

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ

**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO
EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**Desenvolvimento de metodologia para
cálculo da vida útil de ativos da Distribuição
de energia focando a revisão tarifária**

Eduardo Crestana Guardia

Itajubá, Setembro de 2014

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

Eduardo Crestana Guardia

**Desenvolvimento de metodologia para
cálculo da vida útil de ativos da Distribuição
de energia focando a revisão tarifária**

Tese submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica como parte dos requisitos para obtenção do Título de **Doutor em Ciências em Engenharia Elétrica**.

Área de concentração: Sistemas Elétricos de Potência

Orientador: José W. Marangon Lima, Dr.

Co-orientador: Afonso H. Moreira Santos, Dr.

Setembro de 2014

Itajubá – MG

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

Eduardo Crestana Guardia

**Desenvolvimento de metodologia para
cálculo da vida útil de ativos da Distribuição
de energia focando a revisão tarifária**

Tese aprovada por banca examinadora em 19 de setembro de 2014, conferindo ao autor o título de **Doutor em Ciências em Engenharia Elétrica**.

Banca Examinadora:

Prof. José W. Marangon Lima
Prof. Afonso H. Moreira Santos
Prof. Edson Pamplona
Prof. Jamil Haddad
Prof. João Carlos de O. Mello
Prof. José Antonio Jardim

*Dedico esta tese a minha avó,
Maria Amélia de Souza Machado Crestana (1914 – 2009),
no centenário de seu nascimento.*

Agradecimentos

Expresso os meus sinceros agradecimentos a todos que conviveram com minha perseverança durante a realização desse trabalho.

Aos Professores José Wanderley Marangon Lima e Afonso Henriques Moreira Santos, pela orientação e co-orientação da tese, contribuindo com suas experiências profissionais, avaliando e questionando o trabalho durante sua longa realização.

À CAPES pelo apoio financeiro dado concedendo a bolsa de doutorado.

A ABRADDEE por ter financiado o projeto de P&D da ANEEL onde se inseriu este trabalho, em especial a Alexandre Ferreira, Marco Delgado e Fabio Hage.

À COPEL e seus profissionais envolvidos no projeto pela visita técnica e fornecimento da base de dados de manutenção de transformadores, sem a qual o trabalho não teria avançado. Em especial a Ronei Marcos Buratti, da Divisão de Assuntos Regulatórios.

Agradeço a todos os participantes do Projeto de Pesquisa “Centro de Estudos em Mercados de Eletricidade – Universidade do Texas/Austin” pelo legado do bom ambiente que encontrei na minha estada e pela coordenação que abriu portas importantes para o meu aperfeiçoamento. Em especial agradeço à coordenação da Profa. Elmira Popova (in memoriam), Prof. David Morton e Prof. Pedro Paulo Balestrassi. Também à estimada amizade dos professores Rodrigo Queiroz e Luana Marangon.

Aos professores Edson Pamplona e João Guilherme de Carvalho Costa pelos comentários claros e enriquecedores dentro dos temas da Engenharia Econômica e da Confiabilidade. Ao amigo Ricardo Passos pela colaboração e pelo companheirismo durante a realização do P&D. Ao Murilo de Alvarenga pelos esclarecimentos a respeito da gestão de ativos e contabilidade regulatória do setor elétrico. À Dra. Sandy Lia dos Santos pelas sugestões e revisão.

Também agradeço ao apoio e amizade dos professores e colegas do Centro de Excelência em Eficiência Energética (EXCEN) nos projetos que foram realizados nos últimos anos relacionados com o processo de gestão de ativos e revisão tarifária, em especial aos professores Jamil Haddad, Cláudio Ferreira, Ronaldo Rossi, Roberto Akira e aos professores José Augusto Horta, Carlos Rocha e Marcos Dias.

Aos meus familiares pela força e incentivo de sempre.

“Pain is temporary. Quitting lasts forever.”

Lance Armstrong

Resumo

A Quota de Reintegração Regulatória (QRR) representa aproximadamente 18% dos custos gerenciáveis das empresas de distribuição de energia elétrica no Brasil. Este montante é definido a partir da taxa de depreciação média da sua infraestrutura. Por sua vez, a depreciação de cada ativo é determinada com base na sua vida útil estimada. É de responsabilidade do regulador, a ANEEL, definir as vidas úteis regulatórias. No entanto, a adoção de práticas internacionais de contabilidade sinaliza a possibilidade de revisão destes valores de forma que representem o tempo de uso econômico dos ativos de cada empresa. A metodologia desenvolvida neste trabalho é aplicada para calcular a vida útil de qualquer tipo de ativo a partir do seu controle físico. Ela é demonstrada no cálculo da vida útil econômica de transformadores de distribuição, uma vez que são parte significativa da Base de Remuneração Regulatória das empresas. A análise estatística usada pela ANEEL concentra-se no ajuste da função paramétrica de densidade. Neste estudo, a análise estatística usa esta e outras funções da Confiabilidade reforçando a conceituação teoria deste método. O modelo de tempo de vida (MTV) é desenvolvido para obter a taxa de falha na forma da “Curva da Banheira”, calculada através do estimador não paramétrico Kernel para a função de densidade. Sobre esta curva é aplicado um modelo empírico da curva da banheira para transformar o modelo na forma paramétrica composto por duas distribuições de Weibull. Neste modelo (2W3P2P) são identificados os parâmetros e os pesos das funções Weibull para explicar as falhas reparáveis (ocorridas durante fase de vida útil) e as falhas não reparáveis (ocorridas durante a fase de envelhecimento). Os pesos obtidos também mostram a importância destes modos de falha para a gestão de ativos. Uma vez conhecida a taxa de falha ao longo da vida do equipamento, elementos de custos ligados à operação e manutenção, reparo, depreciação, custo médio ponderado de capital (WACC) e o q de Tobin são usados para determinar a vida útil econômica do ativo, fazendo a comparação das alternativas de substituir ou manter o ativo em operação. A decisão de substituir é tomada pela comparação do custo anualizado equivalente (CAE) das alternativas ao longo de um período de vida entre o ponto de vida útil e a vida útil característica, extraídos da curva da banheira. Se o ano de substituição representa o ponto de “trade-off” econômico do equipamento, a nova vida útil regulatória pode ser definida atendendo o período de recuperação econômica do ativo. Ao reduzir o WACC ou aumentar o custo de reparo, a taxa de falha ou a vida útil regulatória, é incentivada a renovação do ativo com vida útil econômica menor; ao contrário, deve ser mantido o equipamento em uso.

Índice de termos – Curva da Banheira, Quota de Reintegração Regulatória, Taxa de Depreciação, Vida Útil do Ativo, Revisão Tarifária, Gestão de Ativos.

Abstract

The Regulatory Depreciation Quote (QRR) represents approximately 18% of the managed costs of the electric power utilities in Brazil. This amount is defined from the average depreciation rate of its infrastructure. For its time, the depreciation of each assets is determined with reference in its estimated useful life. The definition of the regulatory assets useful lives is taken by the regulator, ANEEL. However, the adoption of the international accountability standards (IFRS) shows that a revision of these values may happen in a way that they represent the time of economical use of the assets of each company. The methodology developed in this work is applied to calculate the useful life of any assets type starting from its physical control. It is demonstrated in the calculation of the economical useful life of distribution transformers, once they are significant part of Regulatory Asset Base (RAB) of these companies. The statistical analysis used by ANEEL is based on the adjustment of the parametric function of the density. In this study, the statistical analysis uses this and other functions of the Reliability reinforcing the theory concept of this method. The model of time of life (MTV) it is developed to obtain the failure rate in the form of the bathtub curve, calculated through the Kernel nonparametric estimate of the density function. On this curve an empiric model of the bathtub curve is applied to transform the model in the parametric form composed by two distributions of Weibull. In this model (2W3P2P) the parameters and the weights of the Weibull functions are computed to explain the reparable failures (happened during phase of useful life) and the non reparable failures (happened during the aging phase). The weights obtained also show the importance of these failure modes for asset management. Once known the failure rate along the life of the equipment, elements of costs related to the operation and maintenance, repair, depreciation and the weighted average cost of capital (WACC) they are used to determine the economical useful life of the assets making the comparison of the alternatives of to change or to maintain the assets in operation. The decision of substituting is taken by the comparison of the equivalent uniform annual cost (EUAC) of the alternatives along a life period between the point of useful life and the characteristic useful life, extracted of the bathtub curve. If the year of substitution represents the point of economical trade-off of the equipment, the new regulatory useful life can be defined regarding the period of economical recovery of the assets. When reducing WACC or increasing the repair cost, the failure rate or the regulatory useful life the renewal of the assets is motivated with economical useful life smaller, in the opposite manner, the equipment should be maintained in use.

Keywords — Bathtub Curve, Regulatory Depreciation Base, Depreciation Rate, Asset Lifetime, Electricity Rates Review, Asset Management.

Sumário

1	INTRODUÇÃO	18
1.1	Considerações iniciais	18
1.2	Objetivo	20
1.3	Justificativa	21
1.4	Estrutura do trabalho	22
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	23
2.1	Vida Útil dos Equipamentos Elétricos da Distribuição	23
2.2	Quota de Reintegração Regulatória	45
2.3	Histórico regulatório	48
2.4	Métodos de depreciação	54
2.5	Contabilidade Regulatória	59
2.6	A depreciação dos ativos no fluxo de caixa	61
2.7	Vida Útil Regulatória Definida pela ANEEL	63
2.8	Análise Econômica	64
3	METODOLOGIA	74
3.1	Descrição do Método Desenvolvido	74
3.2	Entrada de dados	75
3.3	Metodologia para definição da Curva da Banheira	82
3.4	Metodologia de definição da vida útil econômica	90
4	ESTUDOS DE CASOS	97
4.1	Elementos de custo	97
4.2	Transformador monofásico, rural, 13,2 kV (C1)	104
4.3	Transformador monofásico, rural, 19,0 kV (C2)	112
4.4	Transformador trifásico, rural, 33,0 kV (C3)	119
4.5	Transformador trifásico, urbano, 13,2 kV (C4)	126
5	RESULTADOS E DISCUSSÃO	133
5.1	Tipos de baixas de transformadores	134
5.2	Comparação da amostra	138

5.3	Comparação dos modelos para bens avariados	141
5.4	Análise de sensibilidade do Modelo Econômico	145
5.5	Discussão	151
6	CONCLUSÃO	154
6.1	Trabalhos Futuros	157
7	APÊNDICES	158
7.1	Apêndice A – Densidade de falha e custo da substituição	158
7.2	Apêndice B – Ajustes da mistura de densidades	161
8	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	163
9	ANEXOS	169
9.1	Anexo A – Representatividade dos TUCs na BRR	169
9.2	Anexo B – BRR COPEL-D 3CRTP	171
9.3	Anexo C – Sistema de contas contábeis do MCSE	172
9.4	Anexo D – Etapas do método usado pela ANEEL	180
9.5	Anexo E – Outros métodos de depreciação	188
9.6	Anexo F – Lista de Fatos Geradores de interrupção	197

Lista de figuras

Figura 2.1. Planos de manutenção de ativos.....	30
Figura 2.2. Curva da banheira teórica.....	35
Figura 2.3. Função densidade de probabilidade hipotética	41
Figura 2.4. Modelo de curva da banheira	43
Figura 2.5. Funções de confiabilidade de Weibull: Falha acumulada.....	44
Figura 2.6. Funções de confiabilidade de Weibull: Função de densidade	44
Figura 2.7. Elementos da depreciação de ativos.....	59
Figura 3.1. Metodologias desenvolvidas	74
Figura 3.2. Fatores de substituição de ativos em operação	76
Figura 3.3. Visualização do Modelo de Tempo de Falha (MTF).....	78
Figura 3.4. Modelo de Tempo de Falha (MTF).....	79
Figura 3.5. Visualização do Modelo de Tempo de Vida (MTV)	80
Figura 3.6. Modelo de Tempo de Vida (MTV)	81
Figura 3.7. Modelo de Tempo de Falha (MTF).....	81
Figura 3.8. Densidade de probabilidade discreta e contínua	83
Figura 3.9. Curva de taxa de falha paramétrica (M3W).....	85
Figura 3.10. Curva de taxa de falha paramétrica (M2W).....	86
Figura 3.11. Curvas de densidade ponderada e não ponderada.....	87
Figura 3.12. Curva de densidade de falha (M2W3P2P).....	89
Figura 3.13. Fluxo de caixa do transformador novo (challenger)	95
Figura 3.14. Fluxo de caixa do transformador velho (defender).....	95
Figura 3.15. Custos Anualizados Equivalentes das alternativas (novo e velho).....	96
Figura 4.1. Curva de custos para o fluxo de caixa.....	101
Figura 4.2. Fluxo de caixa do transformador novo (challenger)	102
Figura 4.3. Fluxo de caixa do transformador velho (defender).....	104
Figura 4.4. Histograma do tempo cronológico dos equipamentos (C1).....	104
Figura 4.5. Função densidade de probabilidade (C1).....	105
Figura 4.6. Função probabilidade de falha acumulada $F(t)$ (C1).....	106
Figura 4.7. Função de sobrevivência acumulada $S(t)$ (C1)	106
Figura 4.8. Função taxa de falha não paramétrica (C1).....	107
Figura 4.9. Diferencial da Taxa de falha $h'(t)$ (C1).....	108
Figura 4.10. Taxa de falha acumulada $H(t)$ (C1).....	108

Figura 4.11. Ajuste das funções paramétrica e não paramétrica (C1).....	109
Figura 4.12. Densidades de probabilidade paramétricas do modelo (C1).....	110
Figura 4.13. VUR por tipo de falha do modelo (C1).....	111
Figura 4.14. Ponto de troca (C1)	111
Figura 4.15. Histograma do tempo cronológico dos equipamentos (C2).....	112
Figura 4.16. Função densidade de probabilidade (C2).....	113
Figura 4.17. Função probabilidade de falha acumulada $F(t)$ (C2).....	113
Figura 4.18. Função de sobrevivência acumulada $S(t)$ (C2)	114
Figura 4.19. Função taxa de falha não paramétrica (C2).....	114
Figura 4.20. Diferencial da Taxa de falha $h'(t)$ (C2).....	115
Figura 4.21. Taxa de falha acumulada $H(t)$ (C2).....	115
Figura 4.22. Ajuste das funções paramétrica e não paramétrica (C2).....	116
Figura 4.23. Densidades de probabilidade paramétricas do modelo (C2).....	117
Figura 4.24. VUR por tipo de falha do modelo (C2).....	118
Figura 4.25. Ponto de troca (C2)	118
Figura 4.26. Histograma do tempo cronológico dos equipamentos (C3).....	119
Figura 4.27. Função densidade de probabilidade (C3).....	120
Figura 4.28. Função probabilidade de falha acumulada $F(t)$ (C3).....	120
Figura 4.29. Função de sobrevivência acumulada $S(t)$ (C3)	121
Figura 4.30. Função taxa de falha não paramétrica (C3).....	121
Figura 4.31. Diferencial da Taxa de falha $h'(t)$ (C3).....	122
Figura 4.32. Taxa de falha acumulada $H(t)$ (C3).....	122
Figura 4.33. Ajuste das funções paramétrica e não paramétrica (C3).....	123
Figura 4.34. Densidades de probabilidade paramétricas do modelo (C3).....	124
Figura 4.35. VUR por tipo de falha do modelo (C3).....	125
Figura 4.36. Ponto de troca (C3)	125
Figura 4.37. Histograma do tempo cronológico dos equipamentos (C4).....	126
Figura 4.38. Função densidade de probabilidade (C4).....	127
Figura 4.39. Função probabilidade de falha acumulada $F(t)$ (C4).....	127
Figura 4.40. Função de sobrevivência acumulada $S(t)$ (C4)	128
Figura 4.41. Função taxa de falha não paramétrica (C4).....	128
Figura 4.42. Diferencial da Taxa de falha $h'(t)$ (C4).....	129
Figura 4.43. Taxa de falha acumulada $H(t)$ (C4).....	129

Figura 4.44. Ajuste das funções paramétrica e não paramétrica (C4).....	130
Figura 4.45. Densidades de probabilidade paramétricas do modelo (C4).....	131
Figura 4.46. VUR por tipo de falha do modelo (C4).....	131
Figura 4.47. Ponto de troca (C4)	132
Figura 5.1. Transformadores Baixados (C1)	138
Figura 5.2. Transformadores Avariados (C1).....	139
Figura 5.3. Transformadores Sucateados (C1)	140
Figura 5.4. Comparação dos resultados para M3W3P, M3W5P e M2W3P2P (C1).....	141
Figura 5.5. Comparação dos resultados para M3W3P, M3W5P e M2W3P2P (C2).....	142
Figura 5.6. Comparação dos resultados para M3W3P, M3W5P e M2W3P2P (C3).....	143
Figura 5.7. Comparação dos resultados para M3W3P, M3W5P e M2W3P2P (C4).....	144
Figura 5.8. Ponto de troca (caso base).....	145
Figura 5.9. Ponto de troca (WACC 9%).....	145
Figura 5.10. Ponto de troca (WACC 5%).....	146
Figura 5.11. Ponto de troca (Vida Útil regulatória 20 anos)	146
Figura 5.12. Ponto de troca (Vida Útil regulatória 27 anos)	147
Figura 5.13. Ponto de troca (Material 60% do novo)	147
Figura 5.14. Ponto de troca (Material 20% do novo)	148
Figura 5.15. Ponto de troca (Peso $\omega_3 = 0,80$)	148
Figura 5.16. Ponto de troca (Peso $\omega_3 = 0,30$)	149
Figura 5.17. Ponto de troca (q de Tobin =1,30)	149
Figura 5.18. Ponto de troca (q de Tobin =0,50)	150
Figura 5.19. Movimentação de ativos com contas contábeis	152
Figura 7.1. Transformadores monofásicos rurais 13,2 kV	158
Figura 7.2. Transformadores monofásicos urbano 13,2 kV	158
Figura 7.3. Transformadores trifásico rural 13,2 kV	159
Figura 7.4. Transformadores trifásico urbano 13,2 kV	159
Figura 7.5. Transformadores monofásicos rural 19 kV	159
Figura 7.6. Transformadores monofásicos urbano 19 kV	160
Figura 7.7. Transformadores trifásico rural 33 kV	160
Figura 7.8. Transformadores trifásico urbano 33 kV	160
Figura 7.9. Ajuste usando uma função Weibull	161
Figura 7.10. Ajuste usando duas funções Weibull (mistura $\omega_2 + \omega_3 = 1$).....	161

Figura 7.11. Ajuste usando duas funções Weibull (mistura $\omega_2 + \omega_3 \neq 1$).....	162
Figura 9.1. Densidade de probabilidade da pesquisa internacional.....	181
Figura 9.2. Distribuição de probabilidade acumulada da pesquisa internacional	181
Figura 9.3. Fluxograma de definição do valor de vida útil.....	185
Figura 9.4. Obtenção da estimativa inicial	186

Lista de tabelas

Tabela 2.1. Percentual de falha por equipamento.....	36
Tabela 2.2. Exemplo do método de depreciação linear (contábil)	58
Tabela 2.3. Exemplo do método de depreciação linear (real)	58
Tabela 2.4. Estrutura de Sistemas Contábeis.....	60
Tabela 2.5. Tipos de ativos das empresas.....	60
Tabela 2.6. Custo da interrupção no Estado de São Paulo	66
Tabela 2.7. Limites de continuidade para consumidores Baixa Tensão (área urbana)	67
Tabela 2.8. Limites de continuidade para consumidores Média Tensão (área urbana).....	68
Tabela 3.1. Grupos de análise da taxa de falha e custo de substituição	76
Tabela 3.2. Condições de contorno para o Modelo M3W.....	85
Tabela 3.3. Condições de contorno para o Modelo M2W3P2P	89
Tabela 4.1. Valores adotados para calcular o custo operacional	100
Tabela 4.2. Valores adotados para calcular o custo operacional	100
Tabela 3.4. Custos anuais do transformador novo (challenger)	101
Tabela 3.5. Custos anuais do transformador velho (defender).....	103
Tabela 4.3. Parâmetros das distribuições (C1)	110
Tabela 4.4. Parâmetros das distribuições (C2)	117
Tabela 4.5. Parâmetros das distribuições (C3)	124
Tabela 4.6. Parâmetros das distribuições (C4)	130
Tabela 4.7. Baixas de ativos, fatores, causas e importância.....	135
Tabela 9.1. Importância dos bens de massa (essenciais).....	169
Tabela 9.2. Base de Remuneração Regulatória da COPEL (3CRTP).....	171
Tabela 9.3. Estrutura de Subgrupos do Grupo Ativo Circulante.....	172
Tabela 9.4. Estrutura de Subgrupos do Grupo Ativo Não Circulante	173
Tabela 9.5. Estrutura de Subgrupos do Subsistema Contas de compensação do ativo	173
Tabela 9.6. Estrutura do Subsistema Resultado antes da CSSL e IRPJ	174
Tabela 9.7. Contas do Subgrupo Almojarifado operacional.....	174
Tabela 9.8. Contas do Subgrupo Operação descontinuada e bens destinados à alienação.....	175
Tabela 9.9. Contas do Subgrupo Bens e direitos para uso futuro.....	175
Tabela 9.10. Contas do Subgrupo Outros Ativos não circulantes	176
Tabela 9.11. Contas do Subgrupo Imobilizado	176
Tabela 9.12. Contas do Subgrupo Intangível	177

Tabela 9.13. Contas do Subgrupo Bens totalmente depreciados.....	178
Tabela 9.14. Estrutura de contas do Sistema Extrapatrimonial.....	178
Tabela 9.15. Estrutura de contas do Sistema do Resultado.....	179
Tabela 9.16. Países consultados na pesquisa de vida útil da ANEEL.....	180
Tabela 9.17. Exemplo do método de depreciação soma dos dígitos crescente.....	189
Tabela 9.18. Exemplo do método de depreciação soma dos dígitos decrescente.....	190
Tabela 9.19. Exemplo do método de depreciação soma da taxa constante.....	191
Tabela 9.20. Exemplo do método de depreciação dos coeficientes variáveis (peças).....	192
Tabela 9.21. Exemplo do método de depreciação dos coeficientes variáveis (horas).....	193
Tabela 9.22. Exemplo do método de depreciação linear (acelerada 150%).....	194
Tabela 9.23. Exemplo do método de depreciação linear (acelerada 200%).....	195
Tabela 9.24. Exemplo do método de depreciação das anuidades.....	196
Tabela 9.25. Fatos geradores de interrupção (Prodist).....	197

Lista de siglas

- 3CRTP - Terceiro Ciclo de Revisão Tarifária Periódica
- A1 – 1º Parâmetro 1 de especificação do equipamento elétrico
- A6 – 6º Parâmetro de especificação do equipamento elétrico
- AD – Ativo Diferido
- AIS – Ativo Imobilizado em Serviço
- ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica
- AO – Almoxarifado em Operação
- BRR – Base de Remuneração Regulatória
- BRRbruta – Base de Remuneração Regulatória bruta
- BTD – Bens Totalmente Depreciados
- C1 – Estudo de Caso 1
- C2 – Estudo de Caso 2
- C3 – Estudo de Caso 3
- C4 – Estudo de Caso 4
- CA – Custos Adicionais
- CAA – Custo Anual de Ativos
- CAE – Custo Anualizado Equivalente (tradução de EUAC)
- CAE 1 – Custo Anualizado Equivalente do transformador novo
- CAE 2 – Custo Anualizado Equivalente do transformador velho
- CAIMI – Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis
- CAOM – Custo de Administração, Operação e Manutenção
- CAPEX – *Capital Expenditure*, Investimento de Capital
- cdf – Cumulative distribution function
- CFC – Conselho Federal de Contabilidade
- CFR – Constant Failure Rate (Taxa de Falha Constante)
- CM – Centro Modular
- CNAEE – Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica
- COM – Componentes Menores
- COPEL-D – Companhia Paranaense de Energia Elétrica – Distribuição
- CPC – Comitê de Pronunciamentos Contábeis
- CPC 03 – Pronunciamento Técnico CPC 03: Demonstração dos Fluxos de Caixa
-

CPC 27 – Pronunciamentos Técnico CPC 27: Ativo Imobilizado

CSSL – Contribuição Social sobre o Lucro Líquido

CVM – Comissão de Valores Mobiliários

DA – Depreciação Acumulada

DAP – Disponibilidade a pagar

DCR – Demonstrações Contábeis Regulatórias

DDB – Double-declining-balance Depreciation

DEC – Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora

DFR – Decreasing Failure Rate (Taxa de Falha Decrescente)

DIC – Duração de interrupção individual por unidade consumidora

DMIC – Duração máxima de interrupção contínua por unidade consumidora ou ponto de conexão

DNAEE – Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica

EBIT – Earnings Before Interest and Tax

EBITDA - Earnings Before Interest, Tax, Depreciation and Amortization

END – Energia não distribuída

EP – Equipamento Principal

EUAC – Equivalent Uniform Annual Costs

EUSD médio – média aritmética dos encargos de uso do sistema de distribuição correspondente aos meses do período de apuração do indicador

Fator X – Fator de Ganho de Produtividade no Reposicionamento Tarifário

FEC – Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora

FIC – Frequência de interrupção individual por unidade consumidora

I – investimento

IAD – Índice de Aproveitamento Depreciado

IAI – Índice de Aproveitamento Integral

IASB – International Accounting Standards Board

IASC – International Accounting Standards Committee

IBRACON – Instituto dos Auditores Independentes do Brasil

IdUC – Identificação própria da empresa para a Unidade de Cadastro

IFR – Increasing Failure Rate (Taxa de Falha Crescente)

IFRS – International Financial Reporting Standards

IG – Instruções Gerais

IPCA – Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo
IRPJ – Imposto de Renda de Pessoa Jurídica
JOA – Juros Sobre Obras em Andamento
K – Estoque de capital
kei – coeficiente de majoração
M2W – Modelo 2 Weibull, curv da banheira
M2W3P2P – Modelo 2 Weibull, 3 Parâmetros, 2 Áreas
M3W – Modelo 3 Weibull, curva da banheira
M3W3P – Modelo 3 Weibull, 3 Parâmetros
M3W5P – Modelo 3 Weibull, 5 Parâmetros
MCPSE – Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico
MCSE – Manual de Contabilidade do Setor Elétrico
MCSPEE – Manual de Contabilidade dos Serviços Públicos de Energia Elétrica
MP – Material Principal
MTF – Modelo de Tempo de Falha
MTTF – Mean Time To Failure (Tempo Médio Para Falha)
MTV – Modelo de Tempo de Vida
NBC T 19.5 – Norma Brasileira de Contabilidade Técnica número 19.5
ODA – Ordem de Alienação
ODC – Ordem de Compra
ODD – Ordem de Desativação
ODI – Ordem de Imobilização
ODS – Ordem de Serviço
OEB – Obrigações Especiais Bruta
OEL – Obrigações Especiais Líquida
OES – Ordem de Expedição de Serviço (COPEL-D)
OPEX – *Operational Expenditure*, Despesa Operacional
pdf – Probability density fuction (função densidade de probabilidade)
PRODIST – Procedimentos de Distribuição
PRORET – Procedimentos de Regulação Tarifária
q – q de Tobin
QRR – Quota de Reintegração Regulatória
Qtd - Quantidade

- RC – Remuneração do Capital
 - RCP – Relatório de Controle Patrimonial
 - RT – Reposicionamento Tarifário
 - SFF – Superintendência de Fiscalização Financeira / ANEEL
 - Sub-ODI – Projeto executado dentro de uma ODI
 - TI – Tipo de Instalação
 - TS – Terrenos e Servidões
 - TUC – Tipo de Unidade de Cadastro
 - TUSD – Tarifa de uso do sistema de distribuição
 - UAR – Unidade de Adição e Retirada
 - UC – Unidade de Cadastro
 - VBR – Valor da Base de Remuneração
 - VMA – Valor de Mercado do Ativo
 - VMD – Valor de Mercado da Dívida
 - VME – Valor Médio de Estoque
 - VMU – Valor de Mercado em Uso
 - VNR – Valor Novo de Reposição
 - VOC – Valor Original Contábil
 - VPB – Valor da Parcela B
 - VRA – Valor de Reposição do Ativo
 - VUR – Vida Útil Remanescente
 - WACC – Weighted Average Cost of Capital
 - WARL – Weighted Average Remaining Life
 - δ – Taxa média de depreciação das instalações
-

1 Introdução

1.1 Considerações iniciais

Os ativos imobilizados nos serviços de distribuição de eletricidade constituem a Base de Remuneração Regulatória (BRR) sobre a qual é calculada a parcela dos custos gerenciáveis (parcela B) pela empresa. Estes custos juntamente com os não gerenciáveis (parcela A) são remunerados através da tarifa. A Quota de Reintegração Regulatória (QRR), proveniente da depreciação, representa aproximadamente 18% da parcela B. Entende-se que esta receita deva ser revertida à União na forma de reposição do ativo ao final da sua vida útil.

