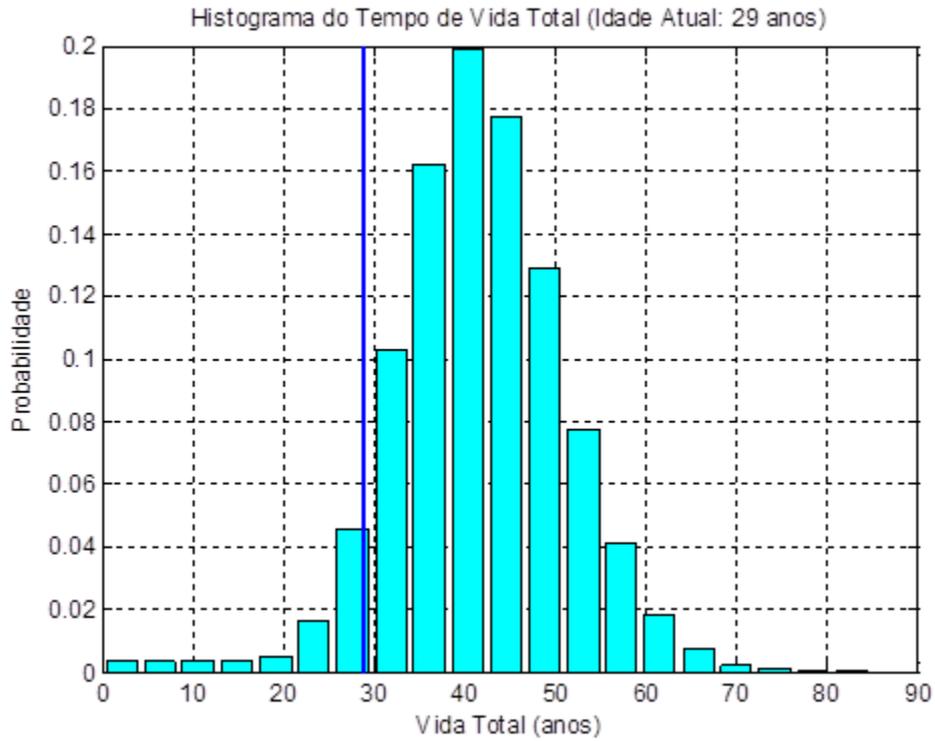


Fig. 4.30 – Histograma da vida total (equivalente a um transformador novo).

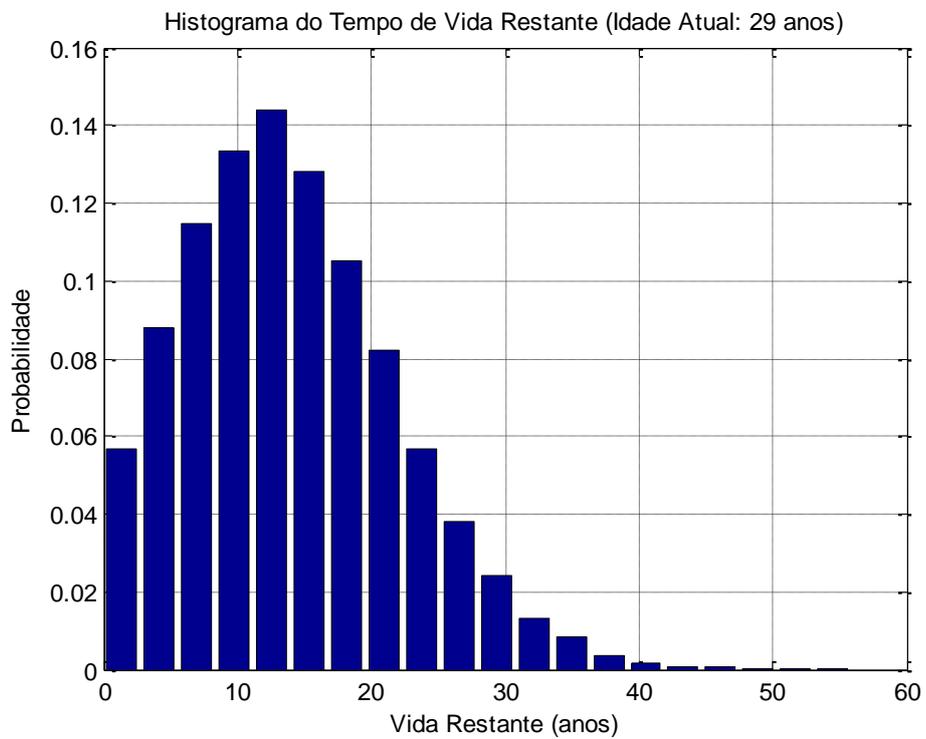


Fig. 4.31 – Histograma condicionado da vida restante (transformador atual).

A Tabela 4.31 resume os casos simulados com o programa SMC-06. O período de planejamento é de 10 anos para todos os casos, iniciando-se em janeiro de 2013 e terminado em dezembro de 2022. A convergência do processo é controlada pelo coeficiente de variação da *EENS*, cujo valor limite foi especificado em 1%.

TABELA 4.31 – DESCRIÇÃO DOS CASOS

Caso	Descrição
1	Caso inicial (referência).
2	Aumento da carga total em 3% ao ano.
3	Aumento da carga total em 3% ao ano e inclusão de 1 transformador no campo por ano de 2014 a 2022 (o que totaliza 9 novos transformadores).

Em todas as situações, considera-se um estoque previamente existente de 5 transformadores reservas e utiliza-se a reposição automática do estoque, i.e., a cada transformador avariado no campo, inicia-se o processo de aquisição de um novo equipamento para repor o estoque.