A taxa de depreciação aplicada aos ativos da Distribuição é antes de tudo um sinal regulatório, com reflexos econômicos e técnicos. A base inicial para seu cálculo é a vida útil de um equipamento. Entretanto, esta vida não é de simples avaliação. Em verdade, ela é a combinação de fragilidades com ameaças. As fragilidades podem ser estimadas por ensaios técnicos laboratoriais, que submetem os equipamentos ou seus componentes a condições preestabelecidas que tentam refletir na medida do possível, as condições operativas da rede. Mas, quando instalados, esses equipamentos ficam sujeitos a fatores aleatórios não previstos, representadas por condições operativas da rede, como outras sobrecargas e sobretensões, bem como a ameaças externas como impactos mecânicos e condições climáticas adversas. Assim, a taxa de depreciação não deve ter como base para sua definição somente dados estatísticos do tempo de falha dos equipamentos (que trazem o previsível e o não previsível), que refletem o passado, mas deve olhar para o futuro, de forma a se dar uma correta sinalização regulatória, promovendo manutenções que levem a operação do sistema elétrico a uma condição de maior confiabilidade.

Para o setor elétrico a adaptação do Plano de Contas e dos procedimentos contábeis aos padrões internacionais (IFRS) e à legislação societária brasileira (CPC) indica que diferentes sistemas contábeis existentes dentro da empresa poderão ser compatibilizados para efeito fiscal, societário e regulatório no que relaciona a vida útil estimada e a taxa de depreciação.

A forma de gerenciamento dos ativos da distribuição de energia é fundamental na determinação da vida útil de certos equipamentos, principalmente daqueles de maior valor. Ações de manutenção influenciam tanto na vida operativa normal como na vida remanescente

do equipamento após o reparo, de forma que do ponto de vista econômico, há um momento a partir do qual essas ações de manutenção não são viáveis (*trade-off*), chamado de vida útil econômica. Entende-se que a minimização dos custos de manutenção e aplicação da melhor técnica deva promover a eficiência alocativa desses recursos.

Para haver uma gestão eficiente dos ativos é necessário que exista um controle coerente da base física (instalada) e da base contábil (no sistema de inventário patrimonial) estando as duas bases conciliadas. Desta forma, procedimentos contábeis como a baixa do ativo podem trazer de forma mais confiável a informação do tempo de uso dos equipamentos, necessária para verificar a vida útil econômica do ativo, usada como referência para fins regulatórios.

Sempre que ocorrem mudanças tecnológicas ou necessidades de melhorias na rede há renovação de equipamentos. Este fator funcional de substituição deve ser mapeado, uma vez que o cálculo da vida útil usa o tempo de todos os equipamentos baixados. Outra observação a respeito desse cálculo é que parte significativa dos ativos que estão sendo baixados atualmente por fim de vida útil, corresponde àqueles com tecnologia de décadas anteriores, representados pela amostra. Logo, é importante considerar que a expectativa de vida obtida por estatísticas, a partir de informações do passado, devem ser aplicadas com certos cuidados aos novos equipamentos que estão sendo inseridos na rede hoje, atentando se a amostra corresponde ao tipo correto de equipamento. Assim, é relevante que o método estatístico seja, sempre que possível, reaplicado em novas amostras e que a classificação da amostra represente os tipos de equipamentos apropriadamente.

Este estudo parte dos tempos de baixa dos equipamentos elétricos da rede em operação (do ativo imobilizado) e identifica a ocorrência de avarias para selecionar o evento de interesse, o tempo de falha (ou idade de falha). A partir daí é criado um modelo combinado de funções de taxa de falha na forma da “Curva da Banheira” para classificar falhas nos tipos reparável e não reparável nas regiões de vida útil e envelhecimento de acordo com a idade.

Conhecendo a taxa de falha dos equipamentos é possível inferir o custo de reparo e fazer a análise econômica do tempo de substituição através do fluxo de caixa e custo anualizado equivalente (CAE) para cada idade alternativa. O menor CAE define a vida útil econômica do ativo.

1.2 Objetivo

O objetivo principal deste estudo é apresentar uma metodologia para determinar a vida útil econômica de equipamentos elétricos que fazem parte do ativo imobilizado de empresas distribuidoras de energia elétrica visando definir a taxa de depreciação regulatória usada para calcular a QRR que é uma componente importante no cálculo da revisão tarifária.

Os objetivos secundários são:

- Obter os limites da vida útil dos equipamentos usando métodos estatísticos e aplicando os conceitos da área de Confiabilidade para obter a taxa de falha ao longo do tempo na forma da "Curva da Banheira", representada pela combinação de funções de distribuição de probabilidade do tipo Weibull, uma para cada período da vida do equipamento;
 - Apresentar uma classificação dos fatores de substituição para complementar a informação das baixas no controle de ativos das empresas visando a implementação da metodologia;
 - Detalhar a aplicação do método para um "bem de massa" (transformador de distribuição), a qual exemplifica a possibilidade de aplicação do método para outros bens de massa;
 - Apresentar uma forma de organização das datas de imobilização e baixa que permita construir os modelos corretos de tempo de falha e tempo de vida útil dos equipamentos;
 - Disponibilizar uma ferramenta de auxílio para a revisão das taxas de depreciação (vidas úteis) de cada empresa conforme a expectativa de retorno econômico dos seus próprios ativos;
 - Estabelecer a vida útil regulatória a partir dos diversos modelos encontrados buscando a racionalidade entre a modicidade tarifária e a viabilidade econômica das empresas de distribuição.
-

1.3 Justificativa

Os custos operacionais da atividade de distribuição de energia estão diretamente relacionados com a gestão dos ativos da empresa. Novos investimentos são primordialmente realizados na expansão da rede e no aumento da sua capacidade. A manutenção e operação da rede buscam manter a qualidade do fornecimento em níveis aceitáveis pelo regulador.

De uma forma mais abrangente, verifica-se que os valores de vida útil adotados pelo regulador para máquinas e equipamentos elétricos são tomados como referência para se determinar a taxa de depreciação anual usada no cálculo da Quota de Reintegração Regulatória (QRR) no processo de revisão tarifária.

Muitos estudos na área de gestão e manutenção de ativos concentram-se na avaliação da confiabilidade e falha de grandes equipamentos, como transformadores de força. Os efeitos da falha destes equipamentos justificam a aplicação de métodos de análises de deterioração física destes equipamentos individualmente, ou seja, em todos os transformadores de força da empresa. Isso não é feito para os bens de massa, como os transformadores de distribuição, pela imensa quantidade de equipamentos instalados.

No entanto, aproximadamente 76% da base de ativos das empresas de distribuição é formada por cinco bens de massa, os condutores, as estruturas (postes), os medidores, os transformadores de distribuição e as chaves seccionadoras.

Este estudo aplica a metodologia desenvolvida para definir o tempo de vida útil de transformadores de distribuição a partir das taxas de falhas obtidas pela análise dos fatores de substituição, ou modos de falha. Para isso, identificou-se transformadores de distribuição (bem de massa) individualmente, ou seja, como a identificação dos bens individuais. Utilizou-se para tanto dados do sistema de manutenção de transformadores de distribuição.

A metodologia proposta neste trabalho pode ser replicada futuramente a outros bens de massa como medidores (que já têm um controle individual comercial) e postes (que têm placas de identificação).

1.4 Estrutura do trabalho

A tese está organizada em Introdução, Revisão Bibliográfica, Metodologia, Estudos de Casos, Resultados e Discussão, Apêndices, Conclusão, Referências Bibliográficas e Anexos. O conteúdo apresentado em cada uma delas está resumidamente descrito abaixo.

Introdução: Apresentação do problema estudado e os objetivos do trabalho abordando a questão da revisão tarifária.

Revisão Bibliográfica: Levantamento bibliográfico utilizado no trabalho. A revisão inclui os temas: Vida útil dos equipamentos elétricos da distribuição, onde são apresentados os conceitos de vida útil, da gestão de ativos e fatores de substituição considerados na baixa do ativo; Quota de reintegração regulatória, onde são apresentados os aspectos tarifários envolvendo a depreciação do ativo; Vida útil regulatória, onde é abordada a metodologia usada pela ANEEL para definir o valor regulatório; Análise econômica, onde é apresentado o método econômico de comparação de alternativas para a substituição do ativo.

Metodologia: Apresenta-se a metodologia desenvolvida neste trabalho para o cálculo da vida útil dos ativos, construindo a “Curva da Banheira” com o histórico das taxas de falha e posterior análise econômica para buscar o “trade-off” entre os investimentos e o ressarcimento através da tarifa

Estudos de Caso: Exemplifica-se a aplicação do método.

Resultados e Discussão: Os resultados e a discussão do método são comentados e analisados de forma comparativa.

Apêndices: Apresenta material de apoio desenvolvido neste trabalho.

Conclusão: Apresenta as conclusões do trabalho.

Referências Bibliográficas: Lista as referências consultadas e citadas.

Anexos: Apresentam tabelas consultadas no trabalho oriunda de outros autores.

2 Revisão Bibliográfica

2.1 Vida Útil dos Equipamentos Elétricos da Distribuição

O que vem a ser o envelhecimento da infraestrutura da Distribuição foi definido “como qualquer área do sistema de distribuição com vida média de serviço maior que a vida útil projetada do equipamento para o qual a infraestrutura foi contruída (WILLIS e SCHRIEBER, 2013).” Outra idéia a respeito do envelhecimento da infraestrutura pode ser dada pelo balanço de entrada e saída de equipamentos na rede, onde a entrada indica a renovação ou crescimento da rede com novos componentes e a saída a manutenção (corretiva ou preventiva) ou retirada dos componentes antigos.

À medida que os equipamentos elétricos vão envelhecendo, deterioram-se devido ao desgaste até o ponto em que as falhas ocorrem com maior frequência. Estas falhas provocam a interrupção do fornecimento de energia elétrica requerendo manutenções emergenciais custosas para a sua restauração.

Os equipamentos são projetados para serem robustos e durarem determinado tempo, mas todos eles apresentam uma taxa de falha que aumenta com o envelhecimento.

Com relação ao envelhecimento do ativo há um consenso a respeito da falha e da idade dos ativos em operação (BROWN e WILLIS, 2006):

- A probabilidade de falha aumenta com a tendência de envelhecimento do ativo;
- O custo de manutenção e reparo tende a aumentar com a idade;
- O custo de danos não está diretamente relacionado com a idade do equipamento;
- Equipamentos antigos tornam-se obsoletos e incompatíveis com o sistema;
- Peças de reparo tornam-se difíceis de encontrar e ficam mais caras com o tempo;

À medida em que a infraestrutura elétrica vai sendo instalada, quantidades de equipamentos com a mesma idade vão se distribuindo na rede de forma aleatória. Porém, devido às modificações e ao espalhamento dos novos equipamentos, a rede é formada por uma mistura de equipamentos novos e velhos onde as áreas podem ter predominância de uns ou de outros. Além disso, também há no sistema uma pequena porção de equipamentos muito velhos que podem comprometer o desempenho e confiabilidade de todo o sistema. O desafio

da operação é encontrar os equipamentos que irão falhar sabendo que muitos deles não aparentam imperfeição.

O uso de componentes eletrônicos associados à função dos equipamentos elétricos é uma realidade que vem ganhando cada vez mais espaço no setor. Com isso, a taxa de falha destes componentes também é associada à durabilidade destes equipamentos.

A taxa de falha dos equipamentos tem seu efeito refletido nos indicadores de qualidade de energia para frequência (FEC) e duração (DEC) da interrupção. Seu controle ou conhecimento é de interesse dos operadores do sistema.

2.1.1 Conceitos da Vida Útil

O termo vida útil pode ser explicado com base em conceitos de áreas distintas como engenharia, economia e contabilidade. Assim, para equipamentos e instalações são diferentes os termos vida útil física, técnica, econômica contábil e regulatória (CHAKRAVORTI, 2006?), (LI, VAAHEDI e CHOUDHURY, 2006), (ABU-ELANIEN e SALAMA, 2010):

- Vida útil física: é o período durante o qual o equipamento inicia sua operação na condição de equipamento novo até que ele não possa ser usado no seu estado operativo normal e tenha que ser substituído.
 - Vida útil técnica: é o período até o qual o equipamento precisa ser substituído por razões técnicas para continuar sua operação, mesmo que não tenha atingido sua vida útil física. Como exemplo dá-se a falta de peças de substituição ou incompatibilidade com outros sistemas.
 - Vida útil econômica: é o período durante o qual os custos de operação e manutenção se igualam ao valor depreciado do equipamento, ou a um valor viável (trade-off) estipulado pela gestão de ativos da empresa.
 - Vida útil fiscal: é o período durante o qual o valor contábil do bem é depreciado até zerar (ou atingir seu valor residual), refletindo sobre o fluxo tributário. Para efeito do cálculo de imposto de renda de pessoa jurídica e da contribuição social sobre o lucro líquido a vida útil fiscal é a definida pela Receita Federal.
-

- Vida útil regulatória: é o período durante o qual o regulador autoriza o concessionário a recuperar o valor do bem através da Quota de Reintegração Regulatória (QRR).

Enquanto as empresas se adaptam às práticas da contabilidade internacional (International Accounting Standards Committee – IASC e International Accounting Standards Board – IASB) e à incorporação da legislação societária do Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC) pelo órgão regulador do setor elétrico no Brasil (ANEEL) e pela Receita Federal, observam-se nas mesmas três livros contábeis, um societário, um regulatório e outro fiscal. Por isso, definições de vida útil (fiscal, regulatória e econômica) que deveriam ter a mesma finalidade são distintas. Entretanto, teoricamente, os tempos adotados como vida útil fiscal, regulatória e econômica deveriam ser os mesmos.

A vida útil regulatória define o tempo de depreciação dos ativos para a contabilidade regulatória e o processo de revisão tarifária. A vida útil regulatória usada para fins de depreciação e valoração dos ativos da Base de Remuneração deve ser menor que a vida útil física, mais comumente usada no planejamento de substituição de equipamentos (DOUGLAS, 2007).

A vida útil física é o limite da falha reparável: a partir deste ponto as falhas são irreparáveis e a vida útil chega ao fim. Este valor de vida útil é o máximo que pode ser usado o equipamento. Fabricantes indicam a vida útil física dos seus equipamentos a partir de ensaios de vida acelerados e cálculos teóricos assumindo várias premissas, porém, tendem a fornecer valores superiores aos observados em condições normais de operação (LI, VAAHEDI e CHOUDHURY, 2006).

Recomenda-se que os valores de vida útil sejam revistos periodicamente para avaliar a adequação dos valores regulatórios. Havendo interesse do regulador em promover o uso de novas tecnologias, a taxa de depreciação pode ser aumentada, acelerando a remuneração como forma de incentivar o investimento. Este recurso foi usado nos EUA para financiar sistemas de geração de energia renovável como painéis fotovoltaicos, aquecimento solar, biomassa, até microturbinas, usando o método de depreciação MACRS (Sistema de Recuperação de Capital Acelerado Modificado) em um período de cinco anos (SEIA, 2014).

Logo, com a atribuição de fixar os valores de vida útil do ativos para o setor elétrico, o regulador pode promover a eficiência do serviço sinalizando a adoção de valores regulatórios próximos aos que seriam econômicos para as empresas.

Entretanto, o interesse do regulador é fazer com que os equipamentos sejam usados ao máximo até seu limite físico (chamado no setor pelo termo exaustão), reduzindo investimentos incrementais e o repasse para a tarifa. Já o interesse da empresa é recuperar o quanto antes o investimento, mesmo sabendo que o ativo será usado por mais tempo.

Do ponto de vista do consumidor, o ativo deve ser usado enquanto puder prestar o serviço com qualidade e segurança. Assim, definir o tempo de uso do ativo torna-se um parâmetro importante para o setor elétrico e o processo de revisão tarifária.

Se este tempo de vida útil previsto for maior que o verificado, os ativos serão sucateados sem serem totalmente depreciados, gerando um custo não recuperado pela empresa (não transferido para a tarifa). Se o tempo for menor que o verificado, os ativos serão totalmente depreciados e continuarão operando, ficando a critério da empresa em fazer a manutenção mais intensiva ou investir na substituição.

Assim, a definição do tempo de uso de equipamentos elétricos na distribuição de energia deve ser compatível com o potencial econômico do ativo (MARQUES, JARDINI, *et al.*, 2007).

2.1.2 Ativos Elétricos e Cadastro Patrimonial

No Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico – MCPSE (ANEEL, 2009a) são apresentadas as Instruções de Cadastro Patrimonial – ICAD para padronizar a forma de especificar e controlar os ativos que farão parte da Base de Remuneração Regulatória das empresas. Existem dois tipos de bens para cadastro, o bem individual e o bem de massa. Padroniza-se o termo Unidade de Cadastro – UC para o equipamento principal e Tipo de Unidade de Cadastro – TUC para a família de equipamentos.

Os atributos e particularidades da forma de cadastro para cada tipo de bem são apresentadas abaixo. Os bancos de dados contábeis usam os atributos na sequência em que aparecem e carregam informações a respeito da aplicação do equipamento como: número da ordem de imobilização, tipo de instação, centro modular, tipo de unidade de cadastro, atributos técnicos 1 até 6, número identificador da unidade de cadastro (como número de

série), indicador de unidade de adição e retirada (componentes auxiliares dos equipamentos principais), número da conta contábil, unidade de medida das quantidades, quantidade, valor original contábil, data de imobilização e local de instalação.

❖ Bem Individual (aplicado individualmente a cada UC instalada)

- ODI / TI / CM / TUC / A1–A6 / **IdUC**
- UAR / Conta / Unid. / Qtd. / VOC / Data / Local
- Baixa **individual** com valor depreciado

❖ Bem de Massa (aplicado a grupos de UCs instalados dentro da mesma localidade)

- ODI / TI / CM / TUC / A1–A6¹
- UAR / Conta / Unid. / Qtd. / VOC / Data / Local
- Agrupados por data de imobilização (ODI x região)
- Baixa por quantidade e valor médio a partir da imobilização mais antiga (**ODI mais antiga** x região)

A Resolução Normativa 474 (ANEEL, 2012a) apresenta a classificação das UCs em 105 TUCs contendo bens individuais ou de massa. Esta classificação leva em consideração a necessidade de armazenamento e o controle do grande volume de dados para guardar os parâmetros dos equipamentos. Neste sentido, observa-se que dez TUCs são cadastrados como bens de massa e os outros noventa e cinco como bens individuais.

❖ Bens de massa

- Chaves de classe de tensão inferior a 34,5 kV (unidade)
- Conduto e canaleta (metro)
- Condutor (quilograma para condutor nu e metro para condutor isolado)
- Estrutura (poste ou torre em unidades)
- Luminária (unidade)
- Medidor (unidade)
- Protetor de rede (unidade)

¹ Ben de massa não tem identificador individual no sistema contábil.

- Sistema de aterramento (quilograma para condutor nu e metro para condutor isolado)
- Transformador de distribuição (unidade)
- Transformador de medida inferior a 69 kV (unidade)

Os bens de massa também são citados na literatura como unidades de *commodities* instaladas na rede por abrangerem grande volume de equipamentos (BROWN e WILLIS, 2006). No geral as empresas dão maior atenção aos equipamentos individuais de maior valor, primeiro porque suas falhas podem representar prejuízos significativos para a rede e segundo porque é mais provável que as empresas mantenham seus históricos de manutenção relacionados com o envelhecimento. Porém, futuramente os custos de manutenção e desafios da área de confiabilidade estarão mais concentrados nos bens de massa.

2.1.3 Gerenciamento do ativo

O gerenciamento de ativos consiste de vários processos coordenados, sendo: decisão de investimento, planejamento, decisão de projetos, realização de projetos, manutenção e operação (MUHR, 2008).

A definição da vida útil dos ativos para fins regulatórios deve levar em conta critérios econômicos que reflitam a gestão prudente dos ativos da empresa, onde o tempo em que o ativo permaneceu imobilizado em serviço e o tempo de retorno do investimento esperado pela empresa se aproximam.

Os sistemas de gestão patrimonial do tipo Enterprise Resource Planing (ERP) identificam a movimentação do ativo e são considerados ferramentas essenciais para uma gestão eficiente. Também são conhecidos por Sistemas Integrados de Gestão (SIG) ou Sistemas Integrados de Gestão Empresarial (SIGE) (CHEBERLE, 2013). Fazem parte destes softwares pacotes ou módulos para o controle contábil como também para o controle da manutenção (módulo Planejamento de Manutenção – PM), ainda em implantação nas empresas².

O gerenciamento dos ativos de uma empresa de serviços públicos de energia é uma tarefa difícil que necessita avaliação das condições operativas e a vida útil residual para

² A implantação do módulo PM permitirá o controle de bens de massa da forma individual, uma vez que a manutenção contém este tipo de controle.

toda a população de ativos (MARTINS, 2009). Para o regulador o desafio é ainda maior, pela existência da assimetria de informações.

Contudo, revisões dos procedimentos contábeis e de controle patrimonial têm sido adotadas para aumentar o detalhamento da especificação do ativo incluindo informações georreferenciadas e a padronização dos tipos de atributos dos equipamentos.

Os equipamentos ligados em níveis de tensão de transmissão, onde a falha é custosa, geralmente têm suas condições operativas monitoradas e recebem manutenção programada. Já os equipamentos ligados em níveis de tensão de distribuição são permitidos operar até a falha, dada a grande quantidade de equipamentos existentes (DOUGLAS, 2007).

Douglas (2007) apresenta em seu artigo o conceito de média ponderada da vida remanescente (do Inglês, *weighted average remaining life* – WARL) como uma indicação percentual indireta de risco do ativo. Neste caso é importante se conhecer toda a base de ativos da empresa. Dominelli (2006) ilustra esta situação para uma empresa onde mais de 40% dos transformadores de força tinham idade igual ou superior a 40 anos (DOMINELLI, RAO e KUNDUR, 2006).

Vale atentar que tão importante quanto a idade média dos equipamentos é a quantidade de equipamentos muito antigos em operação, pois estes serão os mais susceptíveis a falhas (DOUGLAS, 2007).

O gerenciamento de ativos pode ser classificado em três atividades (ABU-ELANIEN e SALAMA, 2010):

- Uso de técnicas de monitoramento da condição operativa (CM) e avaliação da condição operativa (CA): trata da aplicação de sensores para o monitoramento de parâmetros dos equipamentos e de técnicas de análise dos dados obtidos;
 - Desempenho de planos de manutenção (Figura 2.1): trata da adoção de um plano para cada tipo de ativo. Diferenciam-se no custo, necessidade de recurso, dano ao equipamento e facilidade do entendimento pela equipe de manutenção.
 - Avaliação do envelhecimento, da saúde e do fim de vida dos equipamentos: trata do estudo da degradação dos ativos com o passar do tempo, das causas do envelhecimento e do fim de vida útil do equipamento.
-

A manutenção corretiva é aceita como a adoção de nenhum plano de manutenção onde o equipamento é usado até a falha. É o plano mais barato adotado para equipamentos sem funções críticas no sistema ou que tenham monitoração cara de ser implementada.

A manutenção periódica pode ocorrer por intervalos de tempo ou número de ciclos de operação do equipamento. Como em muitos casos a manutenção não é justificada, a interferência pode levar a posterior falha.

A monitoração da condição do equipamento ao longo do tempo indica a necessidade de manutenção quando há uma mudança significativa na variável observada, o que depende da estipulação de regras e limites aceitáveis e de uma comparação inicial.

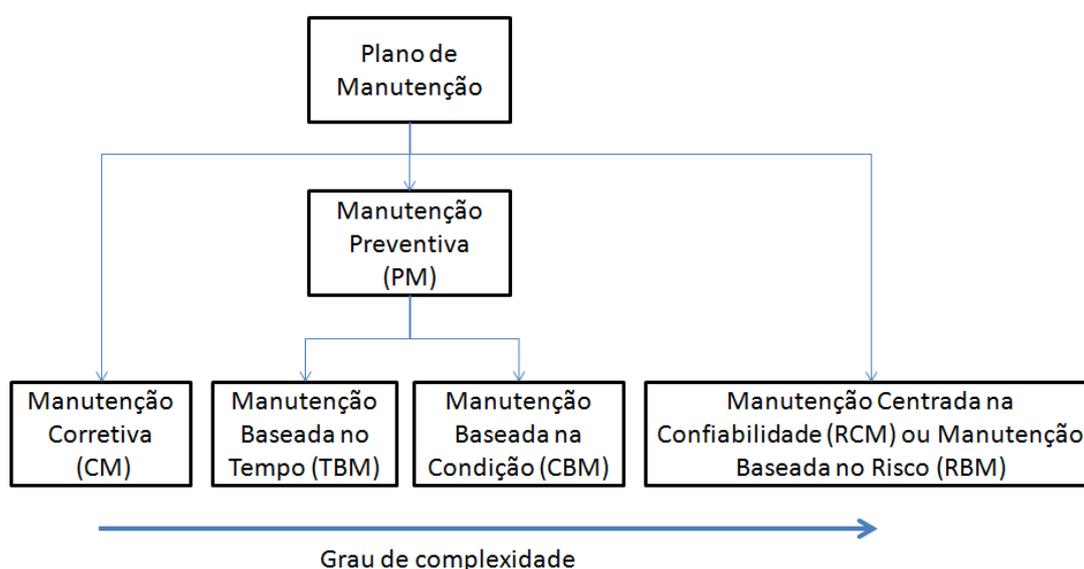


Figura 2.1. Planos de manutenção de ativos

Fonte: Adaptado de (ABU-ELANIEN e SALAMA, 2010)

A manutenção centrada na confiabilidade reúne informações da condição, criticidade do equipamento e custo da falta de fornecimento de energia para alocar recursos de forma a evitar ao máximo problemas causados por falhas.

Os esforços das diversas técnicas de manutenção têm como objetivo prolongar a vida útil dos equipamentos da infraestrutura existente.

No geral, equipamentos caros com funções críticas no sistema elétrico são monitorados através de indicadores de condição física (sensores e parâmetros) para sinalizar irregularidades que levem a uma futura falha.

A decisão de reformar ou substituir os equipamentos mais caros é feita com base em indicadores de condição do equipamento, porém, embora a tecnologia disponível tenha melhorado os processos de análise e monitoramento, a importância do fator econômico continua sendo imprescindível, o que é conhecido como Gerenciamento de ativo (PILLITTERI, 2006).

2.1.4 Fatores de substituição e de fim de vida útil do ativo

O MCSE dá as orientações para o tratamento das desativações do ativo imobilizado (item 6.3.6.1) indicando que retiradas de operação por razões de ordem técnica, operacional e sinistro serão baixadas por meio do sistema de Ordem de Desativação (ODD).

Entre as atividades de operação e manutenção da rede estão as obras de modificação para aumento de capacidade e mudança de traçado que substituem equipamentos bons que serão reinstalados em outros pontos no futuro. Logo, as informações vindas do sistema de ODD não classificam falha de equipamento. A Figura 5.19 mostra a movimentação de ativos na imobilização e desativação. O sistema contábil de movimentação identifica através de sub-contas a movimentação por sistema de ordens como: Alienação (ODA), Compra (ODC), Desativação (ODD), Imobilização (ODI) e Serviço (ODS). O valor dos equipamentos é diferente dependendo da origem, sendo: Valor Médio de Estoque (VME) adicionado do Custo de Reparo (CR), Valor Novo de Reposição (VNR) ou Valor de Mercado em Uso (VMU), este correspondente ao valor do ativo depreciado.