No caso de referência, considera-se o sistema em sua configuração original, i.e., com 177 transformadores em operação no campo e um estoque inicial de 5 reservas. O seguinte trecho do arquivo de resultados do programa SMC-06 apresenta os parâmetros básicos da simulação.

```

=====
Análise de Confiabilidade e Dimensionamento de
  Estoques de Transformadores para Subestações
    de Distribuição / Modelo SMC-06
=====

Arquivo de Dados: rel_11_caso_1.dat
Arquivo de Saída: rel_11_caso_1.out

Sistema e Caso:   Referência

=====
Dados Gerais
=====

Simulação
-----
Período de análise:          1/2013 a 12/2022
Beta máximo (EENS):          1.00
-----

```

Parque de Transformação, Estoque e Carga	
Dado	Valor
Transformadores no campo (inicial):	177
Transformadores no campo (final):	177
Estoque pré-existente:	5
Potência do transformador (MVA):	25.0
Carga inicial total (MW):	2247.90
Reposição automática:	Sim
Distribuição:	Uniforme
Mínimo (meses):	11
Máximo (meses):	13

A partir do ano de instalação de cada transformador, o programa fornece o seguinte histograma das idades atuais, i.e., no início do período (em 2013).

Histograma das Idades dos Transformadores: 2013		
Idade Atual	Quantidade	Percentual
Entre 0 e 5 anos:	1	0.56
Entre 5 e 10 anos:	4	2.26
Entre 10 e 15 anos:	17	9.60
Entre 15 e 20 anos:	29	16.38
Entre 20 e 25 anos:	24	13.56
Entre 25 e 30 anos:	48	27.12
Entre 30 e 35 anos:	17	9.60
Entre 35 e 40 anos:	26	14.69
Acima de 40 anos:	11	6.21
Total:	177	100.00
Média (anos):		25.32

Este histograma é ilustrado na Fig. 4.32, gerada pelo programa.

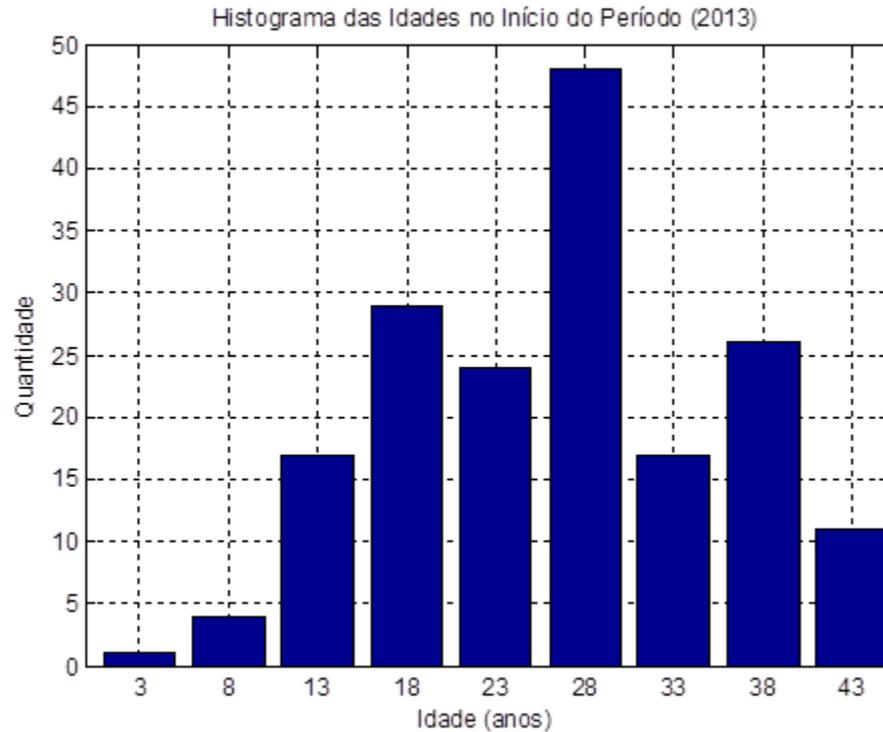


Fig. 4.32 – Histograma das idades dos transformadores no início do período (2013).

Outros dados referentes a esta simulação são mostrados a seguir:

Histograma da Expectativa de Vida Restante

Vida Restante	Quantidade	Percentual
Entre 0 e 5 anos:	2	1.13
Entre 5 e 10 anos:	5	2.82
Entre 10 e 15 anos:	2	1.13
Entre 15 e 20 anos:	23	12.99
Entre 20 e 25 anos:	16	9.04
Entre 25 e 30 anos:	25	14.12
Entre 30 e 35 anos:	33	18.64
Entre 35 e 40 anos:	23	12.99
Acima de 40 anos:	48	27.12
Total:	177	100.00

Expectativas de Vida por Arrhenius-Impactos

Vida restante média - atuais (anos):	32.1
Expectativa de vida - novos (anos):	56.2

Parâmetros Econômicos

Dado	Valor
Custo da energia (R\$/MWh):	204.60
Custo de interrupção (R\$/MWh):	1500.00
Taxa anual de juros (%):	12.00

Inclusões Programadas no Estoque

Não foram estabelecidas inclusões programadas.

Aumentos de Carga

Não foram estabelecidos acréscimos de carga.

Expansão do Parque

Não foi considerada a expansão do parque.

A seguir, são apresentados os resultados de confiabilidade do sistema. Os valores médios de indisponibilidade, frequência de falha e *EENS* são, respectivamente, 31,16 horas/ano, 0,0176 falhas/ano e 491,98 MWh/ano. Contudo, observa-se nos valores anuais destes índices, que a confiabilidade do sistema está se deteriorando com o tempo.

Parâmetros Gerais da Simulação

Parâmetro	Valor
Período de análise --> t (m)	120
Coefficiente beta da EENS (%)	3.0
Tempo de simulação (min)	0.4
Períodos simulados	18469

Indicadores para o Período de Análise

Índice	Valor
Confiabilidade R(t)	0.867279
Disponibilidade	0.996443
Indisponibilidade (h/p)	311.61
(h/a)	31.16

Freq média de falha (f/p)	0.1760
(f/a)	0.0176
-----	
Dur média das falhas (d)	73.79
-----	
EENS (MWh/p)	4919.80
(MWh/a)	491.98
-----	
EPNS (MW)	0.0562
-----	
Média de aquisições no período:	14.8
-----	

Indicadores para cada Ano do Período de Análise

Ano\Índices	Ncampo	Nres	Freq f/ano	Indisp h/ano	EENS MWh/ano
1/2013 a 12/2013	177	5	0.0006	0.93	13.57
1/2014 a 12/2014	177	5	0.0035	5.40	78.25
1/2015 a 12/2015	177	5	0.0046	7.62	110.12
1/2016 a 12/2016	177	5	0.0082	12.73	188.77
1/2017 a 12/2017	177	5	0.0144	25.14	384.00
1/2018 a 12/2018	177	5	0.0162	28.83	446.30
1/2019 a 12/2019	177	5	0.0195	34.44	539.30
1/2020 a 12/2020	177	5	0.0277	47.84	752.52
1/2021 a 12/2021	177	5	0.0368	67.33	1090.30
1/2022 a 12/2022	177	5	0.0444	81.36	1316.67
-----					
Totais do período			0.1760	311.61	4919.80
-----					

De acordo com a simulação, no período de 01/2013 a 12/2022 são adquiridos, em média, 14,8 transformadores para recompor o estoque, em função das avarias ocorridas no campo durante o mesmo. Dessa forma, este sistema demanda, em média, a aquisição de 1,48 transformadores por ano.

A simulação Monte Carlo permite também que seja feito o histograma das idades esperadas dos transformadores no último ano do período de análise, i.e., 2022. A Fig. 4.33 ilustra esse histograma juntamente com o histograma das idades dos transformadores em 2013, apresentado anteriormente na Fig. 4.32.

Neste caso, a média das idades atuais dos transformadores em janeiro de 2013 (início do período) é de 25,32 anos, e, em dezembro de 2022 (final do período), a média das idades esperadas dos transformadores é de 32,03 anos. Note, portanto, que apesar de decorridos 10 anos, o parque de transformação envelheceu, em média,  $32,03 - 25,32 = 6,71$  anos.

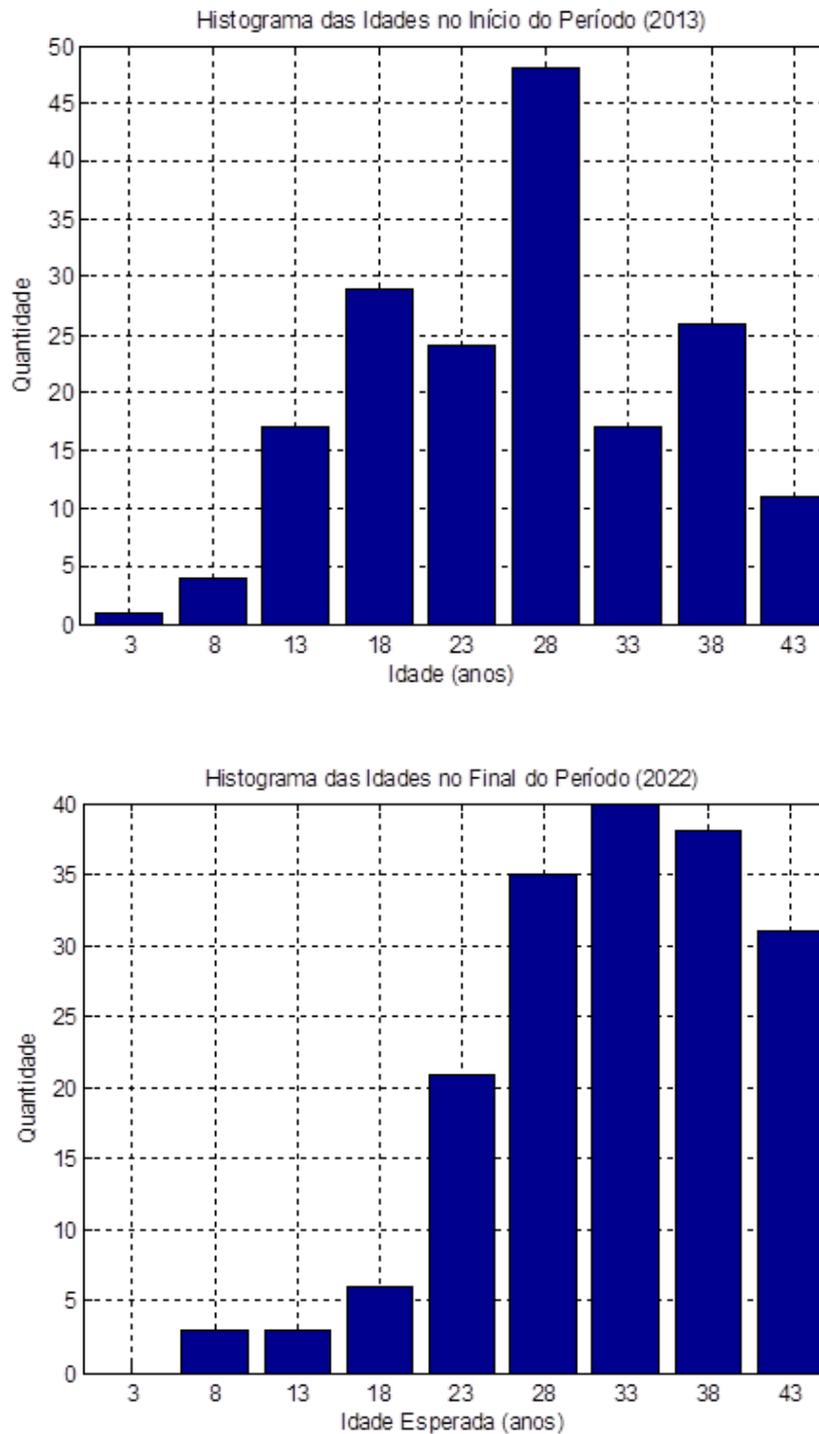


Fig. 4.33 – Histograma das idades dos transformadores em 2013 e 2022.

Este fato se deve à substituição de transformadores mais antigos, falhados no período, por transformadores novos (provenientes do estoque), o que contribui para a redução da idade final esperada dos transformadores do sistema.