Como indicado pela Aneel na Nota Técnica nº 368/2010 (ANEEL, 2010a) da Audiência Pública 121/2010 (DOU, 2010), as causas que levam os equipamentos a sair de operação (baixa física no controle patrimonial) podem ser classificadas por:

- **Condição física dos bens:** a baixa decorre do envelhecimento ou deterioração natural dos bens que culmina em falha do bem ou na alta probabilidade da mesma;
 - **Obsolescência:** a baixa ocorre da inadequação tecnológica ou dos altos custos de manutenção do bem em condições adequadas de confiabilidade.
 - **Irrecuperabilidade:** a baixa ocorre quando os custos originados pela permanência em serviço do bem superam os benefícios obtidos com a mesma ou tem se alternativas mais econômicas para o serviço prestado.
-

Das causas citadas, observa-se que apenas a condição física tem relação com a área de engenharia e com o envelhecimento dos equipamentos, tendo as outras duas causas origem de natureza econômica e de utilização da rede.

Um ativo em operação está sujeito a diversos tipos de falhas que podem ser naturais ou forçadas. A monitoração dos tipos específicos de falhas pode ser de difícil padronização, no entanto, algumas delas relacionam-se com o fim de vida útil, outras com necessidades do mercado.

Ainda que fossem classificadas as causas determinantes da retirada de bens de operação conforme proposto acima, isolar os vários motivos de baixas existentes em cada empresa continua sendo uma tarefa difícil (ANEEL, 2010a).

Porém, a saída de operação por condição física pode ser considerada de forma geral um conjunto de falhas reparáveis e não reparáveis de bens que tiveram que ser retirados de operação devido a algum tipo de avaria. Informações que indiquem se o equipamento foi sucateado ou recuperado auxiliam nos estudos estatísticos, mas não são necessárias, uma vez que as falhas são todas aleatórias. Assim, o conjunto de dados de avaria que traz o tempo de falha do equipamento é mais importante.

Um estudo realizado para o Reino Unido indica que nas condições operativas locais a maioria dos ativos elétricos teria uma expectativa de vida em torno de 40 a 60 anos (DOUGLAS, 2007), revelando que grande quantidade de equipamentos em operação em 2007 tiveram pico de instalação nas décadas de 50 e 70.

No mesmo estudo há uma indicação dos principais motivos para substituição dos ativos, os quais poderiam ser facilmente estendidos para motivos de retirada de ativos de operação (baixa física e contábil do ativo) e aplicação em outras localidades, sendo eles:

- Condição do equipamento (confiabilidade, falha, obsolescência);
 - Fatores ambientais (para alguns tipos de óleo isolante, substituição de redes aéreas por subterrâneas);
 - Segurança (baixo desempenho de disjuntores; tipo de rede);
 - Tecnologia do equipamento (aumento de funcionalidades);
 - Custos operacionais (reparo, manutenção e perdas técnicas);
-

Verifica-se, no entanto, que o ativo pode sair definitivamente de operação por vários motivos além daqueles diretamente relacionados com a vida útil em serviço. Se for levada em conta a definição do que vem a ser a depreciação do ativo, nota-se a perda de valor pelo desgaste decorrente do uso, ação da natureza ou à obsolescência normal. Logo, seria aceitável que um ativo fosse desativado por ter se tornado obsoleto antes de ser totalmente depreciado. A obsolescência reflete uma mudança de práticas no setor, sendo válida para todas as empresas³. A classificação dos motivos de baixa conforme mencionado permite o mapeamento das práticas adotadas.

Os mecanismos de envelhecimento físico de transformadores estão fortemente ligados à degradação do material isolante (DIXON, STEWARD e HOFFMEISTER, 2010) sólido (papel isolante) por estresse mecânico (BENIWAL, DWIVEDI e GUPTA, 2011), térmico ou elétrico à medida em que estão sob carga. O grau de degradação pode ser monitorado através de diversas técnicas de análises ligadas à medição de temperatura crítica interna ou análise química do óleo isolante indicada pelo grau de polimerização (MARQUES, JARDINI, *et al.*, 2007), (ARAGÃO, LIMA, *et al.*, 2010) ou pela análise de gases dissolvidos (SINGH, 2011).

Entre as diversas causas de deterioração física dos equipamentos elétricos são reconhecidas a degradação do isolamento por fadiga causada por tensão e fadiga de partes mecânicas. Estas também são entendidas como efeitos de múltiplos processos resultantes de carga elétrica, mecânica ou térmica (SUMEREDER, 2007), (MUHR, 2008), (FERREIRA, 2013).

Mecanismos de envelhecimento cronológicos, unicamente relacionado com o decorrer do tempo, caracterizam-se pela deterioração do material por corrosão química no solo ou em contato com o ar, da própria deterioração do material que fica endurecido ou da contaminação e absorção de umidade, poeira ou outros agentes. Este fator é significativo no caso da perda de isolamento elétrica em hidro-geradores (SUMEREDER, 2007).

Outros fatores que levam à necessidade de substituição de equipamentos em operação ocorrem por causas naturais externas. Estes danos podem ser provocados pela vegetação, insetos, animais ou pelo homem, como também por ação da natureza e do clima. Em redes de distribuição aéreas os condutores estão mais expostos a estes fatores e podem

³ A identificação do motivo de baixa por obsolescência será importante na classificação das baixas não para contabilizar o tempo de falha, mas a mudança das práticas da empresa para um tipo de ativo.

levar outros componentes a falhar junto. No Reino Unido os eventos de interrupção de energia ocorrem 55% devido ao clima, 11% por árvores, 5% por animais e 3% pelo homem (ENDRENYI e ANDERS, 2006).

Além das causas físicas e naturais relacionadas com a degradação da vida útil do equipamento existem aquelas relacionadas a fatores funcionais (VION, SALZMAN e DI PAOLANTONIO, 2009), (MARQUES, JARDINI, *et al.*, 2007) como o obsolescimento e a inadequação, que ocorrem por consequência do aparecimento de equipamentos com novas tecnologias. Defeitos de fabricação também podem ser classificados como funcionais. Melhorias da rede ocorrem para reduzir perdas e aumentar a segurança produzindo um resultado econômico.

Contudo, na operação da rede elétrica todos estes fatores ocorrem ao mesmo tempo. Cabe então à empresa adotar uma política de gerenciamento que dê informações sobre a condição e idade dos equipamentos para prever os problemas indesejados da falta de fornecimento de energia elétrica. Esta política de gestão trata da utilização, operação, inspeção, manutenção, reparo, desativação e substituição dos equipamentos, de maneira que os custos do ciclo de vida sejam minimizados (BROWN e WILLIS, 2006).

2.1.5 Determinação da Vida Útil

A metodologia mais difundida para a definição do tempo de vida útil do ativo tem como base informações do período de uso daqueles ativos que saíram de operação, identificando o tempo de falha dos ativos. A falha pode ser vista como qualquer avaria que impeça o equipamento de funcionar corretamente.

Se o equipamento sofrer uma falha não reparável a data do final de vida útil será a mesma data da baixa. Mas se o equipamento sofrer uma falha reparável e for reaplicado na rede, o tempo de vida útil continua a partir da data da nova imobilização e vai até a próxima falha. Somar períodos de uso para chegar ao tempo de vida útil também é um processo complexo que depende da rastreabilidade do ativo e do seu gerenciamento na forma de bem individual. Esta complexidade inclui a identificação de tempo de reparo e tempo de espera até realocação na rede, o que necessita rigor nos procedimentos da concessionária. No entanto, o evento de interesse é o tempo de falha ou a idade de falha, o qual é modelado por funções de confiabilidade.

Os tipos de falhas modelados pela curva da banheira teórica (Figura 2.2) estão relacionados com os fatores de substituição de equipamentos, sendo os fatores externos responsáveis pelas falhas reparáveis (aleatórias com taxa constante), os fatores físicos (internos) e cronológicos responsáveis pelas falhas não reparáveis (do envelhecimento). As falhas prematuras estão ligadas aos processos de fabricação, classificados como defeitos funcionais.

Estes modos de falha para componentes do sistema elétrico podem ser caracterizados por: reparável, quando há uma frequência média de falhas e um tempo de reparo, ou não reparável, sem tempo de reparo associado. Neste caso, quando há uma falha o componente não retorna mais em serviço (LI, 2002).

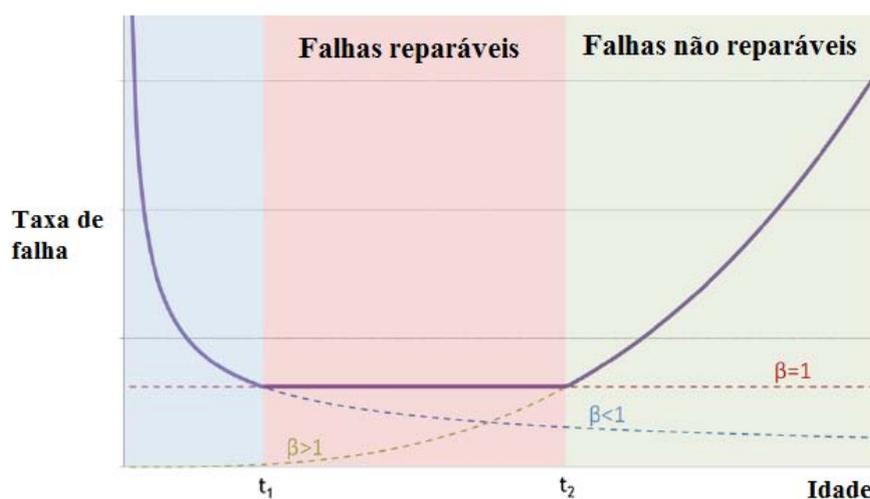


Figura 2.2. Curva da banheira teórica

Fonte: Adaptado de (SIKORSKA, HODKIEWICZ e MA, 2011)

O envelhecimento é um modo de falha importante que não estava sendo considerado em estudos de Confiabilidade até 2001, levando a uma subestimação dos riscos de operação dos sistemas elétricos (LI, 2002).

A retirada de equipamentos da rede elétrica pode ser quantificada por tipo de falha para cada equipamento. Uma referência para este tipo de mapeamento de falhas está mostrada na Tabela 2.1, onde separam-se as probabilidades de falha reparável e não reparável.

Tabela 2.1. Percentual de falha por equipamento

Sistema elétrico	Elemento principal	Falha reparável (%)	Falha não reparável (%)
Linhas aéreas	Condutor (67%)	90	10
Linha subterrânea	Cabos (66%)	40	60
Subestação secundária	Transformador de distribuição (19%)	30	70
Chaves	Disjuntores (36%)	10	90

Fonte: (ZHANG, GOCKENBACH, *et al.*, 2007)

Existem na literatura vários modelos contruídos para se obter a expectativa de vida de máquinas e equipamentos. Estes modelos são agrupados de acordo com o método utilizado, os quais aumentam em complexidade conforme a intensidade de dados nesta sequência: modelos com base no conhecimento (fuzzy e expert systems), modelos estocásticos ou estatísticos, modelos de redes neurais artificiais e modelos físicos (SIKORSKA, HODKIEWICZ e MA, 2011), (JARDINI, SCHIMIDT, *et al.*, 2000).

Nos modelos estatísticos, é interessante definir uma função paramétrica para representar a expectativa de vida da população. Se o tempo de vida observado obedecer uma distribuição do tipo normal, ela terá como parâmetros um valor médio e um desvio padrão, dos quais será definido o intervalo de tempo de vida esperado para a população. Todavia, em casos em que a população é conhecida ou o tamanho da amostra seja representativo, é desejável que se utilize a distribuição mais próxima possível da real.

Para alcançar esta distribuição real, faz-se uso de funções não paramétricas e o modelo de mistura da função de taxa de falha, representado pela curva da banheira, pode ser ajustado a esta função não paramétrica. Logo, o tratamento dos dados deve ocorrer de forma que os tempos de falha sejam calculados para obter a curva da banheira.

2.1.5.1 Análise de sobrevivência

A análise de sobrevivência é uma área da estatística e da engenharia com grande aplicação, pois reflete em fatores como segurança, confiabilidade, qualidade e manutenção. No campo da medicina, faz parte de estudos do tempo de ocorrência de determinado evento como morte, cura, remissão ou recorrência de doenças em pacientes (COLOSIMO e GIOLO, 2006).

Para se determinar os objetivos e ter o correto planejamento do estudo estatístico consideram-se três etapas básicas para aplicação da análise de sobrevivência: a formulação do

problema ou definição do evento de interesse, o planejamento e coleta de dados e a análise estatística dos dados para testar a hipótese formulada (COLOSIMO e GIOLO, 2006). Complementando a caracterização do problema do tempo de falha, é necessário definir o tempo de origem, a escala de tempo e o significado da falha (COX e OAKES, 1984).

Em análise de sobrevivência, a caracterização dos dados é feita por duas variáveis, o tempo de falha e a censura. Censura significa que não houve falha dentro do período observado. A primeira delas apresenta dimensão longitudinal de tempo de relógio e a segunda é uma variável binária que indica a presença ou não de censura. Também fazem parte desta caracterização a definição do tempo inicial, da escala de medida e do evento de interesse. Seja então a representação do evento dada pelo par (t_i, δ_i) sendo:

$$i(i = 1, \dots, n) \quad (2.1)$$

$$t_i = \text{tempo de falha ou de censura}$$

$$\delta_i = \begin{cases} 1 & \text{se } t_i \text{ é um tempo de falha} \\ 0 & \text{se } t_i \text{ é um tempo censurado} \end{cases} \quad (2.2)$$

O tempo estudado, considerado variável resposta do modelo, é chamado de **tempo de falha**. A observação parcial desta resposta determina a **censura** dos dados, ou seja, não ocorrência da falha até o fim do período de estudo. A censura é uma característica importante presente na análise de sobrevivência. A informação tirada deste tipo de evento é que o tempo de falha é superior ao tempo observado.

As informações de tempo de vida dos equipamentos em operação podem complementar o estudo através da abordagem da sobrevivência, caracterizadas por amostras do tipo incompletas com relação ao fim da vida útil (amostras onde parte das observações identificam falha e parte identifica operação normal). Neste caso, seria fundamental que as quantidades totais inseridas anualmente (bens incrementais) fossem conhecidas para os lotes de equipamentos novos. Assim, sabendo quantos equipamentos entraram em determinado ano e quantos existem, calcula-se a taxa de sobrevivência para equipamentos da mesma idade (mesmo lote de imobilização) ano a ano. A reaplicação de equipamentos de outros anos são previstos como ocorrência de falhas reparáveis e não fazem parte dos lotes incrementais.

Como foi colocado anteriormente, um ativo pode ser retirado de operação por vários motivos. Assim, havendo amostra o evento de interesse poderá ser definido de outra forma mais detalhada como um tipo de falha específico.

A função de sobrevivência $S(t)$ é uma das principais funções usadas em estudos de tempo de falha, sendo definida com a probabilidade de uma observação não falhar até um certo tempo t , ou seja, a probabilidade de sobreviver durante o tempo t . A representação da função de sobrevivência para a variável T aleatória e não negativa é dada por:

$$S(t) = P(T \geq t) \quad (2.3)$$

Para fazer o uso funções de distribuição para explicar falha da população é necessário ter os tempos de falha de todos os elementos da população estudada, ou seja, a função deve ser obtida a partir dos dados completos. Porém, a estimativa de funções de sobrevivência e de taxa de falha por métodos não paramétricos (a partir do histograma) não são boas para amostras de tamanho pequeno (COLOSIMO e GIOLO, 2006).

Na prática é comum não ter dados completos de falha para uma população, pois há a presença de censura nas observações e também não se conhece a frequência exata associada se não forem conhecidos os tempos de falha dos componentes que falharam e os tempos de uso dos componentes que não falharam, sendo um problema a construção de histogramas.

Logo, com a presença de censura é inválido calcular medidas estatísticas como média e desvio padrão de tendências centrais, sendo necessário encontrar uma estimativa da função de sobrevivência e a partir dela estimar as medidas. Para lidar com a presença de censura, técnicas estatísticas não paramétricas mais aprimoradas são usadas para calcular a função de sobrevivência contendo observações de indivíduos que falharam e de indivíduos que não falharam (COLOSIMO e GIOLO, 2006).

Entre os métodos de estimação não paramétricos estão Estimador de Kaplan-Meier, o Estimador de Nelson-Aalen e o Estimador da Tabela de Vida ou Atuarial. O Estimador de Kaplan-Meier apresenta propriedades que o tornam superior aos outros. Por isso é o mais utilizado para se estimar $S(t)$ e está disponível em muitos softwares estatísticos.

O estimador de Kaplan-Meier, também chamado estimador limite-produto, tem a seguinte expressão geral:

$$\hat{S}(t) = \prod_{j:t_j < t} \left(\frac{n_j - d_j}{n_j} \right) = \prod_{j:t_j < t} \left(1 - \frac{d_j}{n_j} \right) \quad (2.4)$$

Sendo:

$t_1 < t_2 \dots < t_k$, os k tempos distintos e ordenados de falha

d_j o número de falhas em t_j , $j = 1, \dots, k$

n_j o número de indivíduos sob risco em t_j (não falharam e não foram censurados)

Ainda assim, uma vez que não é comum registrar informações dos lotes de equipamentos instalados (lotes com a identificação do total instalado (n_j), dos quais alguns vão falhar (d_j) e outros não ($n_j - d_j$)), trabalhar com informações daqueles componentes que falharam e daqueles que não falharam do conjunto total ainda não foi adotado para controle dos ativos na distribuição de energia.

Como alternativa para uso desta técnica observa-se que o estimador de Kaplan-Meier se reduz à função de sobrevivência empírica quando não existirem censuras e o número de sobreviventes é igual a zero ao final das observações, $S(t)=0$ para t igual ao tempo de observação. Ou seja, como não há controle dos lotes e se conhece apenas os elementos que falharam, descarta-se a contribuição estatística dos elementos sobreviventes e considera-se apenas os dados daqueles que falharam.

Logo, para melhorar a estimativa da função de sobrevivência utiliza-se uma amostra grande o suficiente contendo apenas observações de tempos de falha. Os tempos de uso dos equipamentos em operação (equipamentos que não falharam) não são considerados, uma vez que são desconhecidos.

Desta forma, enquanto não há um controle amplo dos lotes de equipamentos que permita calcular quantos falharam de uma quantidade total por lote, não se faz para os componentes elétricos da distribuição uma análise de sobrevivência completa que usa tempos de falha e tempos de sobrevivência (censura). O que se faz é o uso da função de sobrevivência para uma amostra grande de tempos de falha.

2.1.5.2 Conceitos de Confiabilidade

Outras funções gerais da confiabilidade relacionadas ao tempo de falha são a função de distribuição acumulada $F(t)$, a função de densidade de probabilidade $f(t)$, a taxa de falha $\lambda(t)$, a taxa de falha acumulada $H(t)$ e a Vida Útil Remanescente $\mu(t)$. Esses eventos relacionados com o tempo de vida podem ser representados por distribuições de probabilidade de diferentes tipos, como exponencial, normal, log-normal, Weibull.

A aplicação de funções de densidade de probabilidade no estudo da vida de equipamentos foi inicialmente experimentada por Waloddi Weibull, em 1937 quando pesquisava uma fórmula para a taxa de falha de soldas. Hoje é um dos métodos mais usados para o ajuste de dados de vida de equipamentos em técnicas de manutenção. No entanto, o uso da distribuição de Weibull já era feita para calcular a granulometria de carvão moído em 1933. Seu campo de aplicação engloba quase todas as disciplinas científicas desde ciências dos materiais, física, química, engenharia, meteorologia, hidrologia, medicina, psicologia, farmácia, economia, controle de qualidade, manutenção e substituição, inventário, garantia, biologia, geologia, astronomia e outras (RINNE, 2008).

Em Confiabilidade a variável aleatória estudada é o tempo até a ocorrência da falha. Esta variável é do tipo contínua não negativa que está associada a uma distribuição de probabilidade (BILLINTON e ALLAN, 1983). Seis funções matematicamente equivalentes podem ser usadas para descrever a distribuição da vida útil (ou tempo de falha) sendo que cada uma delas inequivocamente determina as outras cinco. As equações para a distribuição de Weibull e suas transformações podem ser consultadas em (RINNE, 2008).

É importante conhecer algumas relações matemáticas entre essas funções.

$$\text{Densidade (pdf): } f(t) = \frac{dF(t)}{dt} = -\frac{dS(t)}{dt} \quad (2.5)$$

$$\text{Falha (cdf): } F(t) = \int_0^t f(z) dz \quad (2.6)$$

$$\text{Sobrevivência: } S(t) = \int_t^{\infty} f(z) dz = 1 - F(t) \quad (2.7)$$

$$\text{Taxa de falha: } \lambda(t) = \frac{f(t)}{S(t)} = -\frac{d}{dt}(\log S(t)) \quad (2.8)$$

$$\text{Taxa de falha acumulada: } H(t) = \int_0^T \lambda(t) dt = -\ln(1 - F(t)) \quad (2.9)$$

$$\text{Vida Útil Remanescente (VUR): } \mu(t) = \frac{\int_t^{\infty} S(z) dz}{S(t)} \quad (2.10)$$

A taxa de falha descreve a frequência instantânea de falha. Já a taxa de falha acumulada é interpretada como a probabilidade de falha no tempo t dado que sobreviveu até o tempo T . A Vida Útil Remanescente ou Residual (VUR) também pode ser calculada, sendo importante em planejamento de manutenção. Existe aqui um problema de taxonomia que gera

confusão devido ao termo “rate” em inglês pois a taxa de falha (“failure rate”) representa o número de falhas ocorridas em determinado período que difere da probabilidade do equipamento estar falhado (“forced outage rate”).

A representação gráfica da função densidade de probabilidade $f(t)$ pode ser exemplificada pela Figura 2.3, onde também visualizam-se as funções de probabilidades acumuladas de falha $F(t)$ e de sobrevivência $S(t)$, áreas à esquerda e à direita de t sobre a curva $f(t)$.

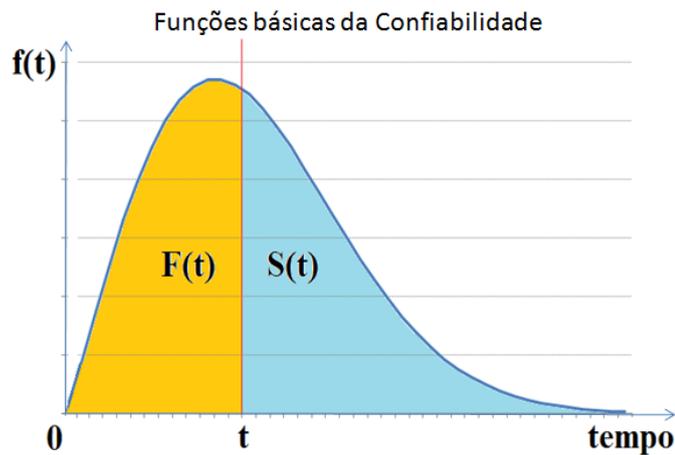


Figura 2.3. Função densidade de probabilidade hipotética

Fonte: Adaptado de (BILLINTON e ALLAN, 1983).

A distribuição de Weibull pode ser escrita de uma forma mais ampla com três parâmetros, mas pode ser definida por dois ou por apenas um parâmetro assumindo algumas premissas (RELIASOFT, 2014). As equações gerais para a densidade e a taxa de falha são:

$$f(t) = \frac{\beta}{\alpha} \left(\frac{t - \gamma}{\alpha} \right)^{\beta-1} e^{-\left(\frac{t - \gamma}{\alpha} \right)^\beta} \quad (2.11)$$

$$\lambda(t) = \left(\frac{\beta}{\alpha} \right) \left(\frac{t - \gamma}{\alpha} \right)^{\beta-1} \quad (2.12)$$

Sendo:

$$\begin{aligned} f(t) &\geq 0, t \geq 0 \text{ ou } \gamma \\ \beta &> 0, \quad \alpha > 0 \\ -\infty &< \gamma < +\infty \end{aligned}$$

α = parâmetro de escala ou vida característica

β = parâmetro de forma ou inclinação

γ = parâmetro de localização ou período sem falha

Fazendo $\gamma = 0$ obtém-se a distribuição de Weibull de dois parâmetros. Se o $\beta = C = \text{constante}$, tem-se a distribuição com um parâmetro (α).

Uma vez conhecidos os parâmetros da distribuição, podem ser calculadas outras quantidades de interesse estatístico aplicando a análise descritiva envolvendo a média e a variância usando a função Gama (Γ). As expressões usadas são as seguintes:

$$\text{Gama: } \Gamma(k) = \int_0^{\infty} e^{-x} x^{k-1} dx \quad (2.13)$$

$$\text{Média: } \bar{T} = \gamma + \alpha \cdot \Gamma\left(\frac{1}{\beta} + 1\right) \quad (2.14)$$

$$\text{Variância: } \sigma^2 = \alpha^2 \left[\Gamma\left(1 + \frac{2}{\beta}\right) - \Gamma\left(1 + \frac{1}{\beta}\right)^2 \right] \quad (2.15)$$

$$\text{Mediana: } \check{T} = \gamma + \alpha(\ln 2)^{\frac{1}{\beta}} \quad (2.16)$$

$$\text{Moda: } \tilde{T} = \gamma + \alpha\left(1 - \frac{1}{\beta}\right)^{\frac{1}{\beta}} \quad (2.17)$$

Em análise de vida útil utilizando a função de Weibull também são usados modelos de mistura ou combinação de funções para representar os períodos diferentes da vida de um equipamento. O modelo teórico mais conhecido é o da “Curva da Banheira” (Figura 2.4), com as seguintes características:

- Período de falhas prematuras ou mortalidade infantil: apresenta taxa de falha decrescente e parâmetro $\beta < 1$ (característico de componentes eletrônicos e mecânicos);
- Período de vida útil: apresenta taxa de falha aproximadamente constante e parâmetro $\beta = 1$. Observam-se falhas aleatórias que podem ser contornadas com práticas de manutenção, ou seja, a função com este parâmetro representa exclusivamente as falhas reparáveis que ocorrem neste período;
- Período de desgaste ou fim de vida: apresenta taxa de falha crescente e parâmetro $\beta > 1$. Para $1 < \beta < 4$ observa-se o início do período de envelhecimento ou envelhecimento prematuro e para $\beta > 4$ constatam-se falhas por desgaste e fim de vida útil. A função com este parâmetro representa exclusivamente as falhas não reparáveis que ocorrem neste período;

O modelo de curva da banheira representa os três períodos de falha em função dos parâmetro de forma (β) (RELIASOFT, 2014), (LI, VAAHEDI e CHOUDHURY, 2006).

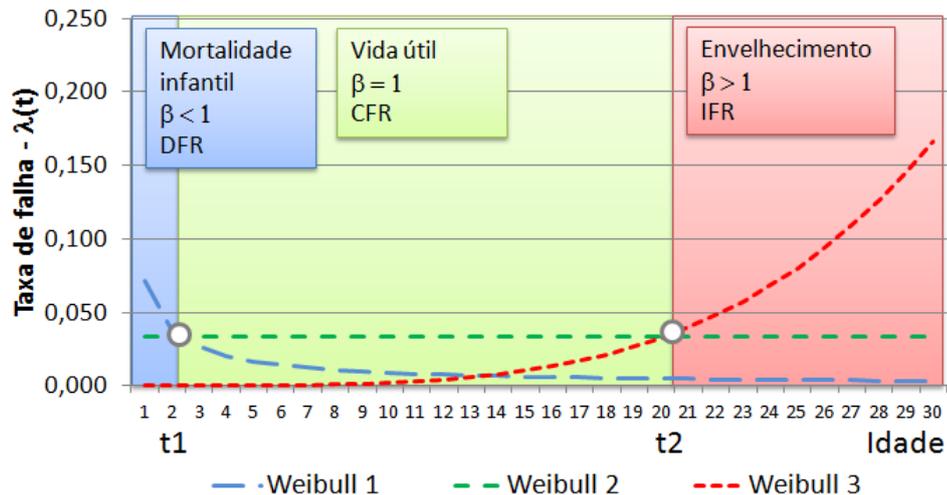


Figura 2.4. Modelo de curva da banheira

Fonte: Elaboração própria.