Como estabelecido na Tabela 4.31, o Caso 2 admite o crescimento da carga a uma taxa de 3% ao ano<sup>10</sup>, enquanto o Caso 3 considera a expansão do parque com a inclusão de um novo transformador no campo de 2014 a 2022.

TABELA 4.32 – COMPARAÇÃO ENTRE INDICADORES DE CONFIABILIDADE

Indicador	Caso 1	Caso 2	Caso 3
Confiabilidade no período	0,8673	0,8674	0,8677
Indisponibilidade média (h/ano)	31,16	31,17	31,63
Frequência média das falhas (f/ano)	0,018	0,018	0,018
Duração média das falhas (dias)	73,8	73,9	75,1
<i>EENS</i> (MWh/ano)	491,98	593,58	604,79
Média de aquisições no período	14,8	14,8	14,9

Ao se comparar o Caso 2 com o Caso 1, nota-se que a elevação da carga do sistema afeta somente a *EENS*, enquanto os demais indicadores permanecem constantes. As pequenas diferenças observadas se devem ao processo de amostragem da simulação Monte Carlo. Este resultado é coerente, pois o aumento da carga não provoca falhas adicionais em relação às que já ocorriam no Caso 1 (em que há o mesmo número de transformadores no campo e o mesmo estoque). Por outro lado, a *EENS* é sensível ao aumento da carga, uma vez que os cortes de carga ocorridos no Caso 2 são maiores que os ocorridos no Caso 1, já que a carga é maior.

No que se refere ao Caso 3, observam-se pequenas variações na indisponibilidade, frequência e duração média das falhas, provocadas pela adição dos 9 transformadores. Neste caso, a expansão do parque faz com que a quantidade de transformadores expostos à falha seja maior a cada ano, justificando uma ligeira piora desses indicadores.

<sup>10</sup> A simulação realizada considera que a carga de cada transformador seja acrescida anualmente de um valor equivalente a 3% de seu valor inicial.

A *EENS*, por sua vez, é afetada tanto pelo aumento da carga quanto pela expansão do parque de transformação (embora o aumento da carga tenha sido mais impactante), e, por isso, apresenta a maior elevação relativa ao Caso 1 entre os indicadores considerados na Tabela 4.32. A Tabela 4.33 apresenta a *EENS* para cada ano do período de análise, nos Casos 1, 2 e 3.

TABELA 4.33 – EENS ANUAL (MWH/ANO)

Ano	Caso 1	Caso 2	Caso 3
2013	13,57	13,55	11,65
2014	78,25	81,20	88,76
2015	110,12	116,57	113,38
2016	188,77	205,34	216,10
2017	384,00	427,34	405,89
2018	446,30	512,96	514,75
2019	539,30	636,60	678,13
2020	752,52	912,86	919,17
2021	1090,30	1354,76	1366,12
2022	1316,67	1674,65	1733,93

Na metodologia proposta, os custos referentes ao período são divididos em duas classes:

- Custos de investimento em transformadores reservas para inclusão em um estoque previamente existente, e;
- Custos de operação, que englobam o custo de interrupção (valor econômico da falta de energia elétrica para a sociedade) e a perda de receita decorrente do não fornecimento de energia durante as falhas do sistema.

Em ambos os casos, o programa SMC-06 fornece o valor presente dos custos, i.e., referenciados ao ano inicial do período de análise.

A Fig. 4.34 exemplifica o processo de cálculo do custo de investimento referente à inclusão de um novo transformador reserva, considerando-se um período de análise de 10 anos.

No exemplo ilustrado, um transformador reserva é adquirido no ano 6 do período de análise, a um custo  $V_T$ . Este custo é convertido em 35 parcelas anuais de valor  $V_A$ , de acordo com a taxa de desconto adotada pela empresa. Observe que dentro do período de análise devem ser

pagas 5 parcelas deste custo, que, quando referenciadas ao ano 6, resultam no valor  $V_F$ . Por fim, este valor é referenciado ao ano 0, resultando no valor presente  $V_P$ .

Na avaliação proposta, o custo de investimento relativo ao período de análise é dado pela soma dos valores presentes de todas as aquisições de transformadores reservas ocorridas no período. Portanto, são desconsiderados os custos referentes ao estoque previamente existente.

Para justificar esta prática, ressalta-se que a determinação dos custos de investimento e operação tem como objetivo principal a identificação da melhor estratégia para a ampliação do estoque, visando ao suprimento da demanda futura de substituições de transformadores avariados ao longo de um determinado período. Este objetivo pode ser alcançado através da comparação de diferentes alternativas, cada qual implicando em uma soma entre custos de investimento e operação do sistema. Assim, o custo do estoque previamente existente corresponde a uma parcela constante a ser adicionada aos custos de todas as alternativas, e, portanto, sua inclusão nos cálculos não afeta a tomada de decisão.