No caso particular de mesmo α para a família de curvas, com $\beta < 1$, $\beta = 1$ e $\beta > 1$, tem-se que: as curvas da função de falha acumulada cruzam no mesmo ponto $(\alpha, 0.632 * F(t))$ como na Figura 2.5 e as funções de densidade de probabilidade de falha tem no intervalo de tempo onde $0 < t < \infty$, para $\beta = 1$, $a = \text{MTTF}$, $f(0) = 1/\alpha$ e $f(\alpha) = 0.368/\alpha$ e para $\beta > 1$, $\alpha =$ vida característica, como na Figura 2.6. Ou seja, para a família de curvas com o mesmo α , $\text{MTTF} = \text{Vida característica} = \alpha$.

Modelos de Confiabilidade para sistemas elétricos de potência no geral levam em consideração dois modos de falha, o reparável e o não reparável. O primeiro tem uma taxa de falha constante, uma vida característica e um tempo médio de reparo. O Segundo tem taxa de falha crescente e não tem tempo de reparo uma vez que o componente falhado é retirado definitivamente da rede (LI, VAAHEDI e CHOUDHURY, 2006).

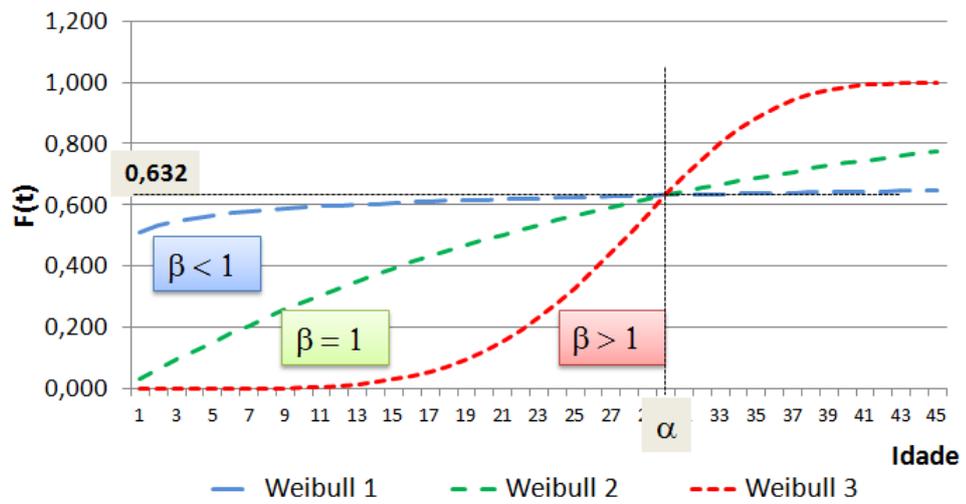


Figura 2.5. Funções de confiabilidade de Weibull: Falha acumulada

Fonte: Adaptado de (BILLINTON e ALLAN, 1983).

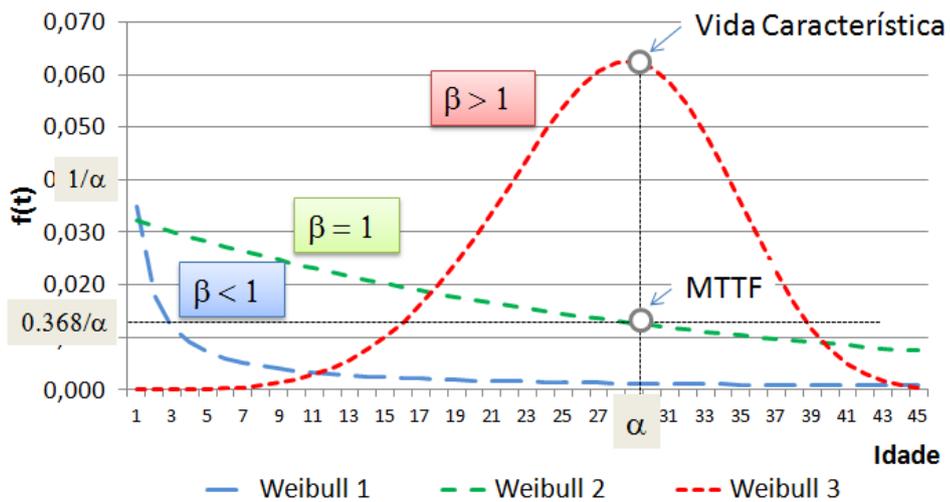


Figura 2.6. Funções de confiabilidade de Weibull: Função de densidade

Fonte: Adaptado de (BILLINTON e ALLAN, 1983).

No sentido de melhorar a consistência dos estudos de confiabilidade tradicionais que poderiam levar a uma subestimação dos riscos de operação dos sistemas elétricos, as falhas causadas pela idade no período do fim da vida útil vêm sendo incorporadas nos modelos a partir de 2001 (LI, 2002).

2.2 Quota de Reintegração Regulatória

A manutenção do equilíbrio econômico financeiro dos contratos de concessão das empresas de serviço público de distribuição de energia elétrica está vinculada a um processo de revisão tarifária periódica onde são calculados o Reposicionamento Tarifário (RT) e o Fator X (representando o ganho de produtividade da empresa), conforme legislação vigente para o Terceiro Ciclo de Revisão Tarifária Periódica (3CRTP), compreendido entre janeiro de 2011 e dezembro de 2014.

Conforme descrito nos Procedimentos de Regulação Tarifária – Proret (ANEEL, 2013c) o cálculo do Reposicionamento Tarifário das empresas ao fim do ciclo tarifário está diretamente relacionado com o cálculo da Receita Requerida para cobertura dos custos operacionais e dos custos de capital. Na composição desta Receita verifica-se a soma de duas parcelas. A Parcela A, que corresponde aos custos das atividades de geração e transmissão de energia, chamados de custos não gerenciáveis, e a Parcela B, que corresponde aos custos próprios da atividade de distribuição, também chamados de custos gerenciáveis.

Na Parcela B estão inseridos os custos dos ativos, foco de interesse deste estudo. Nesta parcela estão incluídos o Custo de Administração, Operação e Manutenção (CAOM) e o Custo Anual dos Ativos (CAA), conforme mostrado na equação 2.19.

$$VPB = CAOM + CAA \quad (2.18)$$

Sendo:

VPB: Valor da Parcela B

CAOM: Custo de Administração, Operação e Manutenção

CAA: Custo Anual de Ativos

Ao abrir o Custo Anual dos Ativos, surgem o custo de remuneração do capital, a Quota de Reintegração Regulatória relativa aos bens elétricos e o custo das anuidades dos bens não elétricos, como mostrado na equação (2.20):

$$CAA = RC + QRR + CAIMI \quad (2.19)$$

Sendo:

CAA: Custo Anual de Ativos

RC: Remuneração do Capital

QRR: Quota de Reintegração Regulatória

CAIMI: Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis

Quota de Reintegração Regulatória é um termo usado para se referir à parcela de depreciação dos ativos regulatórios das empresas de serviços públicos de energia. É um assunto que juntamente com o Custo de Capital (vinculado à Taxa de Remuneração Média de Capital, do inglês, *Weighted Average Cost of Capital – WACC*) e a Base de Remuneração Regulatória (BRR) integra o tema da Análise de Investimentos das empresas. Esse tema trata da quantificação e valoração dos ativos da BRR das empresas, também entendidos como os custos próprios da atividade de distribuição de energia.

Em outras palavras, a Quota de Reintegração Regulatória corresponde à parcela da depreciação e a amortização dos investimentos realizados e tem por finalidade recompor os ativos ao longo da sua vida útil. Seu valor depende diretamente da Base de Remuneração Regulatória bruta e da Taxa média de depreciação das instalações (equação 2.21) (ANEEL, 2013c).

$$QRR = BRR_{bruta} * \delta \quad (2.20)$$

Sendo:

QRR: Quota de Reintegração Regulatória

BRR_{bruta} : Base de Remuneração Regulatória bruta

δ : Taxa média de depreciação das instalações

No cálculo da Base de Remuneração Regulatória parte-se da valoração do ativo imobilizado em serviço para se calcular a BRR_{bruta} e a $BRR_{liquida\ total}$, conforme demonstrado nas equações (2.22) e (2.23) seguintes. A $BRR_{liquida\ total}$ é usada para o cálculo da Remuneração do Capital, não demonstrado aqui.

$$BRR_{bruta} = AIS - IAI - OEB - BTD \quad (2.21)$$

Sendo:

BRR_{bruta} : Base de Remuneração Regulatória Bruta

AIS: Ativo Imobilizado em Serviço

IAI: Índice de Aproveitamento Integral

OEB: Obrigações Especiais Bruta

BTB: Bens Totalmente Depreciados

$$BRR_{liquida\ total} = AIS - DA - IAD + AO + AD - OEL + TS \quad (2.22)$$

Sendo:

$BRR_{liquida\ total}$: Base de Remuneração Regulatória Líquida Total

AIS: Ativo Imobilizado em Serviço

DA: Depreciação Acumulada

IAD: Índice de Aproveitamento Depreciado

AO: Almojarifado em Operação
AD: Ativo Diferido
OEL: Obrigações Especiais Líquida
TS: Terrenos e Servidões

Os ativos considerados na Base de Remuneração Regulatória estão divididos em sete tipos de Contas Contábeis. Entre estas contas, entram na BRR das Distribuidoras os terrenos, edificações, obras civis e benfeitorias e máquinas e equipamentos. A conta de Máquinas e equipamentos inclui os ativos das Subestações, das Linhas da Distribuição e das Redes de Distribuição.

Utiliza-se, na avaliação dos ativos das concessionárias de distribuição, o Método do Custo de Reposição e o Método do Custo Histórico Corrigido, assim definidos pelo Submódulo 2.3 do Proret (ANEEL, 2013c).

Método do Custo de Reposição estabelece que cada ativo é valorado por todas as despesas necessárias para sua substituição por idêntico, similar ou equivalente que efetue os mesmos serviços e tenha a mesma capacidade do ativo existente.

Método do Custo Histórico Corrigido estabelece que os ativos devem ser avaliados a partir da atualização de valores contábeis, pelo índice IPCA.

A depreciação dos ativos ao longo da vida útil é contabilizada sobre os valores de cada bem em serviço resultando em um valor de depreciação acumulada e outro valor a ser considerado na Base de Remuneração. Para maior entendimento da metodologia de cálculo da depreciação, alguns valores são definidos, sendo:

Valor Original Contábil (VOC): é o preço de referência do ativo tomado do Banco de Preços Referenciais criado a partir do custo de aquisição informado nas notas fiscais de compra dos equipamentos. No Relatório de Controle Patrimonial (RCP) é o valor do Equipamento Principal (EP) de onde se parte para calcular a depreciação e valor de reposição.

Valor Novo de Reposição (VNR): refere-se ao valor do bem novo, idêntico ou similar ao avaliado, obtido a partir do banco de preços da concessionária, ou do banco de preços referenciais, quando homologado, ou do custo contábil atualizado.

Valor de Mercado em Uso (VMU): é definido como o Valor Novo de Reposição deduzido da parcela de depreciação, a qual deve respeitar sempre os percentuais de depreciação acumulada registrados na

contabilidade para o bem considerado, a partir da data de sua imobilização.

Valor da Base de Remuneração (VBR): é definido pela multiplicação do índice de Aproveitamento pelo Valor de Mercado em Uso. O Índice de Aproveitamento é definido como um percentual que demonstre o aproveitamento do ativo no serviço público de distribuição de energia elétrica.

Verifica-se, no entanto, que o Índice de Aproveitamento é aplicado sobre ativos da conta contábil Máquinas e Equipamentos de subestações, levando a um Índice de Aproveitamento para a Subestação. Aos outros ativos do grupo Máquinas e equipamentos da distribuição não são aplicados índices de aproveitamento (ou para efeito de cálculo são considerados unitários).

Para a avaliação patrimonial é considerado então o VNR do ativo, que é formado pelos custos dos equipamentos principais, componentes necessários à sua instalação e custo do serviço de instalação, apresentado na Equação 2.24:

$$VNR = EP + COM + CA + JOA \quad (2.23)$$

Sendo:

VNR: Valor Novo de Reposição

EP: Custo do Equipamento Principal (ou Material Principal – MP) representado pela Unidade de Cadastro

COM: Custo dos Componentes Menores vinculados ao equipamento principal. É definido como um valor percentual de EP

CA: Custos Adicionais necessários para a colocação do bem em operação, incluindo os custos de projeto, gerenciamento, montagem e frete. É definido como um valor percentual de EP+COM

JOA: Juros Sobre Obras em Andamento, que representa a remuneração de obras em curso. É definido como um percentual de EP+COM+CA

2.3 Histórico regulatório

Como visto no tópico anterior, a quota de depreciação dos ativos das empresas de energia elétrica é calculado a partir de uma base de remuneração reconhecida pelo agente regulador e uma taxa de depreciação média.

Neste sentido verifica-se historicamente que o processo de valoração desta QRR dependeu de evoluções regulatórias envolvendo a classificação dos bens, a definição dos

valores percentuais da taxa de depreciação dos bens e os procedimentos contábeis para facilitar a prestação de contas das empresas a cada ciclo de revisão tarifária.

Assim, seguindo uma ordem cronológica dos fatos, apresenta-se o histórico desenvolvido neste trabalho, contendo as principais normas que definiram a forma como a quota de depreciação é avaliada atualmente, ao final do terceiro ciclo de revisão tarifária.

Pode-se dizer que a depreciação de ativos sempre foi considerada nos serviços de fornecimento de energia elétrica desde os primeiros contratos de concessão federais, os quais tiveram como base o Decreto nº 5.407/1904 (BRASIL, 1904), que autorizava o Governo a promover, administrativamente ou por concessão, o aproveitamento da força hidráulica para geração de eletricidade. Este Decreto continha princípios que serviriam para todas as concessões subsequentes, como a idéia de que os ativos da concessão deveriam ser revertidos à União ao final do período de concessão, sujeitos à indenização por investimentos ainda não amortizados (ACENDE BRASIL, 2011).

O Código de Águas, Decreto nº 24.643/1934 (BRASIL, 1934), regulamentava a exploração dos recursos hídricos prevendo reajustes trieniais da tarifa sob o regime de regulação pelo “custo do serviço”, *Cost Plus Regulation*, consideando despesas operacionais e reservas para depreciação e remuneração do capital da empresa (ACENDE BRASIL, 2011).

No que se refere à classificação dos bens das empresas prestadoras do serviço público de energia elétrica, verifica-se que foi instituída a “Classificação de Contas para Empresas de Energia Elétrica” pelo Decreto nº 28.545/1950 (BRASIL, 1950), no qual foi apresentada a primeira organização do “Plano de Contas do Serviço Público de Energia Elétrica”, estabelecendo um padrão contábil para fiscalização do setor.

Em 26 de fevereiro de 1957 foi publicado o Decreto nº 41.019 (BRASIL, 1957) para regulamentação do setor de serviços de energia elétrica, passando a incluir as áreas de Distribuição, Transmissão e outras formas de Geração, complementando o Código de Águas. Neste Decreto, o Artigo 54 colocava a exigência de se organizar um inventário da propriedade para contabilização dos bens.

No mesmo Decreto nº 41.019 (BRASIL, 1957) foram inseridos na tarifa dois mecanismos para gerar recursos para amortização dos ativos remanescentes ao final da concessão, quando deveriam ser revertidos ao poder concedente, a quota de amortização (Reserva para Amortização) e a quota de reversão (Reserva para Depreciação) (Art. 165).

A quota de amortização, constituída de recursos dos consumidores, era aplicada aos contratos que não previam indenização por reversão ao final da concessão. Seu objetivo era de obter fundos para amortizar os investimentos que não seriam totalmente depreciados no final da concessão (Art. 92).

A quota de reversão, também constituída de recursos dos consumidores, era aplicada aos contratos de concessão com previsão de indenização por reversão ao final da concessão. Era computada em função do prazo de concessão e destinava-se à Reserva para Reversão para indenização do concessionário compensando as perdas de valor dos ativos por desgastes, desastres ou obsolescência (Art. 91). Isto implica que o prazo de depreciação dos ativos e prazo de amortização dos investimentos seria igual ao período de concessão.

A quota de depreciação dos bens e instalações em serviço dos concessionários do serviço público de energia elétrica tem como base estudos técnicos que levam em consideração a vida útil econômica do bem, a comparação com valores adotados por agências internacionais e com dados fornecidos por fabricantes de equipamentos.

Historicamente, as taxas de depreciação aplicadas no setor elétrico sempre foram fixadas pelo Poder Concedente, CNAEE, DNAEE e atualmente pela ANEEL. A origem desta competência está no § 1º, do Art. 168 do Decreto nº 41.019, onde é mencionado que a Fiscalização determinará e aprovará uma quota global anual para constituir a conta contábil Reserva para Depreciação, destinada a compensar as perdas de valor dos ativos provocadas por desgastes, desastres, insuficiência ou obsolescência dos materiais que constituem o investimento considerado no custo do serviço (BRASIL, 1957), (GANIN, 2009).

No § 3º, do artigo 168, foram estabelecidas taxas de depreciação provisórias com valor máximo de 5% para bens e instalações e 8% para usinas térmicas, até que uma tabela fosse expedida especificando as taxas de todos os bens depreciáveis.

O reconhecimento do investimento das concessionárias no setor público deu-se após 1964, mediante a criação das Comissões de Tombamento pelo Decreto nº 54.937 (BRASIL, 1964), que tinha entre suas atribuições identificar os bens que integram a propriedade em função do serviço, mediante conferência do inventário, bens ou conjunto de bens da propriedade, por amostragem programada tecnicamente, de forma a abranger quantidade de bens suficientemente representativa, quer quanto à sua natureza, quer quanto à sua localização geográfica.

Em 12 de novembro de 1968, foi publicado o Decreto nº 63.598 (BRASIL, 1968) criando a Lista de Unidades de Propriedade e de Retirada para contabilização das adições, retiradas e substituições de bens no setor elétrico, com o intuito principal de indicar o que deveria ser considerado Despesa e o que deveria ser considerado Investimento.

Apesar dos recursos de fundos disponibilizados para expansão do setor elétrico, por um longo período de inflação mais elevada as empresas não estavam mais sendo remuneradas adequadamente. Com isso, em 1974 o Decreto-Lei nº 1.383 (BRASIL, 1974a) promoveu a “equalização tarifária” e o Decreto nº 83.940, de 1979 (BRASIL, 1979), criou a Comissão Interministerial de Preços, gerando uma distorção nos critérios de reajuste tarifário, que só viria a ser corrigido em 1995 pela Lei nº 8.987 (BRASIL, 1995a), que introduziu o regime de regulação pelo preço do serviço (*Price Cap Regulation* ou Regulação por incentivos), através de licitação, com o objetivo de manter o equilíbrio econômico-financeiro das empresas.

A Lei das Sociedades por Ações foi criada pela Lei nº 6.404, em 15 de dezembro de 1976, por determinação do DNAEE. A partir dela foi vista a necessidade de se fazer uma revisão na forma de "Classificação de Contas para Empresas de Energia Elétrica" dada pelo conjunto de normas colocados no Decreto nº 28.545, de 24 de agosto de 1950, que vigorou até 31 de dezembro de 1978. Como resultado, ocorreram significativas mudanças nos procedimentos contábeis adotados pelas empresas do setor elétrico, levando ao novo Plano de Contas do Serviço Público de Energia Elétrica, instituído pelo Decreto nº 82.962, de 29 de dezembro de 1978, que entraria em vigor a partir de 1º de janeiro de 1979.

Em 1980, por meio do Ofício DNAEE/DCEF/CIRC/nº 70/1980 (GANIN, 2009), as taxas de depreciação foram alteradas na ocasião da elaboração das demonstrações contábeis das empresas e apresentadas por conta contábil, que variavam de 3% a 5% ao ano. A Resolução ANEEL nº 02/1997 (ANEEL, 1997b) estabeleceu taxas de depreciação por tipo de bem (88 Tipos de Unidade de Cadastro) a vigorar a partir de 1º de janeiro de 1999, porém as taxas usadas foram alteradas pela aplicação retroativa da Resolução ANEEL nº 44 (ANEEL, 1999), de 17 de março de 1999.

Essas taxas foram usadas até dezembro de 2006, quando foram revogadas pela Resolução ANEEL nº 240 (ANEEL, 2006), que definiu novas taxas a partir de 1º de janeiro de 2007, vista a necessidade de equalização das taxas anuais de ativos com características técnicas semelhantes usadas na Distribuição e Transmissão de energia elétrica. Desta forma,

as taxas de depreciação antes classificadas em Transmissão e Distribuição, passaram a ser classificadas por nível de tensão, igual ou superior a 69 kV e menor que 69 kV.

Conforme disposto na Lei nº 8.987 / 1995, Lei das Concessões de Serviço Público de Energia Elétrica (BRASIL, 1995a), nos contratos de concessão dos serviços de energia elétrica estão previstos procedimentos de revisão tarifária periódica como instrumento de regulação econômica, os quais levam em consideração critérios de transparência para definir a base de remuneração regulatória das empresas. Neste sentido, a forma de classificação dos ativos imobilizados torna-se foco da prestação de contas ao órgão regulador (BRASIL, 1995a).

A concessão do serviço é dada a uma empresa prevendo a prestação de serviço adequado ao consumidor de tal forma que atenda condições de regularidade, continuidade, eficiência, segurança, atualidade, generalidade, cortesia e modicidade tarifária. Para isto, estão previstos mecanismos de revisão tarifária para manter o equilíbrio econômico-financeiro da empresa.

No Capítulo II da Lei nº 9.074/1995 (BRASIL, 1995b) que estabelece as normas de prorrogação das concessões, menciona-se que o prazo para amortização dos investimentos da Transmissão e da Distribuição estão limitados a 30 anos e da Geração em 35 anos.

Considerando que entre os investimentos em Máquinas e equipamentos a vida útil pode ser superior a este período, haveria no balanço patrimonial das empresas investimentos não totalmente depreciados durante a concessão. No entanto, isto ocorreria para a minoria dos casos como em grandes estruturas de concreto na geração, sistemas de aterramentos, turbinas hidráulicas, condutores e estruturas acima de 69 kV. Para a maioria dos investimentos em equipamentos, a depreciação finalizaria antes do vencimento do prazo de concessão.

Em 13 de abril de 1983, a aprovação da Portaria DNAEE/DG/nº 036 (GANIN, 2009) regulamentou que fosse mantido o “Cadastro da Propriedade” em conformidade com as “Instruções para Contabilização e Controle do Ativo Imobilizado”, anexas à referida Portaria. Devido a alterações de procedimentos de controle de bens patrimoniais, a Portaria DNAEE nº 815 (DNAEE, 1994), de 30 de novembro de 1994 atualizou a Portaria nº 036, originando o “Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico – MCPSE”, contendo instruções gerais, instruções de cadastro de bens e instruções de envio de dados periodicamente.

Para simplificar os procedimentos contábeis a Resolução ANEEL nº 01/1997 (ANEEL, 1997a), institui que o Plano de Contas foi segmentado por tipo de atividade de produção, transmissão e distribuição para atender o Sistema Patrimonial, Sistema Extrapatrimonial e Sistema de Resultado, reorganizando suas contas contábeis.

Considerada a necessidade de atualização do Plano de Contas do Serviço Público de Energia Elétrica, a ANEEL alterou as Instruções para Contabilização e Controle do Ativo Imobilizado por meio da Resolução nº 15, de 24 de dezembro de 1997 (ANEEL, 1997c).

Nova revisão do Plano de Contas face às alterações na legislação em geral, nos regulamentos do serviço público de energia elétrica e em melhoria das práticas contábeis foram colocadas por sugestões de entidades como a Comissão de Valores Mobiliários (CVM), o Conselho Federal de Contabilidade (CFC), o Instituto dos Auditores Independentes do Brasil (IBRACON) e o International Accounting Standards Committee (IASC). Assim, a Superintendência de Fiscalização Financeira (SFF) da ANEEL instituiu o Manual de Contabilidade dos Serviços Públicos de Energia Elétrica (MCSPEE) pela Resolução nº 444/2001 (ANEEL, 2001) a partir de 1º de janeiro de 2002.

Com a aprovação do Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico (MCPSE) pela Resolução ANEEL nº 367/2009 (ANEEL, 2009a), as taxas de depreciação passaram a integrar as tabelas anexas ao MCPSE e tiveram um maior detalhamento nas quantidades de Tipos de Unidades de Cadastro (103 TUCs) e foram atualizadas.

Aprovados os ajustes nos procedimentos das Instruções Gerais (IG) do MCSPEE, a Resolução nº 370 de 30 de junho de 2009 também resolve alterar a denominação do MCSPEE para Manual de Contabilidade do Setor Elétrico (MCSE) (ANEEL, 2009b).

Devido à necessidade de divulgar à sociedade informações que representam a situação econômico-financeira das empresas, à necessidade de manutenção das informações contábeis referentes à composição dos ativos vinculados à concessão e novos ajustes no Plano de Contas da Resolução nº 444/2001 (ANEEL, 2001), o MCSE passa a estabelecer as práticas e orientações contábeis necessárias às concessionárias para registro contábil e elaboração de demonstrações para atender o regulador.

Em 2011, após novo processo de consulta de referências internacionais, de fabricantes de equipamentos e de estatísticas a partir de dados dos ativos das empresas de energia elétrica, a ANEEL redefiniu as taxas de depreciação tomando como referência as

vidas úteis dos ativos imobilizados e instituiu a Resolução nº 474, de 7 de fevereiro de 2012, apresentando o resultado do trabalho nas tabelas de taxa de depreciação das unidades de cadastro anexas ao MCPSE (ANEEL, 2012a).

Esta revisão promoveu uma adequação das taxas anuais aplicadas para as Centrais de Geração Nucleoelétricas Angra 1 e Angra 2, e as Tabelas I e XVI do MCPSE tiveram as taxas atualizadas pela Resolução nº 529 (ANEEL, 2012b), de 21 de dezembro de 2012, que também aprovou o Submódulo 6.7 dos Procedimentos de Regulação Tarifária (Proret).

Em 26 de março de 2013 foi aprovada uma audiência pública para a atualização do Manual de Contabilidade do Setor Elétrico (MCSE) que entraria em vigor a partir de 1º de janeiro de 2014 (ANEEL, 2013). Nesta nova versão do manual as principais alterações propostas deverão incorporar procedimentos contábeis que já constavam em Ofícios, Despachos e Resoluções emitidas pela ANEEL, passarão a incluir uma Instrução Geral sobre a preparação e divulgação das Demonstrações Contábeis Regulatórias (DCR), entre outras.

No entanto, no interesse deste trabalho, a principal alteração é a atualização da Instrução Contábil de Depreciação e Amortização, proposto pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis através do CPC 27 – Imobilizado (CPC, 2009).

Este CPC estabelece que o valor residual e a vida útil de um ativo são revisados pelo menos ao final de cada exercício e, se as expectativas diferirem das estimativas anteriores, a mudança deve ser contabilizada como mudança de estimativa contábil. Entretanto, no âmbito regulatório, cabe à empresa adotar como referência a vida útil estabelecida pelo Regulador.

2.4 Métodos de depreciação

De acordo com a estrutura contábil tradicional, a depreciação é um processo de alocação do valor de entrada (custo original ou corrigido) de instalações e equipamentos, durante os períodos que se espera que estes produzam os benefícios em decorrência de sua aquisição (HENDRIKSEN e VAN BREDA, 1999). O ativo, segundo Martins, é o futuro resultado econômico que se espera obter de um recurso. Desta forma, o ativo representa o estoque de serviços futuros a serem utilizados e a depreciação representa a redução destes estoques (RODRIGUES, LUSTOSA e PRIMO, 2004).

De forma geral, a depreciação é conceituada como a forma pela qual se registra, contabilmente, a diminuição do valor de bens do ativo imobilizado resultante do desgaste pelo uso, pela ação da natureza, perecimento ou pela obsolescência normal.

A depreciação é contabilizada nos fluxos de caixa como uma despesa anualizada que corresponde a um pagamento (investimento) efetivado na data zero. Podem ser encontradas na literatura (FEA-USP, 2013), (CAVALCANTE ASSOCIADOS, 2014?) três interpretações para a depreciação, sendo:

Poupança para compra de um novo bem de capital: reserva anual de uma parcela do valor do bem substituído, para compra futura do bem substituto. Questiona-se neste caso a garantia de que o valor reservado com base no bem substituído será igual ao valor do bem substituto no futuro, pelo menos cinco anos a diante.