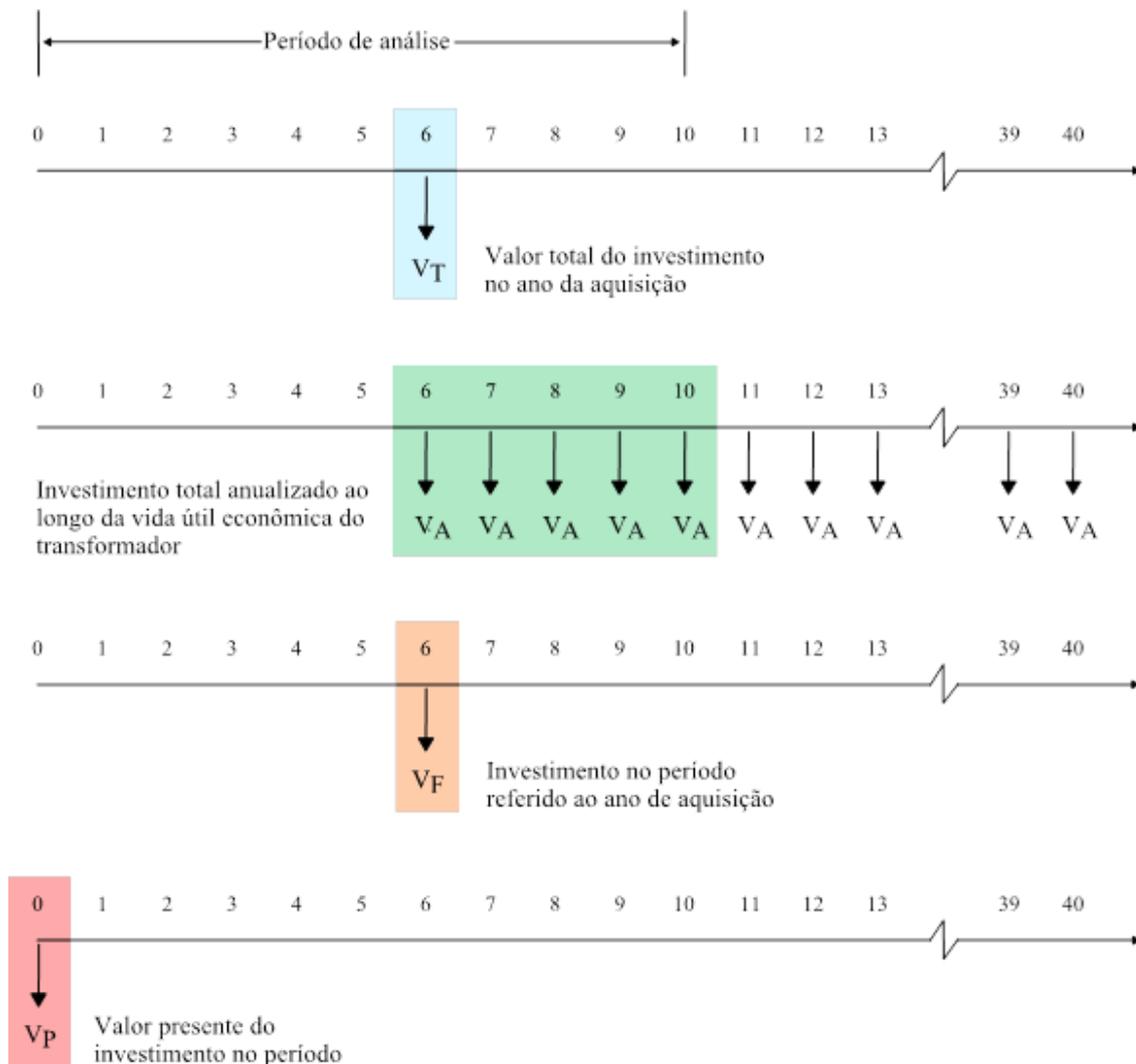


Fig. 4.34 – Ilustração do processo de cálculo do custo de investimento.

Na metodologia proposta, o custo de operação representa a soma entre os custos de interrupção e não faturamento, que ocorrem sempre que a falha de um transformador no campo não puder ser eliminada com a substituição do transformador avariado por um novo, se o estoque estiver esgotado.

A Fig. 4.35 ilustra, em uma realização hipotética do período de análise, o cálculo dos custos de interrupção e não faturamento em um sistema composto por  $N$  transformadores com potência  $S$  (MVA) e fator de carregamento médio  $f$  (MW/MVA). Observe que para cada transfor-

mador falhado e não substituído, o sistema deixa de fornecer um bloco de energia  $E$  (MW) dado por <sup>11</sup>

$$E = S \times f \times \Delta t \quad (4.10)$$

onde  $\Delta t$  é o intervalo de tempo (h) durante o qual o transformador falhado permanece no campo.

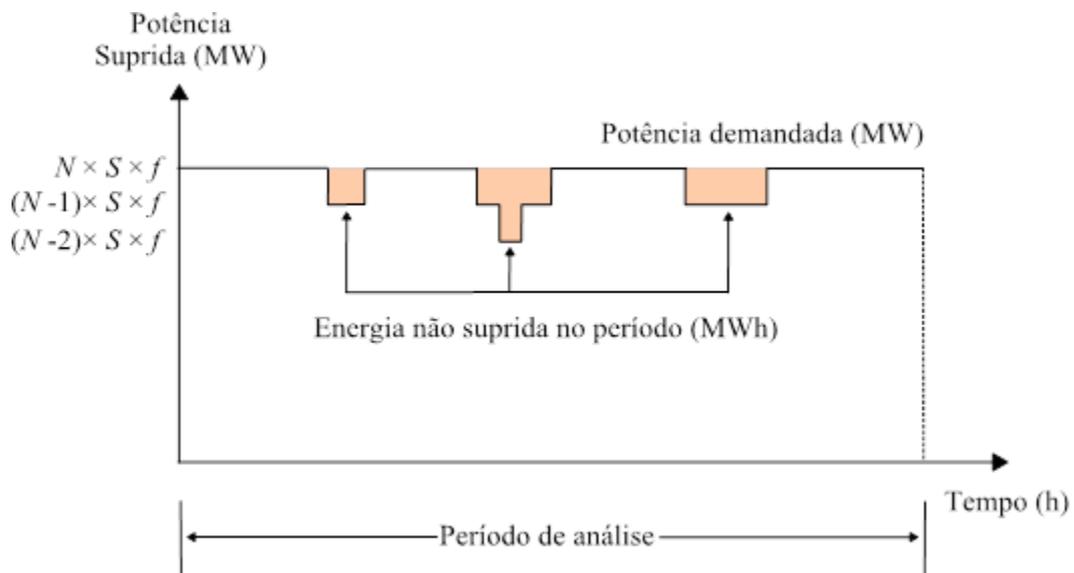


Fig. 4.35 – Ilustração do cálculo do custo de operação.