Perda de valor de um bem de capital: bens de capital como equipamentos perdem gradualmente o valor do investimento pelo desgaste natural ou simplesmente pelo decorrer do tempo. Desta interpretação vem o sentido original da depreciação. Esta perda de valor é vista como uma despesa da empresa, neste sentido seu efeito é meramente fiscal, levando o conceito da depreciação para a aplicação da regra fiscal. Em geral este tipo de depreciação é proporcional ao volume produzido pela máquina ou equipamento, portanto poderia ser considerado variável. A depreciação também pode decorrer da obsolescência tecnológica ou de estilo, sendo proporcional à passagem do tempo.

Diluição do custo de um bem de capital: geralmente uma empresa faz a compra de um bem para utilizá-lo por vários anos futuros. Assim, ao invés da empresa considerar como despesa todo o valor do investimento no primeiro ano, considera a divisão do custo durante o tempo em que efetivamente será utilizado. Desta forma, é evitada a redução artificial do lucro real no primeiro ano.

Segundo a Norma Brasileira de Contabilidade – NBC T 19.5 (2005), define-se:

Depreciação é a redução do valor dos bens pelo desgaste ou perda de utilidade por uso, ação da natureza ou obsolescência.

Amortização é a redução do valor aplicado na aquisição de direitos de propriedade e quaisquer outros com existência ou exercício de duração limitada, ou cujo objeto sejam bens de utilização por prazo legal ou contratualmente limitado.

Exaustão é a redução do valor de investimentos necessários à exploração de recursos minerais ou florestais.

Os termos depreciação e amortização podem ser usados referindo-se ao mesmo período de tempo ou ao mesmo bem, mas não devem ser confundidos. Ambos são gastos não-desembolsáveis, o primeiro referente à desvalorização do ativo imobilizado (durante a vida útil) e o segundo referente à amortização de investimentos em ativo diferido (que gerará benefício no futuro) (ROSSETTI, GALVÃO, *et al.*, 2008).

Segundo Rossetti (2008) a amortização é um conceito como a depreciação, porém, aplicado a investimentos que gerarão benefícios no futuro (ativo diferido), quando a empresa passará então a amortizá-los.

A depreciação trata da perda de valor dos bens físicos (apenas tangíveis), já a amortização representa a recuperação do valor investido na aquisição de um bem (tangível ou intangível) (SANTOS, 2003).

A definição de um método de depreciação para o setor elétrico deve levar em conta alguns princípios que garantam a uniformidade das parcelas, a simplicidade de aplicação e a suavização dos valores descontados anualmente entre os períodos de revisão tarifária. O método de depreciação linear atende todos estes quesitos e por isso é o mais utilizado no setor elétrico em vários países.

No setor elétrico brasileiro, o valor residual do bem é considerado igual a zero, logo a depreciação ocorre até que o valor do bem seja nulo.

Como pode ser verificado no trecho extraído do Submódulo 2.3 do Proret (ANEEL, 2013c), que trata da depreciação, tem-se:

§102 - Para a determinação do valor de mercado em uso – VMU deve ser utilizado somente o Método da Linha Reta para a depreciação, considerando obrigatoriamente o percentual de depreciação acumulada, registrada na contabilidade para cada bem do ativo considerado.

§104 - O valor de mercado em uso para a composição da base de remuneração será obrigatoriamente igual a zero quando o bem estiver totalmente depreciado, conforme identificado no respectivo registro contábil.

2.4.1 Método de depreciação linear

O método de depreciação linear também conhecido como método da linha reta (*straight line*) é o método mais simples e mais amplamente utilizado para depreciação de

ativos. Podem ser encontradas variações no cálculo do valor a ser depreciado, se for considerado um valor residual igual ou diferente de zero para definir o valor de base da depreciação, porém, o valor depreciado é constante.

A perda do valor do ativo por depreciação ocorre em maior ou em menor grau no tempo e para cada tipo de bem há de se considerar diferentes níveis ou taxas de depreciação, que geralmente são determinadas em função da vida útil do bem. Assim, tem-se a equação :

$$\text{Taxa de Depreciação Linear} = \frac{100}{\text{Vida Útil (anos)}} (\%) \quad (2.24)$$

A depreciação linear consiste em calcular um valor fixo anual, ou mensal, para a depreciação de um bem em função de sua vida útil estimada legalmente. É o método mais comum utilizado no cálculo de depreciações. Com base na fórmula vista para cálculo da taxa linear de depreciação, podemos facilmente encontrar o valor fixo anual ou mensal da depreciação de um bem (equação 2.26).

$$\begin{aligned} \text{Valor da Depreciação} \\ = \text{Taxa de Depreciação} * (\text{Valor do Bem} - \text{Valor Residual}) \end{aligned} \quad (2.25)$$

Com o passar do tempo o valor do ativo vai diminuindo com as depreciações acumuladas até sobrar apenas o seu valor residual (equação 2.27).

$$\text{Valor Contábil do Ativo} = \text{Valor do Bem} - (n * \text{Valor da Depreciação}) \quad (2.26)$$

Sendo:

n: número inteiro positivo ($n = 1, 2, 3, \dots, \text{vida útil}$)

A Tabela 2.2 e a Tabela 2.3 mostram dois exemplos de depreciação, utilizando o método linear, diferenciados pelo modelo linear contábil e linear real, respectivamente. Como pode ser observado, a diferença básica entre eles é a presença do valor residual no último ano.

Na Figura 2.7 são mostradas as datas levadas em consideração para o processo de depreciação. Havendo diferença entre as datas de aquisição do material e a sua imobilização em serviço o valor contábil líquido permanece igual ao custo de compra. O período em que ocorre a depreciação está entre as datas inicial e de vencimento. Este período corresponde ao período de vida útil estimada do ativo. A partir da data de vencimento o ativo tem seu valor residual, no geral contabilmente igual a zero, permanecendo assim até a data de baixa.

Tabela 2.2. Exemplo do método de depreciação linear (contábil)

Custo inicial	R\$ 45.000,00		
Valor residual	R\$ 0,00		
Tempo (anos)	10		
Ano	Quota de depreciação (Q)	Fundo de depreciação (FD)	Valor Contábil (VC)
0			
1	R\$ 4.500,00	R\$ 4.500,00	R\$ 40.500,00
2	R\$ 4.500,00	R\$ 9.000,00	R\$ 36.000,00
3	R\$ 4.500,00	R\$ 13.500,00	R\$ 31.500,00
4	R\$ 4.500,00	R\$ 18.000,00	R\$ 27.000,00
5	R\$ 4.500,00	R\$ 22.500,00	R\$ 22.500,00
6	R\$ 4.500,00	R\$ 27.000,00	R\$ 18.000,00
7	R\$ 4.500,00	R\$ 31.500,00	R\$ 13.500,00
8	R\$ 4.500,00	R\$ 36.000,00	R\$ 9.000,00
9	R\$ 4.500,00	R\$ 40.500,00	R\$ 4.500,00
10	R\$ 4.500,00	R\$ 45.000,00	R\$ 0,00

Tabela 2.3. Exemplo do método de depreciação linear (real)

Custo inicial	R\$ 45.000,00		
Valor residual	R\$ 5.000,00		
Tempo (anos)	10		
Ano	Quota de depreciação (Q)	Fundo de depreciação (FD)	Valor Contábil (VC)
0			
1	R\$ 4.000,00	R\$ 4.000,00	R\$ 41.000,00
2	R\$ 4.000,00	R\$ 8.000,00	R\$ 37.000,00
3	R\$ 4.000,00	R\$ 12.000,00	R\$ 33.000,00
4	R\$ 4.000,00	R\$ 16.000,00	R\$ 29.000,00
5	R\$ 4.000,00	R\$ 20.000,00	R\$ 25.000,00
6	R\$ 4.000,00	R\$ 24.000,00	R\$ 21.000,00
7	R\$ 4.000,00	R\$ 28.000,00	R\$ 17.000,00
8	R\$ 4.000,00	R\$ 32.000,00	R\$ 13.000,00
9	R\$ 4.000,00	R\$ 36.000,00	R\$ 9.000,00
10	R\$ 4.000,00	R\$ 40.000,00	R\$ 5.000,00

O fim da vida útil, no entanto, é visto como o momento em que o equipamento sai de operação e é desativado. A baixa física ou contábil do ativo é um procedimento de controle patrimonial que interrompe a depreciação quando este não estiver imobilizado em serviço, independente do motivo que o tenha retirado da rede.

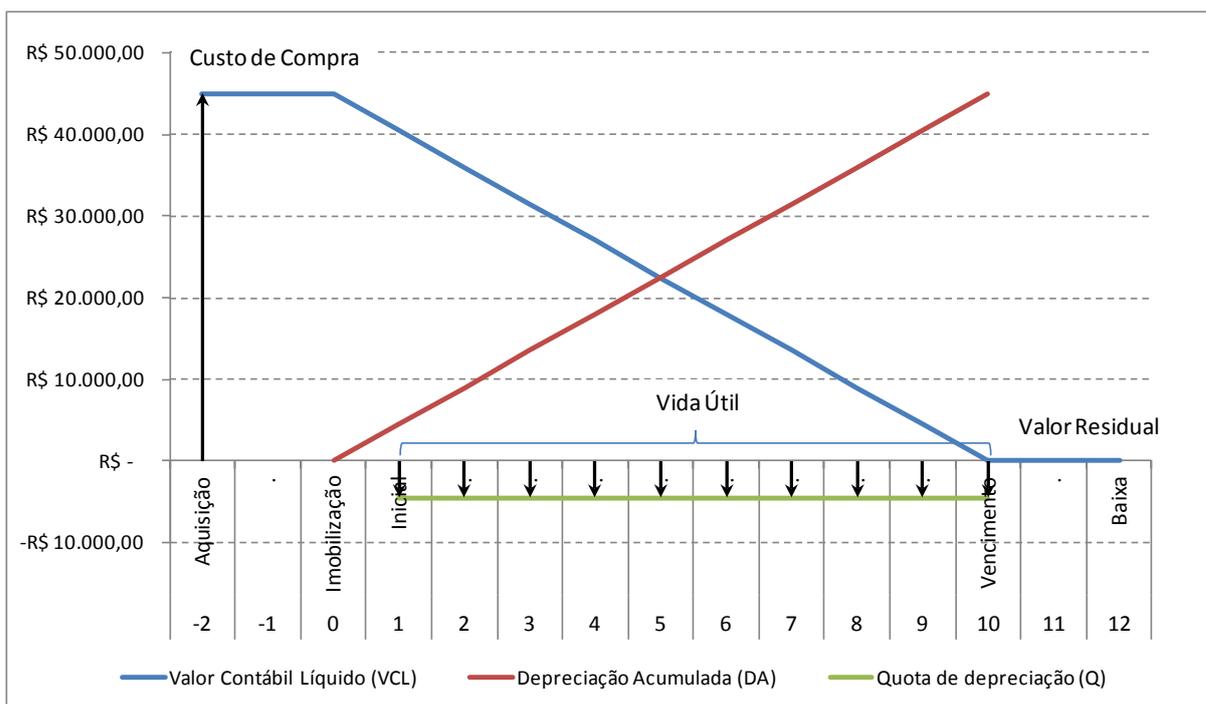


Figura 2.7. Elementos da depreciação de ativos

Fonte: Elaboração própria.

2.5 Contabilidade Regulatória

Se a taxa de depreciação é uma função da vida útil, a alteração da vida útil de ativos reflete na mudança do período de depreciação e do valor da depreciação anual na contabilidade da empresa.

Segundo as orientações do MCSE (ANEEL, 2013), a estrutura do Plano de Contas de uma empresa de energia elétrica está dividido em três sistemas: Sistema Patrimonial, Sistema Extrapatrimonial e Sistema do Resultado.

Para entender como ocorre a quantificação da Quota de Remuneração Regulatória (QRR) é importante então identificar quais contas destes sistemas carregam valores dos equipamentos elétricos usados para a prestação do serviço de distribuição de energia elétrica. Neste sentido, destacam-se (em **negrito**) os grupos de contas do ativo circulante e não circulante, contas dos bens e direitos próprios e as contas do resultado das atividades.

Outros grupos não foram destacados em **negrito** por não estarem diretamente relacionados com a depreciação e os bens imobilizados, foco deste estudo.

Tabela 2.4. Estrutura de Sistemas Contábeis

Sistema	Subsistema	Grupo
Patrimonial	1. Ativo	11. Ativo circulante
		12. Ativo não circulante
	2. Passivo	21. Passivo circulante
		22. Passivo não circulante
24. Patrimônio líquido		
Extrapatrimonial	4. Contas de compensação do ativo	41. Bens e direitos próprios
		42. Bens e direitos de terceiros – Contrapartida
	5. Contas de compensação do passivo	51. Bens e direitos próprios – Contrapartida
		52. Bens e direitos de terceiros
Resultado	6. Resultado antes da contribuição social e o imposto de renda	61. Resultado das atividades
		62. Resultado de equivalência patrimonial
		63. Resultado financeiro
		64. Operações descontinuadas
	7. Lucro (prejuízo) líquido do exercício	75. Imposto de renda e contribuição social
		76. Participações e contribuições
		77. Reversão dos juros sobre o capital próprio e tributos
		78. Transferência do resultado para o patrimônio líquido

A Tabela 2.5 mostra os tipos de ativos existentes em serviço nas empresas de energia, os quais são considerados para definição das contas contábeis do Sistema Patrimonial.

Tabela 2.5. Tipos de ativos das empresas

Ativos	Intangíveis	Amortizáveis por Quota de Amortização	Servidões
			Uso do bem público
			Software
			Outros (Direito, Marca, Patente)
	Tangíveis (imobilizados)	Não depreciável	Terrenos
			Reservatórios, barragens e adutoras
		Depreciáveis por Quota de Depreciação	Edificações, obras civis e benfeitorias
			Máquinas e equipamentos
			Veículos
			Móveis e utensílios

Com exceção do Uso do bem público e de Reservatórios, barragens e adutoras, ambos ativos da Geração, os demais estão nos segmentos de Geração, Transmissão e Distribuição de energia elétrica.

Exceto os Terrenos, os ativos tangíveis apresentam uma taxa de depreciação regulatória definida com base na vida útil. Estes bens serão depreciados anualmente formando a Quota de Depreciação e por sua vez a Quota de Reintegração Regulatória. Já os bens intangíveis serão amortizados anualmente, formando a Quota de Amortização. Essas duas quotas serão transferidas ao Sistema do Resultado para balanço contábil.

Nas instruções contábeis do MCSE para depreciação e amortização, observa-se:

“As imobilizações tangíveis serão depreciadas por meio de quota de depreciação, enquanto que as intangíveis serão amortizadas por intermédio de quota de amortização, e apropriadas nas respectivas subcontas 6105.X.17 – Gastos operacionais – Depreciação e 6105.X.18 – Gastos Operacionais – Amortização.”

“A quota de amortização das imobilizações intangíveis será estabelecida em função do prazo de duração do benefício propiciado pelo direito, o qual deve ser devidamente suportado.”

“A depreciação e amortização acumulada, assim constituída, será controlada por Tipo de Unidade de Cadastro – TUC, Ordem de imobilização – ODI, conta contábil e ano de incorporação ao Imobilizado em serviço e Intangível em serviço.”

Para se ter uma idéia da extensão das contas no Subsistema de ativos na estrutura contábil das empresas de energia é interessante observar como estão distribuídos os ativos por subgrupos para os grupos do ativo circulante e do ativo não circulante, dentro do Sistema Patrimonial, como mostrado na Tabela 9.3 e na Tabela 9.4.

O detalhamento da estrutura apresentada disponibiliza contas específicas para o acompanhamento dos valores investidos na infraestrutura da empresa de energia. A organização destes valores num fluxo de caixa complementa o esclarecimento de como a mudança na vida útil reflete no resultado da empresa.

2.6 A depreciação dos ativos no fluxo de caixa

O MCSE adota a padronização do Pronunciamento Técnico CPC03 (CPC, 2010) para a Demonstração dos Fluxos de Caixa das empresas de energia, podendo ser apresentado

pelo método direto ou indireto. Esta apresentação dos fluxos de caixa também deve ser feita obedecendo à classificação por atividades, assim definidas.

“Atividades operacionais são as principais atividades geradoras de receita da entidade e outras atividades diferentes das de investimento e de financiamento.”

“Atividades de investimento são as referentes à aquisição e à venda de ativos de longo prazo e de outros investimentos não incluídos nos equivalentes de caixa.”

“Atividades de financiamento são aquelas que resultam em mudanças no tamanho e na composição do capital do próprio e no endividamento da entidade, não classificadas como atividade operacional.”

As Demonstrações de Fluxos de Caixa têm o objetivo principal de passar informações sobre os recebimentos e pagamentos de uma empresa durante determinado período, permitindo que os investidores e credores avaliem a capacidade da empresa de gerar fluxo de caixa positivo no futuro, saldar as obrigações e pagar dividendos (RODRIGUES, LUSTOSA e PRIMO, 2004).

Ao apresentar o fluxo de caixa pelo método direto alguns dados das atividades operacionais não são visualizados, porém os resultados vinculados a estes dados estão disponíveis. Os fluxos de caixa das atividades de investimento e financiamento são iguais. Se apresentado pelo método indireto são visualizados os valores dos ajustes por depreciação, por perda cambial, da renda de investimentos, de despesas de juros, das variações nas contas a receber, nos estoques e nas contas a pagar.

No método direto são evidenciados os recebimentos e pagamentos em caixa equivalentes a caixa do período, pelos seus valores brutos. O método indireto, também chamado de método da reconciliação, consiste na derivação do fluxo de caixa a partir do lucro líquido ajustado. O método direto, baseado na contabilização por lançamento e efeito, apresenta toda a informação, enquanto o método indireto, extraído das demais demonstrações (Balanço e Demonstração do Resultado) é obtido dos valores totais, entretanto, o método mais utilizado pelas empresas de energia é o método indireto (RODRIGUES, LUSTOSA e PRIMO, 2004).

O Imposto de Renda Pessoa Jurídica (IRPJ) e a Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL) são calculados a partir do lucro líquido da atividade antes dos ajustes do

imposto de renda e da contribuição social, terminologia conhecida por Earnings Before Interest, Tax, Depreciation and Amortization (EBITDA).

Na demonstração consolidada do resultado deste fluxo de caixa fica clara a contribuição da depreciação. Partindo da receita e descontando as despesas operacionais, chega-se ao lucro bruto do período. São então descontadas a depreciação, despesas de vendas e administração, despesas de juros e prejuízo de câmbio para se obter o EBITDA. Sobre este lucro são calculados o imposto de renda e a contribuição social. Descontados estes, tem-se o lucro líquido final do período.

2.7 Vida Útil Regulatória Definida pela ANEEL

No ano de 2009 a Agência Nacional de Energia Elétrica abriu uma concorrência pública para contratação de serviços de consultoria, com o objetivo de redefinir a vida útil dos bens e instalações componentes do ativo imobilizado dos agentes outorgados do setor elétrico brasileiro. Como resultado da revisão das vidas úteis, novas taxas de depreciação seriam definidas para aplicação das regras contábeis.

Os valores das vidas úteis vigentes antes da revisão estão na Resolução Normativa nº. 367 / 2009 e os valores atualmente em uso estão na Resolução Normativa nº. 474 / 2012. Uma tabela anexa ao MCPSE traz as vidas úteis por TUC.

Na visão da ANEEL a determinação da vida útil permite avaliar, de forma predita, se é economicamente viável manter ou substituir um bem. Porém, reconhece que isolar a causa de retirada do bem de operação não é fácil, devido à falta de informação de baixa de ativos nas próprias empresas.

De qualquer forma, sinaliza que a classificação geral dessas causas auxiliaria na previsão da vida útil. Espera-se que a causa mais importante de retirada do ativo de operação esteja relacionada ao fator físico e que o fator externo seja essencialmente aleatório e não reparável.

A validação dos dados usados na metodologia é suportada por um processo de fiscalização onde o controle patrimonial dos ativos faz a conciliação físico-contábil das quantidades de ativos, estejam eles imobilizados ou baixados. Desta forma, os dados repassados à ANEEL por procedimentos contábeis regulatórios seriam válidos para se computar a vida útil.

Sem distinguir os motivos de saída de operação (tratados como baixa física) é dada ao método estatístico a expectativa de representar todos os fatores observados na rede real através de um único modelo.

Através da inferência estatística a metodologia propõe que se obtenha uma faixa de vida útil de uma amostra e seja então adotado um ponto como vida útil média regulatória para cada tipo de bem da população.

O escopo usado pela ANEEL dividiu a metodologia de definição da vida útil e taxa de depreciação em quatro etapas, sendo:

- ❖ Primeira etapa: Pesquisa internacional em instituições e órgãos reguladores;
- ❖ Segunda etapa: Pesquisa de informações dos fabricantes de equipamentos, de normas técnicas, de laboratórios de pesquisa e de artigos técnicos;
- ❖ Terceira etapa: Pesquisa de informações dos agentes outorgados do Setor Elétrico com o objetivo de verificar o processo de gerenciamento dos ativos e obter dados de baixas de ativos e estudos técnicos próprios relacionados com a vida útil;
- ❖ Quarta etapa: Consolidação dos dados anteriores e realização da Audiência Pública 121 para revisão e elaboração do relatório final.

De forma resumida, o método utilizado pela ANEEL considerou todos os fatores de substituição de ativos, uma vez que não foram discriminados nos nas baixas contábeis. O tratamento estatístico abordou a distribuição do tipo Weibull e a função de densidade de falha, da qual foi obtida uma faixa de vida útil em torno da mediana. A ponderação deste resultado com a distribuição de probabilidade obtida da pesquisa internacional definiu o valor regulatório.

2.8 Análise Econômica

2.8.1 Introdução

O momento ideal para substituição de um equipamento quando o fator econômico prepondera na decisão pode ser obtido quando existe um equilíbrio entre o investimento associado à substituição do bem (CAPEX) e o dispêndio adicional devido à manutenção mais intensiva (OPEX). A busca deste equilíbrio pode ser feita através da avaliação econômica dos fluxos de caixa das duas situações.

Por se tratar de fluxos de caixa com vidas úteis diferentes, a melhor alternativa para auxiliar na análise de decisão é fazer o cálculo do custo da anuidade uniforme equivalente (CAE) para as alternativas de substituir ou manter o equipamento em operação. Este cálculo pode ser conduzido simulando substituições para um conjunto de idades plausíveis de um determinado equipamento.

A ideia é avaliar economicamente a melhor época para substituir determinado bem repercutindo em uma melhor eficiência nos gastos combinados de capital e operação. Esta busca do melhor momento leva a uma diminuição da tarifa e provavelmente a uma melhor qualidade de atendimento, em contraposição à noção mais comum de que dilatando o tempo de permanência de um bem em operação levaria a um menor custo global. Através deste tipo de análise é possível se obter o tempo de vida útil econômica do ativo.

Esta metodologia foi aplicada para transformadores de força em Abu-Elanien e Salama (2010) e Abu-Elanien et alii (2011) através do equacionamento de um fator de escala variável para simular o comportamento da curva da banheira para a taxa de falha.

Tendo como premissa a taxa de falha, a comparação entre as alternativas de manter o equipamento ou substituí-lo define a vida econômica.

A metodologia considera estes elementos de custos para montar o fluxo de caixa destas alternativas. Entre os custos estão o custo de aquisição do equipamento, os custos operacionais (perdas em carga e em vazio), os custos de interrupção, o custo das penalidades impostas pelo regulador e o custo do reparo.

Exceto os custos operacionais das perdas do transformador, relacionadas à sua capacidade, as ocorrências dos outros custos ao longo da vida do equipamento são adotadas como proporcionais à taxa de falha do equipamento.

2.8.2 Elementos de Custo

2.8.2.1 Custo Social da Interrupção da Energia

Estudos a respeito do cálculo do custo da interrupção mostram que o valor obtido pode variar dependendo do ponto de vista de quem avalia essa falta: a distribuidora, o consumidor ou o regulador (CYRILLO, 2011).

Para a Distribuidora a interrupção representa uma perda de faturamento entendido pelo conceito de Energia Não Distribuída (END) como também representa a necessidade de

gastos com Operação e Manutenção (O&M) para o reparo da falta. O custo da END é proporcional ao produto da carga pelo tempo de interrupção, sobre o qual aplica-se a TUSD (R\$/MWh), descontando o custo de compra da energia. O custo da END é mais facilmente caracterizado, para avaliar o custo da interrupção na visão da Distribuidora. Além do custo de O&M ser muito inferior ao da END existe uma dificuldade em obter dados precisos sobre os seus componentes.

Para o consumidor, a interrupção restringe o uso e traz prejuízos sendo a soma desses efeitos representada pelo custo da qualidade da energia. O custo da END ao consumidor é uma das formas de representar o custo da confiabilidade que normalmente pode ser obtido através de pesquisas diretas. Estas pesquisas, normalmente conduzidas pelo órgão regulador, indicam um valor aproximado de 3500 R\$/MWh interrompido (CYRILLO, 2011). O custo da qualidade também pode ser estimado com base em métodos diretos como a disposição a pagar (DAP) do consumidor. Métodos indiretos verificam o valor da produção perdida ou da substituição do suprimento. Estes são mais adequados para avaliar o custo da interrupção para grandes consumidores.

A partir do custo individual de interrupção é possível determinar o custo médio de interrupção que deve representar uma ponderação dos custos para tipos ou classes de consumidores de uma região. Como referência, um estudo de 2001 indica o custo médio da energia interrompida de 3000 R\$/MWh, convertido pela taxa de 2,5 US\$/R\$, conforme apresentado na Tabela 2.6.

Tabela 2.6. Custo da interrupção no Estado de São Paulo

	DAP	Custo direto
Residencial	0,83 US\$/kWh interrompido	0,96 US\$/kWh interrompido
Comercial	0,52 – 0,90 US\$/kWh interrompido	1,27 US\$/kWh interrompido
Média	1,20 US\$/kWh interrompido	

Fonte: (MAGALHÃES, GOUVÊA, *et al.*, 2001)

No entanto, o custo social representado pelo custo de interrupção não é sentido pela concessionária ao decidir a respeito da substituição dos seus próprios ativos.

2.8.2.2 Penalidades Devido à Interrupção

O valor das compensações pagas ao consumidor devido à perda da qualidade da energia fornecida é calculado com base na variação dos Indicadores de Continuidade por Unidade Consumidora (DIC, FIC e DMIC) com relação a metas estabelecidas anualmente para os Conjuntos de consumidores (definidos por Subestação de Distribuição) da empresa distribuidora. Para obter estes limites são levados em consideração o conjunto, o nível de tensão e a localidade (urbana ou não urbana) onde está conectada a unidade consumidora. Os limites de DEC e FEC são definidos pela ANEEL para os conjuntos das empresas. Assim, com a localização, o DEC e o FEC do conjunto onde está o consumidor, tem-se o limite do DIC, FIC para a apuração mensal, trimestral e anual e o limite para apuração mensal do DMIC. Os valores apurados serão comparados a estes limites e equacionados para calcular os valores das compensações quando houver a perda de qualidade.

As tabelas de referência para área urbana estão parcialmente reproduzidas na Tabela 2.7 e na Tabela 2.8. Estas e as tabelas da área não urbana estão apresentadas integralmente no Módulo 8 do PRODIST (ANEEL, 2010b).

Tabela 2.7. Limites de continuidade para consumidores Baixa Tensão (área urbana)

Faixa de variação dos Limites Anuais de Indicadores de Continuidade dos Conjuntos (DEC ou FEC)	Limite de Continuidade por Unidade Consumidora						
	Unidades Consumidoras com Tensão Contratada \leq 1kV situadas em áreas urbanas						
	DIC (horas)			FIC (interrupções)			DMIC (horas)
	Anual	Trim.	Mensal	Anual	Trim.	Mensal	Mensal
1	16,00	8,00	4,00	11,20	5,60	2,80	2,09
2	16,47	8,23	4,11	11,45	5,72	2,86	2,18
3	16,95	8,47	4,23	11,70	5,85	2,92	2,26
4	17,43	8,71	4,35	11,95	5,97	2,98	2,35
5	17,91	8,95	4,47	12,20	6,10	3,05	2,43
6	18,38	9,19	4,59	12,45	6,22	3,11	2,52
7	18,86	9,43	4,71	12,70	6,35	3,17	2,60
8	19,34	9,67	4,83	12,95	6,47	3,23	2,69
9	19,82	9,91	4,95	13,20	6,60	3,30	2,77
10	20,30	10,15	5,07	13,45	6,72	3,36	2,86

Fonte: (ANEEL, 2010b).

Tabela 2.8. Limites de continuidade para consumidores Média Tensão (área urbana)

Faixa de variação dos Limites Anuais de Indicadores de Continuidade dos Conjuntos (DEC ou FEC)	Limite de Continuidade por Unidade Consumidora						
	Unidades Consumidoras situadas em áreas urbanas com Faixa de Tensão Contratada: 1kV < Tensão < 69 kV						
	DIC (horas)			FIC (interrupções)			DMIC (horas)
	Anual	Trim.	Mensal	Anual	Trim.	Mensal	Mensal
1	11,25	5,62	2,81	6,48	3,24	1,62	2,36
2	11,68	5,84	2,92	6,93	3,46	1,73	2,39
3	12,12	6,06	3,03	7,37	3,68	1,84	2,41
4	12,55	6,27	3,13	7,82	3,91	1,95	2,44
5	12,99	6,49	3,24	8,27	4,13	2,06	2,46
6	13,43	6,71	3,35	8,71	4,35	2,17	2,49
7	13,86	6,93	3,46	9,16	4,58	2,29	2,52
8	14,3	7,15	3,57	9,61	4,8	2,4	2,54
9	14,73	7,36	3,68	10,05	5,02	2,51	2,57
10	15,17	7,58	3,79	10,5	5,25	2,62	2,6

Fonte: (ANEEL, 2010b).

As compensações por transgressão dos indicadores de qualidade são apuradas em períodos mensais, trimestrais e anuais, usando como base médias mensais (de 730 horas). O equacionamento é dado por:

$$\text{Compensação}_{\text{Indicador}} = \left(\frac{\text{Indicador}_v}{\text{Indicador}_p} - 1 \right) \times \text{Indicador}_p \times \frac{\text{EUSD}_{\text{médio}}}{730} \times \text{kei} \quad (2.27)$$

Sendo:

Compensação_{Indicador} é o valor da compensação por indicador (R\$)Indicador_v é o indicador verificado (DIC, FIC ou DMIC)Indicador_p é o indicador limite estipulado (DIC, FIC ou DMIC)EUSD_{médio} é a média aritmética dos encargos de uso do sistema de distribuição correspondentes aos meses do período de apuração do indicador

kei é o coeficiente de majoração, sendo 15 para Baixa Tensão, 20 para Média Tensão e 27 para Alta Tensão

O cálculo do EUSD depende da modalidade tarifária do consumidor de onde são obtidas as componentes de TUSD energia (R\$/MWh) e TUSD demanda (R\$/kW) e do uso de energia mensal de onde são obtidos os consumos e as demandas. As equações (2.28) - (2.31)

apresentam as variáveis nas modalidades tarifárias de baixa tensão convencional, alta tensão convencional, alta tensão horosazonal azul e alta tensão horosazonal verde.

$$\text{EUSD}_{\text{mês}} = \text{Consumo}_{\text{mês}} \times \text{TUSD}_E \quad (2.28)$$

$$\text{EUSD}_{\text{mês}} = \text{Consumo}_{\text{mês}} \times \text{TUSD}_E + \text{Demanda}_{\text{mês}} \times \text{TUSD}_D \quad (2.29)$$

$$\text{EUSD}_{\text{mês}} = \text{Consumo}_P \times \text{TUSD}_{EP} + \text{Consumo}_{FP} \times \text{TUSD}_{EFP} + \text{Demanda}_P \times \text{TUSD}_{DP} + \text{Demanda}_{FP} \times \text{TUSD}_{DFP} \quad (2.30)$$

$$\text{EUSD}_{\text{mês}} = \text{Consumo}_P \times \text{TUSD}_{EP} + \text{Consumo}_{FP} \times \text{TUSD}_{EFP} + \text{Demanda}_{\text{mês}} \times \text{TUSD}_{\text{demanda}} \quad (2.31)$$

2.8.2.3 Custo Operacional

O custo operacional basicamente considera as perdas de energia que ocorrem na operação do transformador, ou seja, perdas sem carga e perdas com carga (DA SILVA e PEPE, 2012). Este custo é fixo e independe da idade do equipamento.

$$C_O(k) = ((P_{NL} + P_L * LF^2 + P_{au} \times \text{Prob}) \times 8760 \times \text{tariff} + (P_{NL} + P_L + P_{au}) \times D_c \times 12) \quad (2.32)$$

Sendo:

- $C_O(k)$ é o custo operacional anual no ano (k)
- P_{NL} é a perda em vazio do transformador
- P_L é a perda em carga do transformador
- LF é o fator de carga do transformador (adotado 0,8)
- tariff é o custo da energia comprada pela distribuidora (\$/kWh)
- P_{au} é a perda do sistema de ventilação auxiliar
- Prob é a probabilidade de operação do sistema auxiliar
- D_c é o custo da demanda mensal (\$/kW.mês)

2.8.2.4 Custo de Reparo

A forma de calcular o custo da interrupção para transformadores de força foi usado por Salama (2010, 2011) como função de um custo fixo e um custo variável sendo proporcionais à taxa de falha anual, equacionada em (2.33).

$$C_R(k) = (a \times r_a + b) \times \lambda(k) \quad (2.33)$$

Sendo:

$C_R(k)$	é o custo anual de reparo para o ano k
a	é o custo variável de reparo por hora
r_a	é o tempo médio de interrupção do ano k
b	é o custo fixo de reparo por falta
$\lambda(k)$	é a taxa de falha anual do transformador no ano (k)

2.8.3 Custo Anualizado Equivalente (CAE)

A etapa mais importante para decidir qual é a vida econômica do ativo é a comparação dos custos anualizados equivalentes das alternativas.

Esse cálculo tem como base a análise do fluxo de caixa de alternativas com vidas úteis diferentes. Devido ao aumento da taxa de falha do transformador, resulta custo operacional mais elevado para o transformador velho. Em contrapartida, há o custo de reposição do transformador novo.

A análise do fluxo de caixa apresentado em Abu-Elanien et Ali (2011) propõe calcular o valor futuro dos custos anuais do equipamento e em seguida convertê-lo para uma série de pagamentos uniformes. Este procedimento de cálculo segue as equações (2.34) - (2.37).

$$FV_k = C_0(F/P, i, k) - DV_k + \sum_{k=1}^m (C_{Ok} + C_{Rk} + C_{Pk})(F/P, i, k - j) \quad (2.34)$$

Sendo:

k	é o ano no fluxo de caixa, de 1 até (m) para o equipamento novo (sua idade) e de 1 até (m-d) para o transformador velho (seu tempo remanescente)
d	é o ano de decisão para o transformador velho
m	é a expectativa de vida do transformador
FV_k	é o valor futuro líquido para todos os custos operacionais até a idade (k), o custo de capital, menos o valor do ativo depreciado (salvado)
C_0	é o custo do capital (investimento) do equipamento na data zero
DV_k	é o valor do ativo depreciado na idade (k)
Σ	é o custo operacional acumulado até a idade (k)
$(F/P, i, k)$	é o fator de valor futuro para a taxa de juros (i) e período igual a (k) anos
C_{Ok}	é o custo operacional no fluxo de caixa

- C_{Rk} é o custo de reparo no fluxo de caixa
 C_{Pk} é o custo de Penalidades da interrupção no fluxo de caixa

Particularmente, para o equacionamento do transformador velho, o custo de capital (C_0) deve ser substituído pelo valor do ativo depreciado no ano anterior ($k-1$). A conversão para o valor futuro usa o fator de acumulação de capital calculado por (2.35).

$$(F/P, i, k) = (1 + i)^k \quad (2.35)$$

Uma vez obtido o valor presente, o próximo cálculo é a conversão deste valor em anuidades iguais (CAE), para os custos acumulados até o ano (k).

$$CAE_k = FV_k * (A/F, i, k) \quad (2.36)$$

Sendo:

- CAE_k é o custo anual equivalente por manter o equipamento até o ano (k)
 FV_k é o valor futuro líquido para todos os custos operacionais até a idade (k), o custo de capital, menos o valor do ativo depreciado (salvado)
 $(A/F, i, k)$ é o fator de formação de capital para a taxa (i) e período igual a (k) anos
 O fator de formação de capital pode ser obtido pela equação (2.37).

$$(A/F, i, k) = \frac{i}{(1 + i)^k - 1} \quad (2.37)$$

2.8.4 Custo de aquisição (VNR) e q de Tobin

Em resposta á AP 121/2010 a Distribuidora Elektro complementa apresentando o conceito da função que relaciona o valor de mercado dos ativos e o seu custo de reposição, conhecido como o índice q de Tobin.

Na sua formulação básica, o q de Tobin pode ser expresso como:

$$q = \frac{VMA + VMD}{VRA} \quad (2.38)$$

Sendo:

- VMA representa o valor de mercado das ações, ou capital próprio da firma
 VMD é o valor de mercado das dívidas, ou capital de terceiros empregado
 VRA é o valor de reposição dos ativos da firma.

Assim sendo, VMA + VMD representa o valor de mercado total da empresa (FAMÁ e BARROS, 2000).

Considerando que o investimento da empresa em ativos pode ser descrito por uma função do q de Tobin, quanto maior o spread entre o VM de uma unidade adicional de capital e o seu VRA, maior será o incentivo para investir.

$$I_t = f(q_t) \quad (2.39)$$

$$K_t = K_{t-1} + I_t \quad (2.40)$$

Sendo:

K é o estoque de capital

I é investimento

t o tempo

Famá e Barros (2000), no trabalho “Q de Tobin e seu uso em finanças: aspectos metodológicos e conceituais”, apresentam algumas das principais interpretações associadas ao índice.

Em tese, quando o indicador é maior do que 1 vez, as companhias possuem incentivo para investir, pois o custo do investimento representado por VRA é inferior ao valor da firma. Por outro lado, o q sendo menor que 1 vez não estimula novos investimentos.

Outra leitura é a de que quando o q supera 1 vez as companhias estão obtendo lucros extraordinários, superando o custo de oportunidade. Assim, em um mercado competitivo, novos entrantes desenvolveriam novos projetos, o que traria o indicador para o equilíbrio, igualando-se a 1 vez. Contudo, os autores lembram que, mesmo com baixa barreira de entrada, algumas companhias conseguem manter custos inferiores à média do setor, garantindo um q acima de 1 vez.

Estudos mostram que há uma relação negativa entre “o valor de q e o grau de diversificação da empresa”. Ou seja, quanto mais diversificadas são as atividades da companhia menor o q e vice-versa. Essa conclusão corrobora o senso comum, pois geralmente holdings com múltiplos negócios não são bem avaliadas pelos investidores.

O cálculo do q de Tobin também indica se as companhias estão sendo eficientes em seus investimentos. O indicador acima de 1 vez sinaliza que as companhias estão deixando de investir em projetos rentáveis, enquanto que o q abaixo de 1 vez mostra que as empresas estão alocando recursos em projetos que destroem valor. Por sua vez, as companhias com indicador próximo a 1 vez estão maximizando valor, pois aproveitam todas as oportunidades disponíveis.

Rocha (2012) adotou a metodologia de Chung e Pruitt com dados dos balanços das companhias que compõem o IBrX referentes ao terceiro trimestre de 2012. Excluiu companhias do setor financeiro, do segmento imobiliário e holdings não operacionais.

Como resultado de sua análise, entre as companhias com menores q de Tobin aparecem as elétricas. Segundo estudo de J.A. Helmuth, o setor elétrico, por deter um monopólio público, tenderia a ter um q igual a 1 vez. Caso o q supere 1 vez, os acionistas estariam absorvendo renda dos consumidores enquanto que sendo inferior a 1 vez ocorreria o oposto, “os acionistas estariam subsidiando os usuários do sistema”. É o que parece ocorrer atualmente com Copel (CPLE6), Eletropaulo (ELPL4) e Eletrobras (ELET6) com indicadores de 0,42, 0,40 e 0,29, respectivamente (ROCHA, 2012).

3 Metodologia

3.1 Descrição do Método Desenvolvido

O método desenvolvido para obter a vida útil econômica do ativo foi dividido em três etapas: 1 – A preparação dos dados de entrada; 2 – A metodologia para definição da taxa de falha na forma da curva da banheira; e 3 – O cálculo da vida útil econômica através da comparação das alternativas de manter ou substituir o equipamento. A Figura 3.1 resume este processo que está detalhado em seguida.

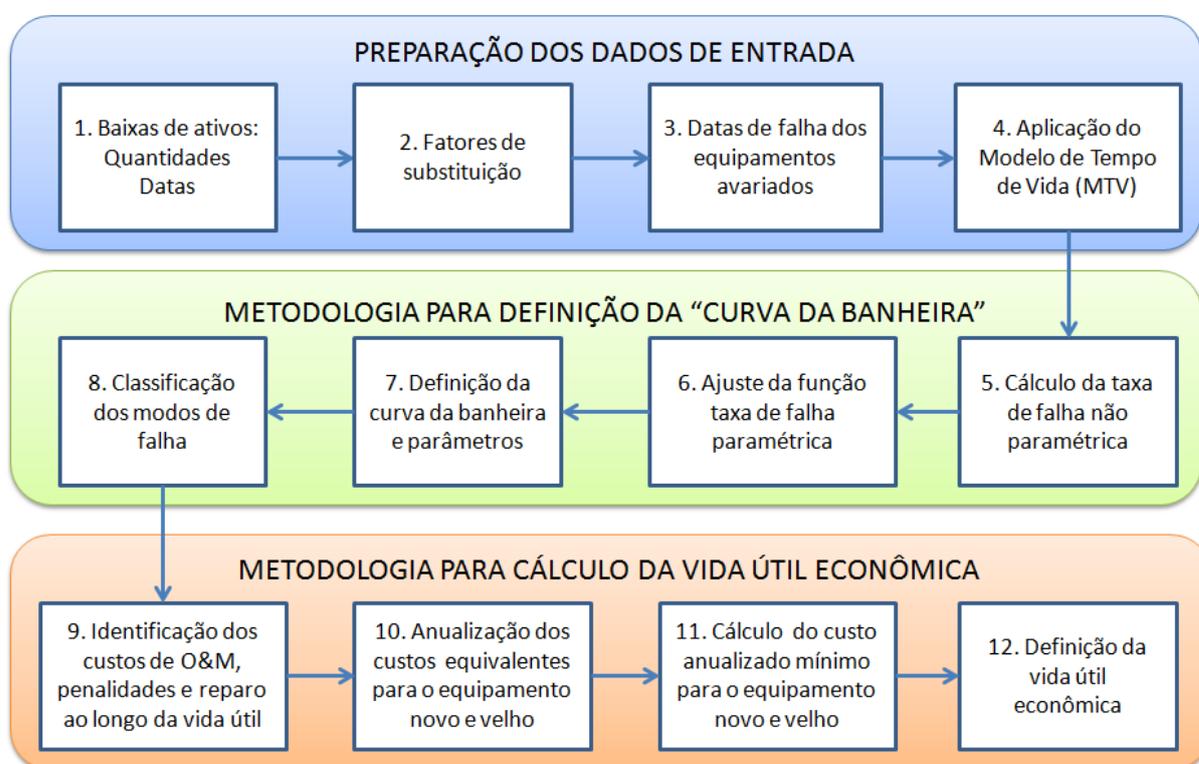


Figura 3.1. Metodologias desenvolvidas

Fonte: Elaboração própria.

O método foi desenvolvido para processar as informações do sistema de manutenção de transformadores de distribuição da COPEL-D abordando o tratamento e a manipulação dos dados nos formatos e conteúdos por ela disponibilizados. Para isto foram usadas diversas planilhas do EXCEL e arquivos no formato texto, os quais foram cruzados e tratados usando o software MATLAB. A última etapa usou planilhas do EXCEL.

3.2 Entrada de dados

O método tem como partida a organização dos dados de entrada para identificar o evento de interesse, que é a **falha do equipamento**. Esta organização consiste na identificação das principais variáveis necessárias para o método:

- Número de identificação do equipamento;
- Data de fabricação (ou primeira imobilização);
- Data de imobilização (sempre que é colocado em serviço);
- Data de baixa física do equipamento (retirada de operação);
- Fator de substituição do ativo (identificação de avaria);
- Identificação de sucateamento;

Outras variáveis secundárias usadas como apoio do método foram:

- Número da OES;
- Código de eventos (motivos de baixa);

A base de dados utilizada foi obtida junto à Companhia Paranaense de Energia (COPEL) para transformadores baixados no período de 2003 a 2012. A escala de tempo é anual e adota-se a aproximação da data de primeira imobilização igual à data de fabricação sem comprometer a análise.

Neste período aproximadamente 72 mil transformadores foram baixados e deles quase 55 mil sofreram avarias reparáveis ou não reparáveis. Deste grupo aproximadamente 19 mil foram sucateados. A principal causa de falha estudada foi a substituição de transformador queimado ou avariado, identificada pelo fator de substituição físico. Outras causas foram consideradas proporcionalmente, incluindo os fatores externo e funcional.

A Tabela 3.1 classifica os transformadores por nível de tensão primária, localização e número de fases.

Observa-se que a maioria dos transformadores rurais são monofásicos e que a maioria dos transformadores urbanos são trifásicos. No entanto, existem em menor quantidade transformadores rurais trifásicos e urbanos monofásicos.

Tabela 3.1. Grupos de análise da taxa de falha e custo de substituição

Tensão primária (V)	Localização	# Fases	Baixado (unid.)	Avariado (unid.)	Sucateado (unid.)
13.200	Urbano	1	2.010	1.479	565
		3	14.744	11.737	3.071
	Rural	1	21.145	15.592	5.451
		3	3.927	2.995	974
19.053	Urbano	1	1.200	858	364
	Rural		24.221	18.296	6.738
33.000	Urbano	3	1.966	1.763	650
	Rural		2.909	2.479	955
TOTAL	-	-	72.122	55.199	18.768

Neste trabalho é apresentado um detalhamento dos fatores de substituição do ativo na Figura 3.2, indicando as causas, os efeitos e os vetores da substituição.

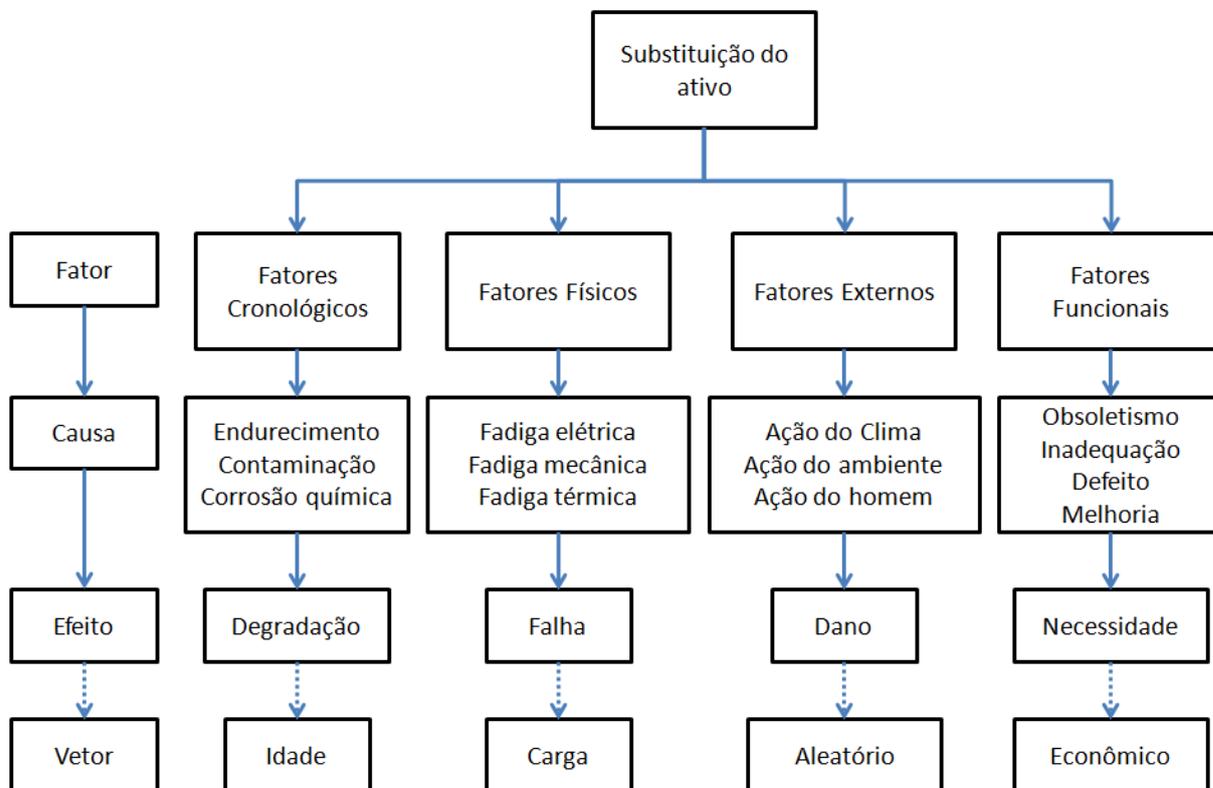


Figura 3.2. Fatores de substituição de ativos em operação

Fonte: Elaboração própria e consulta em (WILLIS e SCHRIEBER, 2013)

O objetivo desta classificação é separar os dados dos fatores funcionais que poderiam levar a uma interpretação errada do resultado. A partir desta classificação, recomenda-se adotar tal terminologia para identificar as falhas de equipamentos para auxiliar no aprimoramento dos resultados obtidos com a aplicação da metodologia no futuro.

Classificada a amostra são calculados os tempos de falha dos equipamentos, para os quais serão determinadas as funções da confiabilidade: função densidade de probabilidade $f(t)$, função de falha acumulada $F(t)$, função de sobrevivência $S(t)$, função taxa de falha $\lambda(t)$, função taxa de falha acumulada $H(t)$ e função de Vida Útil Remanescente $VUR(t)$.

Para obter os tempos de uso dos equipamentos notou-se a presença de tempos descontinuados que deveriam ser tratados. Resolver o problema da rastreabilidade dos tempos de falhas reparáveis significa isolar os tempos de fim de vida útil provocados pelo envelhecimento e desgaste, ou seja, isolar os tempos totais de uso até a ocorrência de uma falha não reparável. Uma forma de separá-los em tipos de falhas reparáveis e não reparáveis é alcançada com a transformação do modelo de tempos de falha (MTF) em um modelo de tempos de vida (MTV), este na forma da curva da banheira, como da Figura 2.2.

Assim, para a análise de falhas de componentes elétricos foram usadas duas abordagens onde há diferença no tempo observado, na primeira o tempo é o período de funcionamento e o modelo usado é do tempo de falha (MTF), na segunda o tempo é a idade do componente e o modelo usado é do tempo de vida (MTV) descritos a seguir.

3.2.1 Modelo de Tempo de Falha (MTF)

O tempo inicial é definido como cada data de imobilização do ativo na rede elétrica. A escala de medida é o tempo cronológico, porém, vista como tempo decorrido após a instalação e o evento de interesse é a falha. Desta forma, o período observado corresponde ao tempo até a falha.

A Figura 3.3 exemplifica este modelo de tempo até a falha numa rede de distribuição onde vários transformadores que falharam apresentam um tempo de uso (10, 12 e 8 anos) entre a data de imobilização (2005, 2003 e 2007) e a data de falha (2014). Cada transformador que falha fornece um período de uso que tende para o tempo médio de falha (10 anos). O conjunto de N transformadores que falharam permite construir uma função de

densidade de falha que represente a distribuição do tempo de falha para os transformadores que apresentam as mesmas características.

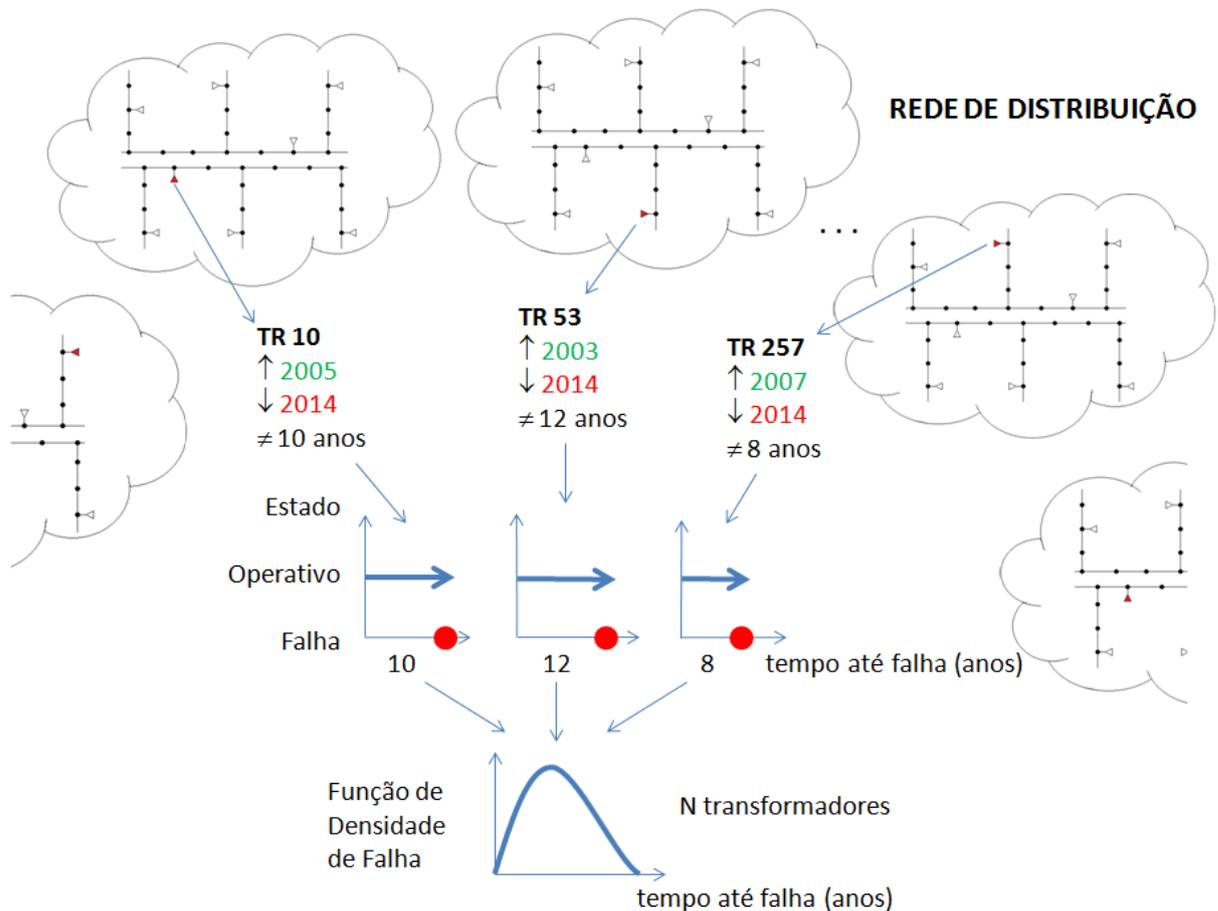


Figura 3.3. Visualização do Modelo de Tempo de Falha (MTF)

Fonte: Elaboração própria.

Ao usar este modelo responde-se a pergunta:

Quanto tempo levou para o equipamento falhar ?

O resultado deste modelo é uma função de densidade de falha que no geral é ajustado a uma única função do tipo Normal ou Weibull, como mostrado na Figura 3.4. Ao calcular a taxa de falha deste modelo em função de parâmetros, observa-se uma taxa crescente com variação uniforme.

Se os modos de falha não são classificados ao entrar com os tempos de falha no modelo, observam-se tempos de falhas reparáveis e tempos de falhas não reparáveis na

mesma distribuição, resultando em um tempo médio de falha genérico, que não corresponde nem ao tempo médio de falha reparável (MTTF), nem ao tempo médio de falha não reparável (vida característica do envelhecimento), mas a uma média geral das falhas reparáveis e não reparáveis.