Neste período, os custos de interrupção / não faturamento são calculados, respectivamente, pelo produto entre a energia não fornecida e o custo unitário de interrupção  $C_i$  (R\$/MWh) / tarifa de energia  $C_e$  (R\$/MWh), i.e.:

$$Custo_i = C_i \times (E_1 + E_2 + E_3) \quad (4.11)$$

$$Custo_e = C_e \times (E_1 + E_2 + E_3). \quad (4.12)$$

Depois de analisado um grande número de períodos e calculada a *EENS*, os valores esperados dos custos de interrupção e não faturamento podem ser calculados por:

<sup>11</sup> A utilização do fator de carregamento médio neste exemplo é uma simplificação adotada para facilitar a ilustração da Fig. 4.35. O programa SMC-06 permite representar a carga individualmente por transformador.

$$E(Custo_i) = C_i \times EENS \quad (4.13)$$

$$E(Custo_e) = C_e \times EENS . \quad (4.14)$$

A Tabela 4.34 resume os custos de operação e investimento do sistema nas três situações consideradas (Casos 1, 2 e 3). Em todas elas, não foram feitos investimentos na ampliação do estoque, que permaneceu com 5 transformadores reservas como inicialmente estabelecido. Por esta razão, os custos de investimento (adicionais em relação ao Caso 1) são nulos.

TABELA 4.34 – CUSTOS ESPERADOS DO SISTEMA PARA O PERÍODO 2013-2022 (1000 R\$)

<b>Caso</b>	<b>Investimento</b>	<b>Operação</b>	<b>Soma</b>
1	0,00	8347,90	8347,90
2	0,00	10.102,19	10.102,19
3	0,00	10.532,60	10.532,60

Dos resultados apresentados, observam-se elevações significativas nos custos de operação do sistema, em função do crescimento da carga (Caso 2) e da combinação entre o crescimento da carga e a expansão do parque de transformação sem aumento de carga(Caso 3). (Só para que não haja dúvida, foi considerado que os transformadores novos entraram com carga.)

Cabe agora, avaliar como a ampliação do estoque ao longo do período de análise pode contribuir para a melhora dos indicadores de confiabilidade e a redução dos custos de operação do sistema.

Para isso, considere (tomando como base as condições de crescimento da carga e a expansão do parque de transformação assumidos no Caso 3) a inclusão um novo transformador reserva ao estoque em janeiro de 2016. A aquisição deste novo equipamento se dá a um preço de R\$ 1.700.000,00, amortizado ao longo de 420 meses (i.e., 35 anos) a uma taxa de 12% ao ano <sup>12</sup>.

Esta condição, denominada Caso 4, foi analisada com o programa SMC-06, tendo produzido os indicadores de confiabilidade apresentados nas Tabelas 4.35 e 4.36, juntamente com os indicadores referentes ao Caso 3, facilitando a comparação entre os mesmos.

<sup>12</sup> Os cálculos realizados pelo programa SMC-06 consideram a capitalização mensal, já que os novos transformadores reservas podem ser incluídos em qualquer mês do ano.

Na Tabela 4.35, observa-se que o aumento do estoque provoca uma melhora significativa nos indicadores de confiabilidade do período. A Tabela 4.36 mostra que a partir de 2016, os valores de EENS anuais são reduzidos em relação aos do Caso 3. Por fim, a Tabela 3.4 apresenta os custos de investimento e operação referentes aos Casos 3 e 4.

TABELA 4.35 – INDICADORES DE CONFIABILIDADE POR PERÍODO

<b>Indicador</b>	<b>Caso 3</b>	<b>Caso 4</b>
Confiabilidade no período	0,8656	0,9582
Indisponibilidade média (h/ano)	32,11	8,04
Frequência média das falhas (f/ano)	0,0179	0,0052
Duração média das falhas (dias)	74,9	64,2
EENS (MWh/ano)	617,89	146,86
Média de aquisições no período	14,9	14,9

No período de 10 anos considerado, há um investimento de  $675,46 \times 1000$  R\$, responsável pela melhora da confiabilidade do sistema e a consequente redução do custo esperado de operação de  $10.532,60$  para  $2503,34 \times 1000$  R\$. Com isso, a soma entre o custo de investimento e o valor esperado do custo de operação do sistema cai de  $10.532,60 \times 1000$  R\$ para  $3718,81 \times 1000$  R\$.

TABELA 4.36 – EENS ANUAL (MWH/ANO)

<b>Ano</b>	<b>Caso 3</b>	<b>Caso 4</b>
2013	10,32	10,29
2014	71,22	85,06
2015	147,81	125,68
2016	202,63	27,74
2017	393,36	79,15
2018	526,39	89,90
2019	735,00	109,79
2020	988,49	207,59
2021	1343,88	292,10
2022	1759,82	441,28

TABELA 4.37 – CUSTOS ESPERADOS DO SISTEMA PARA O PERÍODO 2013-2022 (1000 R\$)

Caso	Investimento	Operação	Soma
3	0,00	10.532,60	10.532,60
4	675,46	2503,34	3178,81

A Tabela 4.38 apresenta o número de transformadores reservas adicionados, a cada ano do período de análise, ao estoque inicial de 5 unidades. Consideram-se 6 alternativas de ampliação, denominadas A, B, C, D, E e F.

TABELA 4.38 – QUANTIDADE DE AQUISIÇÕES PARA REFORÇO DE ESTOQUE 2013-2022

Ano	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
A			1		1					1
B		1				1			1	
C					2					1
D				1		1				1
E			1				1		1	
F	1							1		1

A Tabela 4.39 apresenta os custos de investimento e operação para cada alternativa, obtidos com o auxílio do programa SMC-06.

Em todas as avaliações, considerou-se o crescimento da carga em 3% ao ano e a inclusão de 1 novo transformador no campo por ano de 2014 a 2022, tal como estabelecido inicialmente no Caso 3. No que se refere à ampliação do estoque, o preço de um transformador novo é de R\$ 1.700.000,00, com amortização em 35 anos a uma taxa de 12% ao ano. A convergência da simulação Monte Carlo foi controlada com a especificação de um coeficiente de variação de 1% para a *EENS* do período.