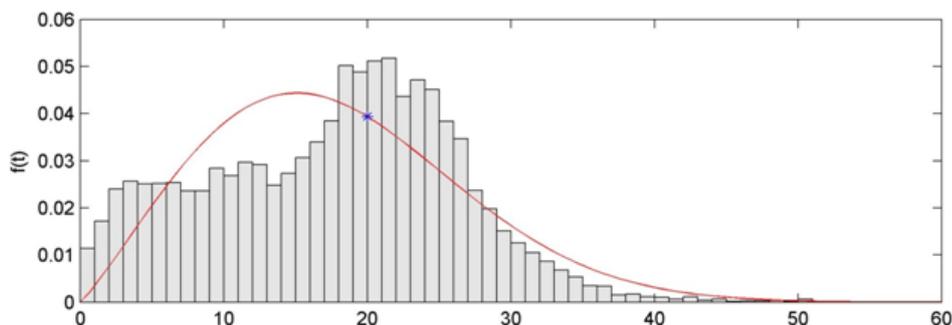


Figura 3.4. Modelo de Tempo de Falha (MTF)

Fonte: Elaboração própria..

É importante observar que este modelo concentra-se estatisticamente na função densidade de probabilidade do elemento estar falhado, ajustando-o sobre funções normais, log-normais, Weibull entre outras. Não se deve confundir falha com término de vida útil, ou seja, tempo médio para falhar com vida útil média.

Vale observar que os modelos estatísticos usados até o momento para análise de “vida útil” tem feito esta abordagem dos tempos de falha, como em (AGUIAR FILHO e ESQUERRE, 2013).

3.2.2 Modelo de Tempo de Vida (MTV)

O período entre a data da primeira imobilização na rede elétrica ou a data de fabricação do ativo (sendo próximas) e o evento de interesse, ou seja, a falha, corresponde à idade do elemento frente à primeira falha. O somatório destes tempos, ou idades de falhas, até a saída efetiva de operação do elemento representa o tempo de vida aqui denominado de MTV.

A Figura 3.5 exemplifica este modelo de idade de falha numa rede de distribuição onde cada transformador falha mais de uma vez durante sua vida, apresentando tempos de uso que podem ser conectados (10, 12 e 8 anos), representando as idades de falha (10, 22 e 30 anos) entre a data da primeira imobilização (1985) e as datas de falha (1994, 2006 e 2014).

Cada transformador que falha fornece um período de uso que tende para o tempo de vida característica (30 anos). O conjunto de N transformadores que falharam permite construir uma função que represente a taxa de falha em função da idade para os transformadores que apresentam as mesmas características. É possível observar que os equipamentos falham com taxa maior com o avanço da idade.

Os modos de falha reparável e não reparável também são analisados juntos, porém observa-se um ponto de inflexão na taxa de falha que permitirá identificar o momento onde as falhas não reparáveis superam as falhas reparáveis.

Ao usar este modelo responde-se a pergunta:

Quantos anos tinha o equipamento quando falhou ?

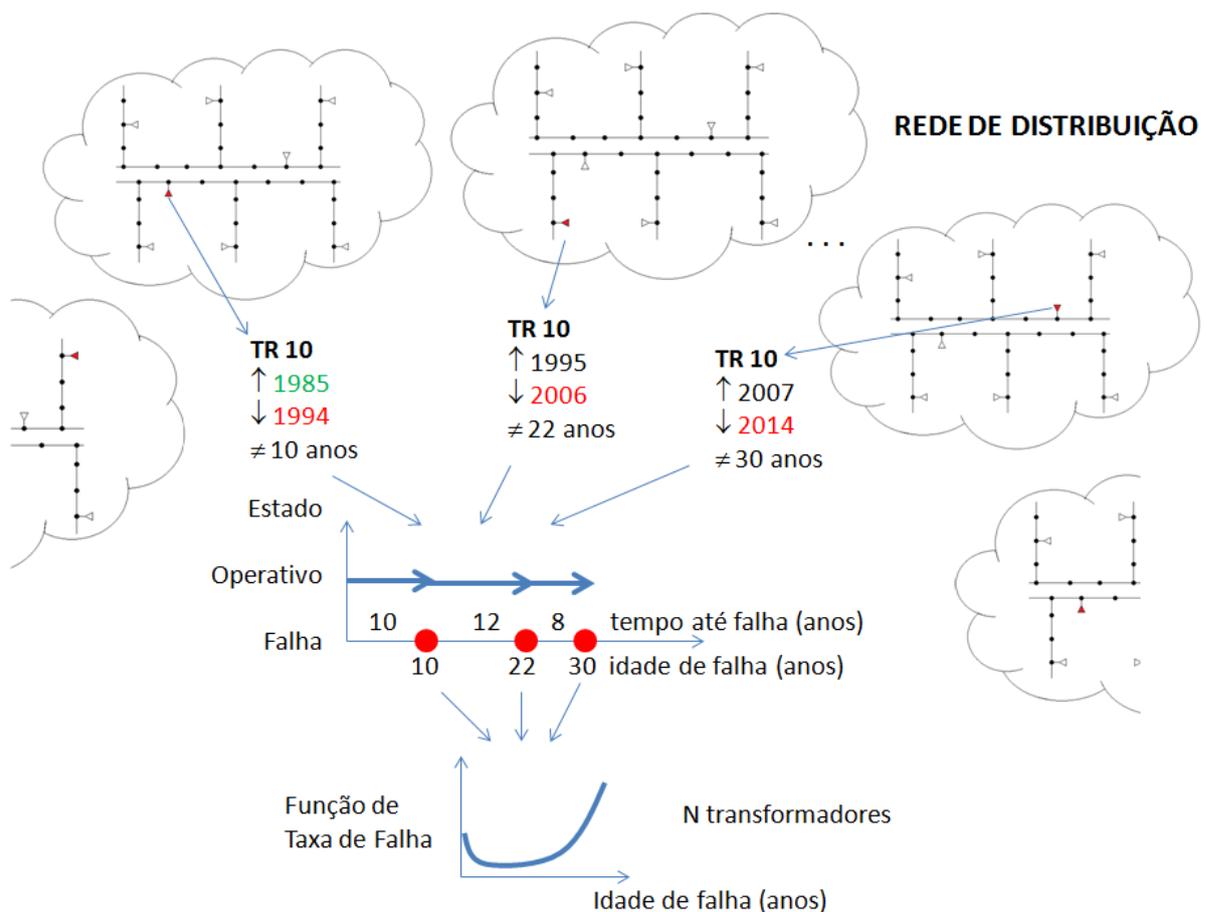


Figura 3.5. Visualização do Modelo de Tempo de Vida (MTV)

Fonte: Elaboração própria.

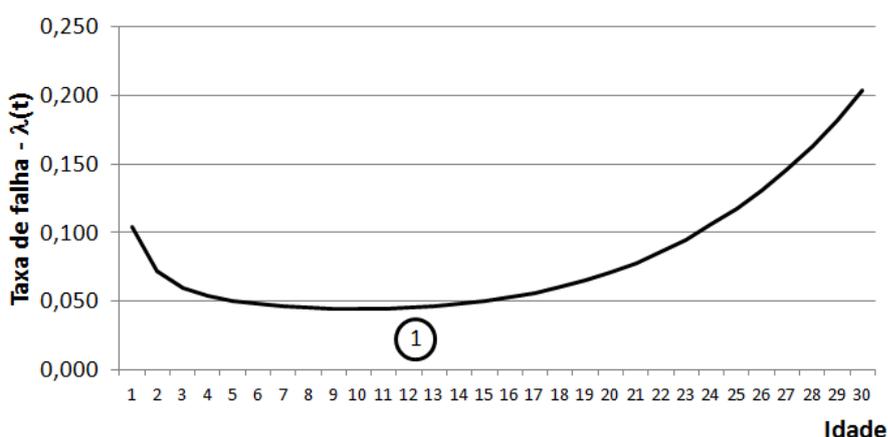


Figura 3.6. Modelo de Tempo de Vida (MTV)

Fonte: Elaboração própria.

A Figura 3.6 mostra as taxas de falhas por idade, onde a função estatística trabalhada é a função de taxa de falha. Este modelo requer uma conceituação da área de Confiabilidade mais aprofundada que o MTF. A função de densidade de probabilidade é a primeira etapa deste modelo para os tempos de vida (não para os tempos de falha).

A Figura 3.7 faz uma associação do MTF sobre o MTV. No modelo anterior (MTF) são calculados separadamente os tempos de falha 1 ao 3 ao longo da vida do equipamento, porém, sem conexão dos tempos. Neste modelo (MTV), a cada ciclo de manutenção uma nova observação de tempo de falha é adicionada para o cálculo do tempo médio de falha (MTTF), seguindo assim até que ocorra uma falha não reparável. A figura apresenta os períodos das manutenções periódicas com o tempo total de operação do elemento.

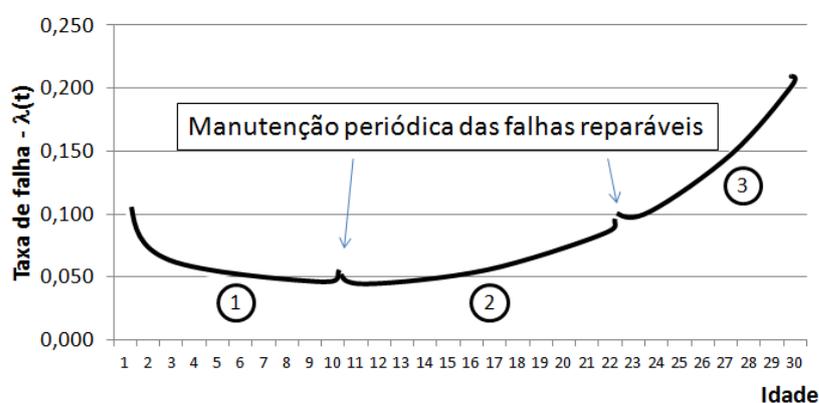


Figura 3.7. Modelo de Tempo de Falha (MTF)

Fonte: Elaboração própria adaptado de (WILLIS e SCHRIEBER, 2013).

3.3 Metodologia para definição da Curva da Banheira

Na área de confiabilidade, o período de vida útil do equipamento, também chamado de período de uso normal, é definido como período de tempo onde a taxa de falha é constante. A idade onde a taxa de falha começa a crescer (IFR) e ultrapassa a taxa constante padrão (CFR) marca o limite da vida útil.

Nota-se que qualquer tipo de falha ocorre a cada ano, nas devidas proporções. Logo separam-nas em modos de falha, a princípio, reparáveis e não reparáveis. Entretanto, não se sabe este modo de falha antes de conhecer a curva da banheira. Logo os tempos de falha de ambos os modos de falhas são analisados inicialmente juntos para depois serem quantificadas as contribuições de cada fase dentro do horizonte de vida esperado.

Outra explicação é que não há uma informação precisa do modo de falha que permita separar os tempos de falha a fim de proceder a uma análise estatística separada para cada uma das fases da vida usando diretamente o método paramétrico, compondo as taxas de cada fase para formar a curva da banheira (Figura 2.4).

Neste trabalho, ao criar um modelo de engenharia para analisar a curva da banheira, os períodos de vida dos equipamentos podem ser divididos em dois ou três intervalos, sabendo que os mais importantes são os do período da vida útil e do período de envelhecimento. O período de falha prematura ou período de infância do equipamento pode ser desconsiderado porque é um período muito curto e não impacta no envelhecimento.

3.3.1 Função taxa de falha não paramétrica

Para se obter a curva da banheira com a visualização clara do ponto de inflexão, característico da elevação da taxa de falha, é usada uma função não paramétrica. Esta função tem como característica fazer a melhor representação da realidade quando a função paramétrica não é bem ajustada aos dados, como na Figura 3.4.

O uso da função não paramétrica já foi usada em estudos de vida útil para estimar a função de sobrevivência obtida pelo método de Kaplan-Meier. No entanto, a função de sobrevivência e as outras extraídas dela são todas do tipo discreta.

O estimador não paramétrico da função de densidade, chamado estimador Kernel, é uma função contínua diferente do estimador de Kaplan-Meier. Com isso há uma única

densidade $f(t)$ para cada valor de tempo. A Figura 3.8 mostra a diferença das duas funções de densidade.

Logo, o invés de estimar primeiro a função de sobrevivência não paramétrica pelo método de Kaplan-Meier e em seguida calcular as outras funções a partir da definição teórica das suas relações, equações (2.5) - (2.10), neste trabalho primeiro é obtida a função de densidade não paramétrica e dela são calculadas as outras funções.

Isto é alcançado com o uso do estimador não paramétrico da função de densidade, chamado estimador Kernel. Este estimador da função de densidade é uma função contínua diferente do estimador de Kaplan-Meier. Com isso há uma única densidade $f(t)$ para cada valor de tempo. A Figura 3.8 mostra a diferença das duas funções de densidade.

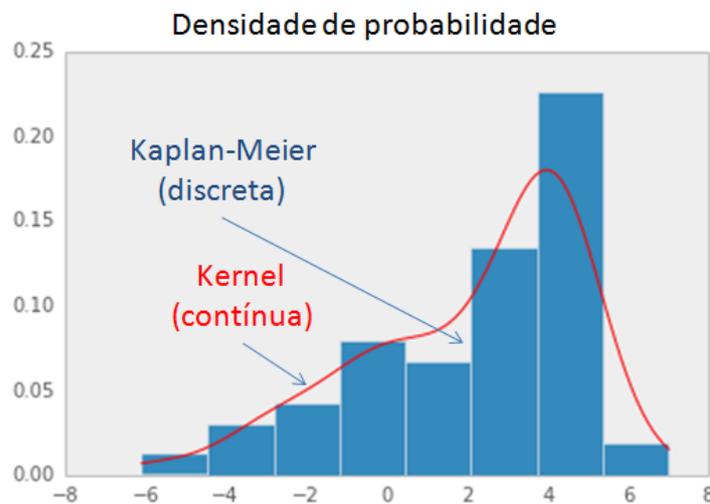


Figura 3.8. Densidade de probabilidade discreta e contínua

Existem diversas formas de suavização das colunas do histograma. A mais comum usada em softwares matemáticos é a seguinte:

$$\hat{f}_X(x) = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^n K_h(x - x_i) \quad (3.1)$$

$$K_h(x) = \frac{1}{h} K\left(\frac{x}{h}\right)$$

$$K_h(x) = \text{função Kernel de área unitária} \quad (3.2)$$

h = parâmetro de alargamento (suavização)

A função taxa de falha não paramétrica obtida pela função contínua permite então a visualização da região onde há mudança de inclinação na taxa de falha, onde o ponto de inflexão indica o tempo de vida útil do equipamento. Esta função da taxa de falha não paramétrica também é muito importante no modelo porque é adotada como a função objetivo para o método utilizado para o ajuste dos parâmetros.

Este ajuste consiste na aplicação do método dos mínimos quadrados entre a função “taxa de falha não paramétrica” e a família de curvas de “taxa de falha paramétrica” que compõem o modelo de mistura da curva da banheira.

3.3.2 Ajuste dos parâmetros do Modelo da curva da banheira

Para representar o modelo empírico da “Curva da banheira” são comparadas duas situações: a primeira onde a curva é modelada pela combinação de três curvas paramétricas; a segunda onde a curva é modelada pela combinação de duas curvas paramétricas ponderadas.

Ao inserir pesos nas funções de taxa de falha o modelo de mistura de três curvas passa a ter oito variáveis. Como há um grau de incerteza na região de mortalidade infantil, os pesos são colocados no modelo de mistura de duas curvas.

A. Mistura de três curvas Weibull (M3W): a taxa de falha estimada é descrita pela equação (3.3), na qual estão representadas as taxas de falha das três fases da vida dos equipamentos. Para cada uma destas fases há um par de parâmetros α e β (que corresponderia a um modelo de seis parâmetros) que serão estimados pelo ajuste simultâneo da equação sobre a taxa de falha não paramétrica calculada.

$$\hat{\lambda}_m(t) = \left(\frac{\beta_1}{\alpha_1}\right) \left(\frac{t}{\alpha_1}\right)^{\beta_1-1} + \left(\frac{\beta_2}{\alpha_2}\right) \left(\frac{t}{\alpha_2}\right)^{\beta_2-1} + \left(\frac{\beta_3}{\alpha_3}\right) \left(\frac{t}{\alpha_3}\right)^{\beta_3-1} \quad (3.3)$$

$$\hat{\lambda}_m(t) = \left(\frac{\beta_1}{\alpha_1}\right) \left(\frac{t}{\alpha_1}\right)^{\beta_1-1} + \left(\frac{1}{\alpha_2}\right) + \left(\frac{\beta_3}{\alpha_3}\right) \left(\frac{t}{\alpha_3}\right)^{\beta_3-1} \quad (3.4)$$

$$\hat{\lambda}_m(t) = \left(\frac{\beta_1}{\alpha}\right) \left(\frac{t}{\alpha}\right)^{\beta_1-1} + \left(\frac{1}{\alpha}\right) + \left(\frac{\beta_3}{\alpha}\right) \left(\frac{t}{\alpha}\right)^{\beta_3-1} \quad (3.5)$$

Levando em consideração a condição de $\beta_2 = 1$, a equação (3.3) fica na forma da equação (3.4) e o processo de ajuste passa a ter que estimar cinco parâmetros ($\alpha_1, \alpha_2, \alpha_3, \beta_1$

e β_3), chamado de modelo M3W5P. Para uma situação particular onde a vida característica é a mesma para a família de curvas, tem-se $\alpha_1=\alpha_2=\alpha_3=\alpha$, e o processo de ajuste deve estimar apenas três parâmetros (α , β_1 e β_3 da equação (3.5)), chamado de modelo M3W3P. A Tabela 3.2 resume estas relações.

Tabela 3.2. Condições de contorno para o Modelo M3W

Curva	Escala	Forma
Mortalidade infantil	$\alpha_1 > 0$	$0 < \beta_1 < 0.99$
Vida útil	$\alpha_2 > 0$	$\beta_2 = 1.0$
Envelhecimento	$\alpha_3 > 0$	$\beta_3 > 1.0$

A Figura 3.9 ilustra esse modelo de mistura para o ajuste dos parâmetros da taxa de falha para as três fases de vida do equipamento.

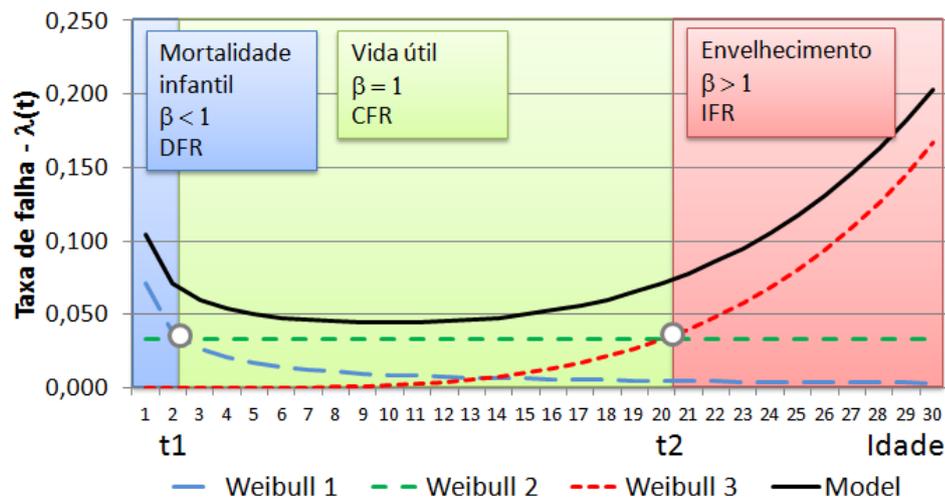


Figura 3.9. Curva de taxa de falha paramétrica (M3W)

Fonte: Elaboração própria.

- B. Mistura de duas curvas Weibull (M2W): a taxa de falha estimada é descrita pela equação (3.6), na qual estão representadas as taxas de falha de duas fases da vida dos equipamentos, excluindo a fase de mortalidade infantil. Para cada uma destas fases há um par de parâmetros α e β que serão estimados pelo ajuste simultâneo da equação sobre a taxa de falha não paramétrica calculada.

$$\hat{\lambda}_m(t) = \left(\frac{1}{\alpha_2}\right) + \left(\frac{\beta_3}{\alpha_3}\right) \left(\frac{t}{\alpha_3}\right)^{\beta_3-1} \quad (3.6)$$

Levando em consideração a condição de $\beta_2 = 1$, onde a função de Weibull equivale à função exponencial, o processo de ajuste também deve estimar três parâmetros (α_2 , α_3 e β_3), formando o M2W3P. A Figura 3.10 ilustra este modelo de mistura para o ajuste dos parâmetros da taxa de falha para as duas fases de vida do equipamento.

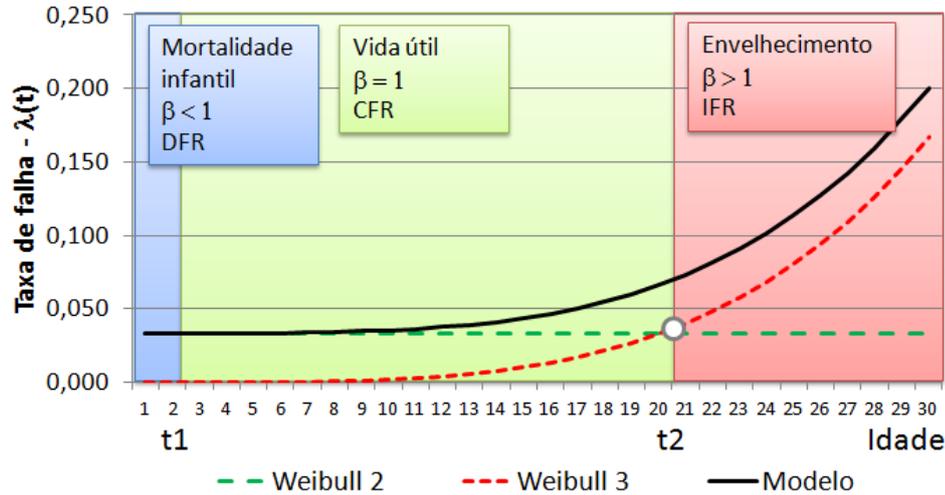


Figura 3.10. Curva de taxa de falha paramétrica (M2W)

Fonte: Elaboração própria.

O cálculo dos pesos já foi usado para mistura de n curvas para calcular a taxa de falha total de uma população (RINNE, 2008), sendo:

$$\hat{\lambda}_m(t) = \sum_{i=1}^n g_i(t) * \lambda_i(t) \quad (3.7)$$

$$g_i(t) = \omega_i * \frac{S_i(t)}{S_m(t)} \quad (3.8)$$

$$\sum_{i=1}^n g_i(t) = 1$$

$$0 < \omega_i < 1 ; \quad \omega_i = \text{subpopulação}$$

$$\sum_{i=1}^n \omega_i = 1 ; \quad \text{toda a população} \quad (3.9)$$

Se o modelo for composto pela mistura de duas curvas, como M2W, tem-se que:

$$\omega_1 + \omega_2 = 1 \quad (3.10)$$

No entanto, neste trabalho, ao expandir o uso do conceito de mistura para a função de densidade, é necessário calcular os pesos das funções obtidas pelos parâmetros de modo a manter área unitária, uma vez que a função de taxa de falha não dá esta informação.

Neste modelo, o gráfico das funções de densidade em função dos parâmetros estimados, apresenta duas áreas unitárias para o intervalo de $0 < t < \infty$, uma vez que esses parâmetros são obtidos do ajuste da função de taxa de falha. O ajuste da amplitude destas curvas, e consequentemente, o ajuste das áreas sobre elas, é feito com a ponderação destas funções através de pesos, como ilustrado na Figura 3.11.

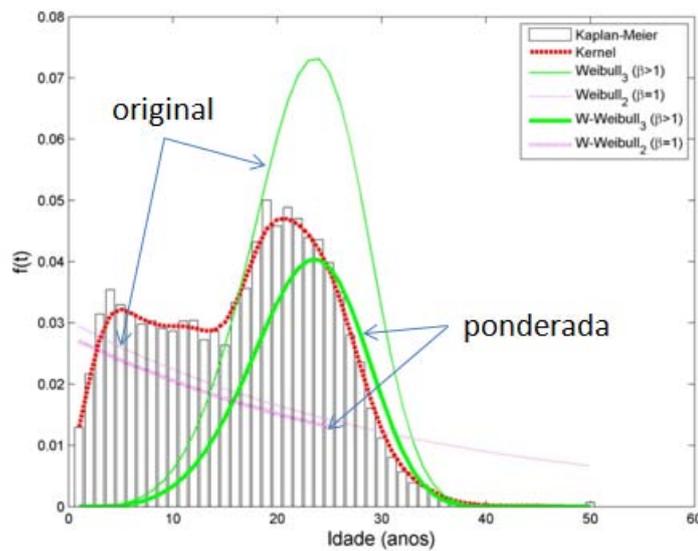


Figura 3.11. Curvas de densidade ponderada e não ponderada

Fonte: Elaboração própria.

Sendo a área sobre a função de densidade não paramétrica constante e igual à unidade, o equacionamento do problema, em função de pesos (ω_i) e áreas (A_i), fica colocado na seguinte forma:

$$\int_0^T \hat{f}_m(t) dt = 1 \quad (3.11)$$

$$A_i = \omega_i * \int_0^T f_i(t) dt \quad (3.12)$$

$$\int_0^T \hat{f}_m(t) dt = \omega_i * \int_0^T f_i(t) dt \quad (3.13)$$

$$\text{sendo: } \sum_{i=1}^n A_i = 1 ; \sum_{i=1}^n \omega_i \neq 1 ; e \int_0^{\infty} f_i(t)dt = 1 \quad (3.14)$$

$$\text{para: } 0 \leq \omega_i \leq 1 ; e 0 \leq A_i \leq 1 \quad (3.15)$$

$$\text{sendo: } 0 < \alpha_3 < T \ll \infty \quad (3.16)$$

Logo, os parâmetros das distribuições são estimados primeiro, equação (3.6), e depois são calculados os pesos, e o modelo passa a ser M2W3P2P. O modelo de mistura específico em análise, composto por duas curvas de densidade (vida útil e envelhecimento), demonstra a solução do problema para calcular os pesos e as áreas.

Primeiro, o peso ω_3 é determinado pela relação das amplitudes das funções não paramétrica e paramétrica da fase de envelhecimento em α_3 , ou seja, na vida característica desta função. Com isso, assume-se que após α_3 apenas ocorram falhas de envelhecimento. O equacionamento é:

$$Y_{\text{não paramétrico}} = \hat{f}_3(\alpha_3) \quad (3.17)$$

$$Y_{\text{paramétrico}} = f_3(\alpha_3) \quad (3.18)$$

$$\omega_3 = \frac{Y_{\text{não paramétrico}}}{Y_{\text{paramétrico}}} \quad (3.19)$$

Sendo:

$\alpha_3 = \text{vida característica de } f_3(t)$

Na sequência o valor de ω_2 é solucionado assumindo que a área sobre a função de densidade não paramétrica é constante para o M2W3P2P. Assim tem-se que:

$$\text{para: } i = 2: 0 \leq t \leq \alpha_3 ; e \text{ para: } i = 3: 0 \leq t \leq T \quad (3.20)$$

$$\int_0^T \hat{f}_m(t)dt = \omega_2 * \int_0^{\alpha_3} f_2(t)dt + \omega_3 * \int_0^T f_3(t)dt \quad (3.21)$$

$$\int_0^T \hat{f}_m(t)dt \cong 1; \int_0^{\alpha_3} f_2(t)dt < 1; \int_0^T f_3(t)dt = 1 \quad (3.22)$$

O valor do peso ω_2 é obtido isolando-o na equação (3.21). Com este resultado o modelo M2W de $\hat{\lambda}(t)$ é válido para o intervalo $0 < t < T$. Obtendo os pesos, as áreas são automaticamente determinadas, conforme (3.12). A Tabela 3.3 resume estas relações.

Tabela 3.3. Condições de contorno para o Modelo M2W3P2P

Curva	Peso	Área	Escala	Forma
Vida útil	$0 < \omega_2 < 1$	$0 < A_2 < 1$	$\alpha_2 > 0$	$\beta_2 = 1.0$
Envelhecimento	$0 < \omega_3 < 1$	$0 < A_3 < 1$	$\alpha_3 > 0$	$\beta_3 > 3.0$

Desta forma a função de densidade do M2W3P2P é representada na forma da Figura 3.12, sendo a função de densidade das falhas reparáveis válida do tempo zero até α_3 , e a função de densidade das falhas não reparáveis válida do tempo zero até T. A vida característica é representada pela moda da função das falhas não reparáveis e o MTTF é representado pelo tempo médio da falha reparável. Observa-se ainda que neste modelo, a partir da vida característica cessam as falhas reparáveis.