TABELA 4.39 – COMPARAÇÃO ENTRE ALTERNATIVAS DE AMPLIAÇÃO DO ESTOQUE

Alternativa	Custos (10 <sup>3</sup> R\$)			EENS (MWh/ano)
	Investimento	Operação	Soma	
Caso 3	0,00	10532,60	10532,60	617,89
A	1433,74 (4°)	488,96 (2°)	1922,70 (1°)	28,68 (2°)
B	1556,50 (6°)	378,50 (1°)	1935,00 (4°)	22,20 (1°)
C	1153,58 (1°)	979,55 (6°)	2133,14 (5°)	57,47 (6°)
D	1167,74 (2°)	762,57 (5°)	1930,31 (2°)	44,74 (5°)
E	1285,39 (3°)	646,70 (3°)	1932,08 (3°)	37,94 (3°)
F	1467,77 (5°)	745,17 (4°)	2212,94 (6°)	43,72 (4°)

Dos resultados apresentados, pode-se observar que:

- O custo total do Caso 3 (onde não se consideram investimentos no estoque) é o maior entre todas as alternativas analisadas, indicando que o estoque precisa ser ampliado;
- Apesar de em todas as alternativas terem sido adicionados 3 novos transformadores, os custos resultantes são diferentes entre si, mostrando que a especificação do momento da inclusão dos reforços tem fundamental importância nos custos;
- O menor custo total é obtido com a alternativa A, onde são adicionados 3 transformadores reservas, sendo o 1° em 2015, 2° em 2017 e o 3° em 2022;
- A alternativa B é a que implica na menor *EENS*, i.e., 22,20 MWh/ano. Note que o melhor nível de confiabilidade foi obtido em função do maior investimento, i.e., R\$  $1556,50 \times 10^3$ . Contudo, ao se somar os custos de operação e investimento, a Alternativa B implica apenas no 4° menor custo total, sendo superada pelas alternativas A, D e E, nas quais os custos de investimento são menores;
- Apesar de implicar no menor custo total, a alternativa A apresenta o 2° menor custo de operação e apenas o 4° menor custo de investimento, demonstrando que a obtenção do estoque ótimo resulta de uma solução de compromisso entre os custos de investimento e operação.

Os indicadores de confiabilidade do período e anuais fornecidos pelo programa SMC-06 para a alternativa A são mostrados a seguir.

Parâmetros Gerais da Simulação

Parâmetro	Valor
Período de análise --> t (m)	120
Coefficiente beta da EENS (%)	1.0
Tempo de simulação (min)	49.7
Períodos simulados	2082323

Indicadores para o Período de Análise

Índice	Valor
Confiabilidade R(t)	0.989250
Disponibilidade	0.999799
Indisponibilidade (h/p)	17.59
(h/a)	1.76
Freq média de falha (f/p)	0.0127
(f/a)	0.0013
Dur média das falhas (d)	57.58
EENS (MWh/p)	286.85
(MWh/a)	28.68
EPNS (MW)	0.0033
Média de aquisições no período:	14.9

## 4.5. CONCLUSÕES

Neste capítulo foram descritas as evoluções da metodologia e das ferramentas computacionais para que se pudesse chegar ao modelo mais completo e que considerasse todas as variáveis importantes e suas alterações ao longo do período de análise.

Partindo do modelo SMC-02, descrito no capítulo 2, até o modelo final SMC-06 foi possível evoluir permitindo aproximar muito o modelo da realidade de um sistema elétrico. A inclusão de novas funcionalidades e parâmetros no programa, assim como a possibilidade de simular a variação de alguns parâmetros do sistema durante o período de análise permitiu retratar a realidade do sistema elétrico com o dinamismo necessário.

O modelo SMC-02 não poderia considerar aspectos importantes adequadamente, como o envelhecimento dos equipamentos. Isso porque um transformador, ao falhar, era substituído por outro novo, mas com a mesma distribuição de probabilidades de falha do transformador anterior. O modelo de Arrhenius [ABNT97] mesmo já estabelece que a perda de vida de um transformador é cumulativa ao longo do seu período de operação, indicando característica de envelhecimento. A partir do modelo SMC-03 passou a se considerar também na simulação um período de planejamento, definido pelo usuário.

O modelo SMC-04 inclui simulações de custo, especificação de carga individualmente por transformador e modelagem do crescimento da carga durante o período de análise.

O modelo posterior, SMC-05, permitiu considerar o aumento da quantidade de equipamentos em operação e, portanto, sujeitos a falha durante o período de análise do sistema.

A versão final SMC-06 incluiu ainda a flexibilidade de definição da forma de reposição do estoque como automática ou não automática.

Importante ressaltar que, a cada evolução do modelo, aplicações numéricas foram feitas a fim de validar as alterações realizadas através do comparativo com os resultados do modelo anterior já validado.

Outras aplicações numéricas foram realizadas também a fim de avaliar a sensibilidade do dimensionamento de estoques frente a variação de cada parâmetro como aumento da quantidade de equipamentos em operação, aumento da carga, etc.

O programa SMC-06 mostrou-se uma ferramenta computacional adequada ao cálculo de indicadores de confiabilidade e custos esperados, sendo capaz de auxiliar os planejadores do sistema na comparação de alternativas de ampliação dos estoques, visando sempre à identificação dos investimentos que implicam nos melhores resultados do ponto de vista técnico e econômico.

# CAPÍTULO 5

## CONCLUSÕES

**E**STA dissertação de mestrado abordou o problema do dimensionamento da reserva técnica de transformadores de subestações de distribuição, uma necessidade do planejamento da operação e manutenção das empresas concessionárias de distribuição de energia elétrica. A proposta inicial foi utilizar a simulação Monte Carlo cronológica de forma que pudesse considerar os principais fatores de interesse e impacto no processo como:

- Crescimento do parque instalado de equipamentos;
- Crescimento de carga ao longo do tempo;

Inicialmente foram utilizadas distribuições conhecidas para modelar as diversas possibilidades das características da taxa de falha dos equipamentos com o tempo:

- Distribuição Exponencial (Taxa de falhas constantes no tempo);
- Distribuição Normal (Taxa de falhas crescentes no tempo).

Ao longo do trabalho percebeu-se que seria muito importante dedicar um tempo maior a análise de uma das principais variáveis de entrada, a taxa de falha dos equipamentos. Deve-se conhecer o comportamento da taxa de falha de cada equipamento a ser avaliado, principalmente ao se fazer um planejamento em longo prazo.

Procurou-se, portanto, desenvolver uma ferramenta computacional através da plataforma de programação MATLAB, utilizando também a simulação Monte Carlo (SMC) cronológica. Essa ferramenta possibilitou utilizar as teorias conhecidas e definidas em normas da ABNT para construir histogramas de tempos de vida para os transformadores. Além disso, foi possível adicionar estatísticas de eventos externos, não contemplados no modelo teórico da ABNT, que provocam falhas e devem ser considerados quando se pensa em dimensionamento de estoques para atendimento ao conjunto global de falhas dos equipamentos do sistema.

Inicialmente, utilizou-se a SMC cronológica para gerar os histogramas dos tempos de vida dos transformadores que serão usados como entrada de uma segunda SMC, também cronológica, para a obtenção dos índices de confiabilidade associados ao desempenho de uma dada configuração de equipamentos de reserva. Os histogramas são gerados a partir da combinação da teoria de Arrhenius com estatística de eventos externos observados que provocam falhas nos transformadores.

Os programas desenvolvidos mostraram-se muito úteis para o planejamento da operação e manutenção do sistema elétrico de distribuição, tendo as seguintes características principais:

- Representação dos tempos de vida restante de transformadores atuais e novos através de histogramas individuais por equipamento;
- Liberdade de escolha do período para o qual se deseja obter os índices de confiabilidade, e.g., 1 ano, 5 anos, 10 anos, etc.;
- Capacidade de fornecer índices de confiabilidade referentes a cada ano do período de análise, permitindo identificar a existência de anos críticos, em que o sistema se apresenta mais susceptível a falhas;
- Possibilidade de escalonamento de reforços no estoque de equipamentos reservas ao longo do período de análise;
- Capacidade de modelar os tempos de reposição do estoque através de três distribuições contínuas: exponencial, normal ou uniforme [BA83];
- Determinação dos custos de investimento na composição do estoque;
- Cálculo do custo esperado de operação (interrupção e não faturamento) do sistema para o período de análise especificado;
- Especificação da carga individualmente por transformador;
- Modelagem do crescimento da carga por transformador ou total do sistema durante o período de análise;
- Capacidade de representar a variação do número de transformadores em operação no campo durante o período de análise.

Algumas sugestões para trabalhos futuros são as seguintes:

- Realizar uma avaliação dos demais equipamentos importantes nas subestações como disjuntores, religadores e relés e suas características de falhas (com ou sem envelhecimento), estendendo a aplicação dessa metodologia para esses equipamentos;
- Estudar a possibilidade de utilizar um algoritmo de otimização para que não seja necessário realizar diversas simulações para comparativo entre os custos, confiabilidade, etc.
- Considerar também a utilização de subestações móveis quando da ocorrência de uma falha já que, essa é a situação mais comum quando há disponibilidade desse equipamento e consumidores desligados.
- Aprofundar a investigação sobre os impactos dos curtos-circuitos na vida útil de transformadores.

# REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

A seguir, apresentam-se as referências bibliográficas da Dissertação.

- [ABNT97] Associação Brasileira de Normas Técnicas – ABNT, Norma NBR 5416, Julho de 1997.
- [ANEEL00] Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, Resolução N° 24, de 27 de Janeiro de 2000.
- [BA83] R. Billinton e R.N. Allan, “Reliability Evaluation of Engineering Systems”, New York, Plenum, 1983.
- [BL94] R. Billinton e W. Li, “Reliability Assessment of Electric Power Systems Using Monte Carlo Methods”. New York: Plenum, 1994.
- [C05] T.P.S. Costa, “Dimensionamento de Reserva Técnica de Transformadores de Distribuição usando Critérios Probabilísticos”, Trabalho Final de Graduação, Universidade Federal de Itajubá – UNIFEI, 2005.
- [CK05] A.A. Chowdhury e D.O. Koval, “Development of Probabilistic Models for Computing Optimal Distribution Substation Spare Transformers”, Industrial and Commercial Power Systems Technical Conference, IEEE, 2005, pp. 204-211.
- [CLC06] J.G.C. Costa, A.M. Leite da Silva e T.P.S. Costa, “Metodologia Probabilística para o Dimensionamento Ótimo de Reserva Técnica de Transformadores de Distribuição”, Congresso Brasileiro de Automática, CBA, Salvador, 2006.
- [D00] A. Dubi, “Monte Carlo Applications in Systems Engineering”. Chichester: J. Wiley & Sons, 2000.
- [H11] G.A. Hamoud, “Assessment of Spare Transformer Requirements for Distribution Stations”, IEEE Trans. on Power Syst., Vol. 26, N° 1, pp. 174–180, February 2011.
- [H12] G.A. Hamoud, “Use of Markov Models in Assessing Spare Transformer Requirements for Distribution Stations”, IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 27, No. 2, pp. 1098–1105, May 2012.
- [LCC10] A.M. Leite da Silva, J.G.C. Costa e A.A. Chowdhury, “Probabilistic Methodologies for Determining the Optimal Number of Substation Spare Transformers”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 25, No. 1, pp. 68-77, Feb. 2010.

- [LVM99] W. Li, E. Vaahedi e Y. Mansour, “Determining Number and Timing of Substation Spare Transformers using a Probabilistic Cost Analysis Approach”, IEEE Trans. on Power Delivery, Vol. 14, No. 3, July 1999.
- [LCMS14] A.M. Leite da Silva, J.G.C. Costa, K.G. Machado e L.L. de Souza. “Probabilistic Method for Optimizing the Number and Timing of Substation Spare Transformers”, IEEE Trans. on Power Systems, aceito para publicação em 2014.
- [M97] J. Moubray, “Reliability-Centered Maintenance”, Butterworth-Heinemann, 1997.
- [P91] A. Papoulis, Probability, Random Variables and Stochastic Process, New York: McGraw-Hill, 1965, 1991 (3rd Edition).
- [WWH88] W.W. Hager, “Applied Numerical Linear Algebra”, Prentice Hall, New Jersey, 1988.