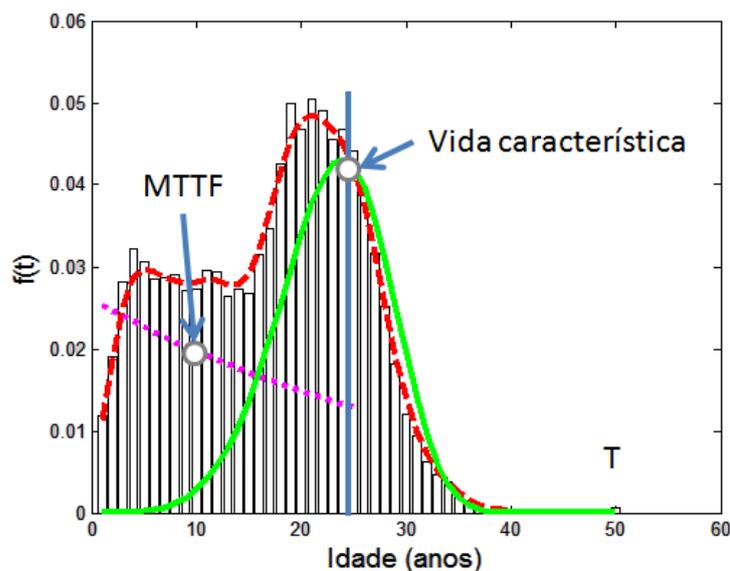


Figura 3.12. Curva de densidade de falha (M2W3P2P)

Fonte: Elaboração própria.

Durante o desenvolvimento desta metodologia estatística foram gerados artigos com a apresentação do cálculo da curva da banheira em (GUARDIA, LIMA e SANTOS, 2014) e (GUARDIA, SANTOS, *et al.*, 2014). A ponderação das funções de densidade são novos conteúdos apresentados neste trabalho.

3.4 Metodologia de definição da vida útil econômica

Para a definição da vida útil econômica é necessário incorporar métricas monetárias em cada componente que venha a implicar em um custo para a concessionária. A seguir são apresentadas algumas premissas que podem ser incorporadas nesta análise.

3.4.1 Premissas para o custo de penalidades

O cálculo das compensações devido às falhas no sistema é feito usando metodologia definida pela ANEEL no Módulo 8 do PRODIST, referente à Qualidade da Energia Elétrica. Através de indicadores de continuidade do serviço de distribuição de energia elétrica para a unidade consumidora (DIC, FIC e DMIC) são comparados os valores verificados com os limites estipulados, levando ao valor de compensação a ser paga ao consumidor. O equacionamento é o seguinte:

$$\text{Compensação} = \left(\frac{\text{Indicador}_v}{\text{Indicador}_p} - 1 \right) \times \text{Indicador}_p \times \frac{\text{EUSD}_{\text{médio}}}{730} \times \text{kei} \quad (3.23)$$

Sendo:

Compensação	é o valor da compensação (R\$)
Indicador _v	é o indicador verificado (DIC, FIC ou DMIC)
Indicador _p	é o indicador limite estipulado (DIC, FIC ou DMIC)
EUSD _{médio}	é a média aritmética dos encargos de uso do sistema de distribuição correspondentes aos meses do período de apuração do indicador
kei	é o coeficiente de majoração, sendo 15 para Baixa Tensão, 20 para Média Tensão e 27 para Alta Tensão

O custo de interrupção considera algumas variáveis técnicas objetivas e um multiplicador chamado coeficiente de majoração usado para amplificar os efeitos da energia não suprida. Este coeficiente é a forma de penalidade aplicada pelo regulador no cálculo do valor a ser ressarcido ao consumidor (ANEEL, 2010b).

$$C_p(k) = \text{Compensação}_{\text{média}} \times \hat{\lambda}(k) \quad (3.24)$$

Sendo:

$C_p(k)$	é o custo anual das penalidades devido à interrupção no ano (k)
$\text{Compensação}_{\text{média}}$	é o custo médio da interrupção
$\hat{\lambda}(k)$	é a taxa de falha anual do transformador no ano (k)

3.4.2 Premissas para o custo operacional

Nesta análise são feitas algumas considerações como a de que a energia perdida na operação tem o custo da energia comprada pela empresa. Por se tratar de distribuição em baixa tensão, não é considerado o custo da demanda na operação.

A equação (3.25) apresenta como é feito o cálculo do custo operacional.

$$C_O(k) = ((L_{NL} + L_L * LF^2) * 8760 * GE\$) \quad (3.25)$$

Sendo:

- $C_O(k)$ é o custo operacional no ano (k)
 L_{NL} é a perda em vazio do transformador
 L_L é a perda em carga do transformador
 LF é o fator de carga do transformador (adotado 0,8)
 $GE\$$ é o custo da energia comprada pela distribuidora (R\$/kWh)

3.4.3 Premissas para o custo de reparo

O cálculo anual do reparo leva em consideração o tamanho da equipe técnica que faz a substituição do transformador para reparar a falta, o tempo médio do serviço de substituição em campo, o material e o transporte envolvidos.

Conforme informação obtida de uma empresa de reforma de transformadores, dependendo do tipo de defeito sofrido pelo equipamento, o custo máximo de material na reforma pode chegar ao limite de 40% do custo do equipamento, uma vez que o tanque e as placas de silício são reaproveitadas (Informação pessoal, 2014).

$$C_R(k) = (NT * T\$ * TMS + T + M) \times \hat{\lambda}(k) \quad (3.26)$$

Sendo:

- $C_R(k)$ é o custo anual de reparo
 NT é o número de técnicos na equipe
 $T\$$ é o custo unitário da hora do técnico (R\$/h)
 TMS é o tempo médio do serviço de substituição do equipamento (h)
 T é o custo médio do transporte
 M é o custo médio do material
 $\hat{\lambda}(k)$ é a taxa de falha anual do transformador no ano (k)

3.4.4 Análise Econômica do Fluxo de Caixa e Método de Decisão

A análise econômica tem como base o cálculo do custo anual equivalente (CAE) para o fluxo de caixa dos custos de operação do transformador velho e do transformador novo para cada ano que o equipamento for mantido em serviço ao longo da sua expectativa de vida útil. A comparação do custo mínimo anual de operação do transformador novo com o custo mínimo anual do transformador em uso fornecerá o melhor ano de substituição do equipamento em termos de mínimo custo da soma do gasto de capital e O&M.

Neste trabalho, ao invés de converter os custos anuais em valor futuro, conforme apresentado em Abu-Elanien (2011), os custos são convertidos para valor presente, que produz o mesmo resultado mas é mais facilmente implementado em planilhas do tipo *EXCEL*.

O valor presente do fluxo de caixa inclui o custo de capital (investimento), os custos operacionais anuais e o valor presente do ativo depreciado no ano de decisão (d). O valor anual do equipamento é calculado pelo método de depreciação linear, com valor de depreciação constante ao longo da vida útil regulatória, definida de acordo com a resolução normativa (ANEEL, 2012a). O valor do ativo depreciado (DVk) representa na equação o valor recuperado pela venda do ativo (salvado). Para o equipamento velho esse valor é calculado referente ao valor de compra na época. Para o equipamento novo, é calculado em relação ao valor do velho, corrigido pelo q de Tobin, indicando a variação do custo de aquisição dos dois equipamentos verificada no momento de definir o novo VNR.

Esse procedimento de cálculo é o mesmo para o transformador novo e para o velho, levando em conta que o ano zero para o transformador novo é o próprio ano 0 do fluxo e o ano zero para o transformador velho é o ano (d). Assim, o horizonte do fluxo de caixa do transformador novo (m) é igual ao tempo da vida útil esperada, e o horizonte do fluxo de caixa do transformador velho (m) é igual ao tempo de vida útil remanescente. Logo, como os dois fluxos ocorrem em momentos diferentes, é importante que os valores de compra do novo (C0) e o valor do ativo depreciado do velho (DVk) representem corretamente as duas situações. Considera-se também que o custo passado do transformador velho seja desprezado, chamada de visão do não proprietário (*non owner point of view*)(ABU-ELANIEN, SALAMA e BARTNIKAS, 2011).

Para isso tem-se as relações de custo de aquisição na data zero como:

$$C_{0(\text{novo})} = q * C_{0(\text{velho})} \quad (3.27)$$

$$C_{0(\text{velho})} = DV_{k-1} \quad (3.28)$$

O valor do ativo depreciado (VD) é obtido pela equação (3.29) onde seu valor é calculado a partir do custo do capital (C_0).

$$VD(k) = C_0 \left(1 - k * \frac{1}{\text{Vida Útil Regulatória do Equipamento}} \right) \quad (3.29)$$

Levando em conta essas considerações, a análise do CAE segue as equações (3.30) - (3.33).

No caso do transformador novo o CAE na data zero, equação (3.30), é obtido pelo cálculo do valor presente de todos os custos até o ano (k). Este valor presente é o custo de capital (na data zero) menos o valor presente do ativo depreciado no mesmo ano (k), mais o custo operacional acumulado até o ano (k), convertido para a data zero pela equação (3.33).

Já para o transformador velho, o CAE é calculado para o período de vida remanescente, ou seja, do ano de decisão (d) até o final do período da expectativa de vida.

$$PV_k = C_0 - DV_k + \sum_{k=1}^m (C_{Ok} + C_{Rk} + C_{Pk})(P/F, i, k) \quad (3.30)$$

Sendo:

- k é o ano no fluxo de caixa, de 1 até (m) para o equipamento novo (sua idade) e de 1 até (m-d) para o transformador velho (seu tempo remanescente)
- d é o ano de decisão para o transformador velho
- m é a expectativa de vida do transformador
- PV_k é o valor presente líquido para todos os custos operacionais até a idade (k), o custo de capital, menos o valor do ativo depreciado (salvado)
- C_0 é o gasto de capital (investimento) do equipamento na data zero
- DV_k é o valor do ativo depreciado na idade (k)
- Σ é o custo operacional acumulado até a idade (k)
- (P/F,i,k) é o fator de valor presente para a taxa de juros (i) e período igual a (k) anos
- C_{Ok} é o custo operacional no fluxo de caixa
- C_{Rk} é o custo de reparo no fluxo de caixa
- C_{Pk} é o custo de Penalidades da interrupção no fluxo de caixa

Particularmente, para o equacionamento do valor presente do transformador velho, o custo de capital (C_0) deve ser substituído pelo valor do ativo depreciado no ano anterior ($k-1$).

A conversão para o valor presente usa o fator de conversão calculado por (3.31).

$$(P/F, i, k) = \frac{1}{(1 + i)^k} \quad (3.31)$$

Uma vez obtido o valor presente, o próximo cálculo é a conversão deste valor em anuidades iguais (CAE), para os custos acumulados até o ano (k).

$$CAE_k = PV_k * (A/P, i, k) \quad (3.32)$$

Sendo:

- CAE_k é o custo anual equivalente por manter o equipamento até o ano (k)
 PV_k é o valor presente líquido para todos os custos operacionais até a idade (k), o custo de capital, menos o valor do ativo depreciado (salvado)
 $(A/P, i, k)$ é o fator de recuperação de capital para a taxa de juros (i) e período igual a (k) anos

O fator de recuperação de capital pode ser obtido pela equação (3.33).

$$(A/P, i, k) = \frac{i * (1 + i)^k}{(1 + i)^k - 1} \quad (3.33)$$

Os fluxos de caixa das alternativas comparadas incluem o custo de capital e o valor do ativo depreciado, os custos anuais de reparo, operação e penalidade, conforme ilustrado na Figura 3.14. A linha tracejada do DV no fluxo de caixa é usada apenas para indicar o valor inicial (C_0) para o fluxo de caixa do transformador velho.

A anualização dos custos acumulados a partir do ano zero para o transformador novo leva ao cálculo do CAE 1. Já a anualização dos custos acumulados a partir do ano d para o transformador velho, leva ao cálculo do CAE 2. Ambos custos anualizados são convertidos do valor presente pelo WACC, e o resultado é ilustrado pela Figura 3.15.

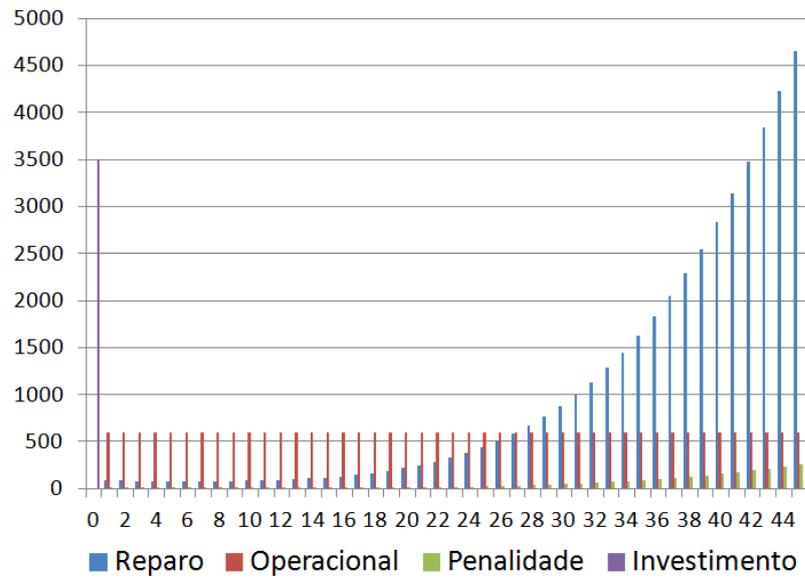


Figura 3.13. Fluxo de caixa do transformador novo (challenger)

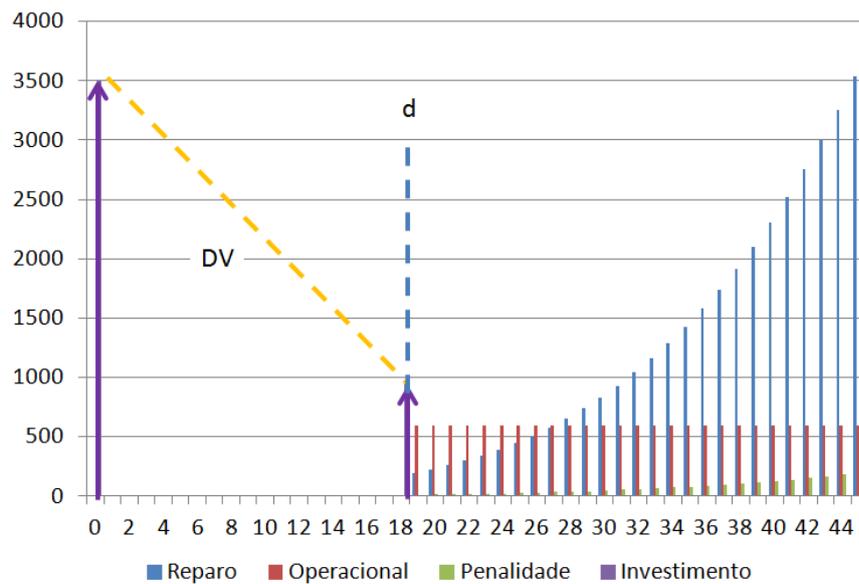


Figura 3.14. Fluxo de caixa do transformador velho (defender)

Um transformador novo tem o custo anual equivalente (CAE 1) calculado desde o início de sua operação. O resultado desta curva mostra o custo anual equivalente de manter o equipamento em serviço cada ano até a duração da sua expectativa de vida útil. O CAE do primeiro ano é o custo anual de mantê-lo por um ano. No segundo ano é o custo anual de mantê-lo por dois anos, e assim por diante, até o ano de sua expectativa de vida.

O procedimento para o cálculo do CAE 2 do transformador velho é o mesmo do transformador novo, exceto que o ano zero para o transformador velho é o ano d e o custo inicial é igual ao valor depreciado do transformador no ano d . A relação dos custos do transformador novo e do velho é obtida pelo q de Tobin.

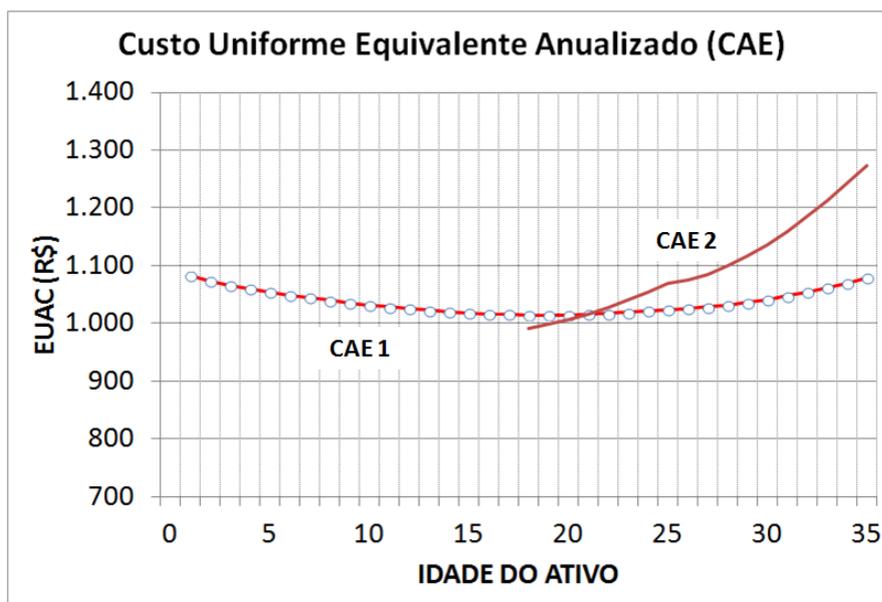


Figura 3.15. Custos Anualizados Equivalentes das alternativas (novo e velho)

O custo anualizado equivalente do transformador velho (CAE 2) é calculado para cada ano a partir do ano de análise da viabilidade de substituição (ano d), sendo que haverá um custo equivalente para mantê-lo por um ano, por dois anos e assim por diante. Logo, como resultado são obtidas famílias de curvas do CAE 2 partindo de um conjunto de anos de decisão (anos d) até o fim da sua expectativa de vida.

A comparação dessas curvas de CAE 1 e CAE 2 é realizada a partir do custo equivalente na idade de avaliação. Supondo que será verificada a viabilidade aos 20 anos. Toma-se o CAE 1 de 20 anos com o CAE 2 do 20º ano para frente. Define-se o ano de substituição quando o valor mínimo da curva CAE 1 for menor que o mínimo da curva CAE 2 do ano d . Ou seja, quando o transformador velho começar a ter custo anualizado superior ao custo anualizado do transformador novo, deve ocorrer a substituição.

4 Estudos de Casos

A metodologia foi aplicada em quatro casos de transformadores de distribuição da COPEL, onde são usados dados de bens avariados e comparados os ajustes com 3 e 5 (M3W e M2W) parâmetros para grupos de transformadores classificados por nível de tensão, local de instalação e número de fases (Tabela 3.1) sendo:

1. Transformadores monofásicos, rurais, 13,2 kV (C1)
2. Transformadores monofásicos, rurais, 19,0 kV (C2)
3. Transformadores trifásicos, rurais, 33,0 kV (C3)
4. Transformadores trifásicos, urbanos, 13,2 kV (C4)

4.1 Elementos de custo

O cálculo dos elementos de custo é comum aos estudos de caso. Os valores absolutos dos custos são os mesmos para todos os tipos de transformadores. Já os valores anuais que variam com a taxa de falha são diferentes e dependem do tipo de transformador.

Detalha-se então a forma de calcular estes valores e aplica-se as taxas de falha caso a caso conforme demonstrados.

4.1.1 Custo de penalidades

O cálculo da EUSD utiliza a TUSD energia e a TUSD demanda da COPEL-D (ANEEL, 2013b). Este valor corresponde à tarifa média no período de apuração do indicador, no caso, período anual. Uma vez que o uso da energia é considerado o mesmo a cada mês, o EUSD médio anual será o mesmo valor de EUSD mensal.

Se adotada uma unidade consumidora pertencente a um conjunto que tenha normalmente DEC igual a 3,71 e FEC igual a 2,09, conectado na Baixa Tensão em área urbana, os limites para apuração serão DIC igual a 17,43 horas (Anual), FIC igual a 11,70 interrupções (Anual) e DMIC igual a 2,35 horas. Neste caso, admitindo que um transformador de 45 kVA forneça energia para consumo residencial (B1-Convencional) com fator de potência de 0,8, fator de demanda de 0,6 e perda excedente de qualidade de 20% na duração da interrupção individual (DIC) e na frequência de interrupção individual, tem-se:

$$EUSD_{B1} = TUSD_E \times \left(\frac{kVA * 0,8 * 0,6 * 730}{1000} \right) \quad (4.1)$$

$$EUSD_{B1} = 123,68 \times \left(\frac{45 * 0,8 * 0,6 * 730}{1000} \right) = 1950,19 \quad (4.2)$$

$$\text{Valor} = \left(\frac{\text{Indicador}_v}{\text{Indicador}_p} - 1 \right) \times \text{Indicador}_p \times \frac{EUSD_{B1}}{730} \times kei \quad (4.3)$$

$$\text{Compensação}_{DIC} = 0,20 \times 17,43 \times \frac{1950,19}{730} \times 15 = 139,69 \text{ (R$/ano)} \quad (4.4)$$

$$\text{Compensação}_{FIC} = 0,20 \times 11,70 \times \frac{1950,19}{730} \times 15 = 93,77 \text{ (R$/ano)} \quad (4.5)$$

Admitindo que o mesmo transformador com as mesmas condições de carga esteja alimentando um consumidor comercial (subgrupo A4 modalidade convencional), tem-se:

$$EUSD_{A4 \text{ Conv}} = \left(TUSD_E \times \left(\frac{kVA * 0,8 * 0,6 * 730}{1000} \right) + TUSD_D \times kVA * 0,8 \right) \quad (4.6)$$

$$EUSD_{A4 \text{ Conv}} = \left(17,51 \times \left(\frac{45 * 0,8 * 0,6 * 730}{1000} \right) + 18,45 \times 45 * 0,8 \right) = 940,30 \quad (4.7)$$

$$\text{Valor} = \left(\frac{\text{Indicador}_v}{\text{Indicador}_p} - 1 \right) \times \text{Indicador}_p \times \frac{EUSD_{A4 \text{ Conv}}}{730} \times kei \quad (4.8)$$

$$\text{Compensação}_{DIC} = 0,20 \times 17,43 \times \frac{940,30}{730} \times 20 = 89,80 \text{ (R$/ano)} \quad (4.9)$$

$$\text{Compensação}_{FIC} = 0,20 \times 11,70 \times \frac{940,30}{730} \times 20 = 60,28 \text{ (R$/ano)} \quad (4.10)$$

Repetindo para um consumidor industrial pequeno (subgrupo A4 azul) tem-se:

$$EUSD_{A4 \text{ Azul}} = TUSD_{EFP} \times \left(\frac{kVA * 0,8 * 0,6 * 730}{1000} \right) * \frac{21}{24} + TUSD_{DFP} \times kVA * 0,8 \\ + TUSD_{EP} \times \left(\frac{kVA * 0,8 * 0,6 * 730}{1000} \right) * \frac{3}{24} + TUSD_{DP} \times kVA * 0,8 \quad (4.11)$$

$$EUSD_{A4 \text{ Azul}} = \left(17,51 \times \left(\frac{45 * 0,8 * 0,6 * 730}{1000} \right) * \frac{21}{24} + 5,49 \times 45 * 0,8 \right) \\ + \left(17,51 \times \left(\frac{45 * 0,8 * 0,6 * 730}{1000} \right) * \frac{3}{24} + 17,99 \times 45 * 0,8 \right) \\ = 1121,38 \quad (4.12)$$

$$\text{Valor} = \left(\frac{\text{Indicador}_v}{\text{Indicador}_p} - 1 \right) \times \text{Indicador}_p \times \frac{\text{EUSD}_{A4 \text{ Azul}}}{730} \times \text{kei} \quad (4.13)$$

$$\text{Compensação}_{\text{DIC}} = 0,20 \times 17,43 \times \frac{1121,38}{730} \times 20 = 107,10 \text{ (R\$)} \quad (4.14)$$

$$\text{Compensação}_{\text{FIC}} = 0,20 \times 11,70 \times \frac{1121,38}{730} \times 20 = 71,89 \text{ (R\$)} \quad (4.15)$$

Agora, para um consumidor industrial pequeno (subgrupo A4 verde) tem-se:

$$\begin{aligned} \text{EUSD}_{A4 \text{ Azul}} &= \text{TUSD}_{\text{EFP}} \times \left(\frac{\text{kVA} * 0,8 * 0,6 * 730}{1000} \right) * \frac{21}{24} + \text{TUSD}_{\text{EP}} \\ &\quad \times \left(\frac{\text{kVA} * 0,8 * 0,6 * 730}{1000} \right) * \frac{3}{24} + \text{TUSD}_{\text{D}} \times \text{kVA} * 0,8 \end{aligned} \quad (4.16)$$

$$\begin{aligned} \text{EUSD}_{A4 \text{ Verde}} &= 17,51 \times \left(\frac{45 * 0,8 * 0,6 * 730}{1000} \right) * \frac{21}{24} + 450,28 \\ &\quad \times \left(\frac{45 * 0,8 * 0,6 * 730}{1000} \right) * \frac{3}{24} + 5,49 \times 45 * 0,8 = 1326,73 \end{aligned} \quad (4.17)$$

$$\text{Valor} = \left(\frac{\text{Indicador}_v}{\text{Indicador}_p} - 1 \right) \times \text{Indicador}_p \times \frac{\text{EUSD}_{A4 \text{ Azul}}}{730} \times \text{kei} \quad (4.18)$$

$$\text{Compensação}_{\text{DIC}} = 0,20 \times 17,43 \times \frac{1326,73}{730} \times 20 = 126,71 \text{ (R\$)} \quad (4.19)$$

$$\text{Compensação}_{\text{FIC}} = 0,20 \times 11,70 \times \frac{1326,73}{730} \times 20 = 85,06 \text{ (R\$)} \quad (4.20)$$

Independente do tipo de modalidade tarifária do consumidor, a compensação média dá a ideia do custo da interrupção para uma perda de qualidade de 20% sendo:

$$\text{Compensação}_{\text{DIC}} = (139,69 + 89,80 + 107,10 + 126,71)/4 = 115,83 \text{ (R\$)} \quad (4.21)$$

$$\text{Compensação}_{\text{FIC}} = (93,77 + 60,28 + 71,89 + 85,06)/4 = 77,75 \text{ (R\$)} \quad (4.22)$$

O valor da penalidade para cada ano de decisão será calculado proporcionalmente à taxa de falha obtida pelos modelos M3W e M2W.

$$C_I(k) = \text{Compensação}_{\text{média}} \times \hat{\lambda}(k) \quad (4.23)$$

$$C_I(k) = 193,58 \times \hat{\lambda}(k) \quad (4.24)$$

4.1.2 Custo operacional

Para o transformador de 45 kVA foram adotados os seguintes valores de perdas em carga, perda em vazio, fator de potência e custo de energia do gerador:

Tabela 4.1. Valores adotados para calcular o custo operacional

L_{NL}	260 W
L_L	780 W
LF	0,8
GE\$	90 R\$/MWh

Este custo é fixo para o tempo de vida do equipamento.

$$C_O(k) = ((L_{NL} + L_L * LF^2) * 8760 * GE\$) \quad (4.25)$$

$$C_O(k) = 600 \quad (4.26)$$

4.1.3 Custo de reparo

Adotando um tamanho de equipe mais frequente nos serviços de substituição de transformadores, têm-se os seguintes valores para número de técnicos (NT), custo da hora de trabalho técnico (T\$), tempo médio de serviço (TMS), transporte (T) e material (M).

Tabela 4.2. Valores adotados para calcular o custo operacional

NT	3
T\$	50 R\$/h
TMS	3 h
T	65 R\$
M	40% x 3.500 R\$

$$C_R(k) = (NT * T\$ * TMS + T + M) \times \lambda(k) \quad (4.27)$$

$$C_R(k) = 1915 \times \lambda(k) \quad (4.28)$$

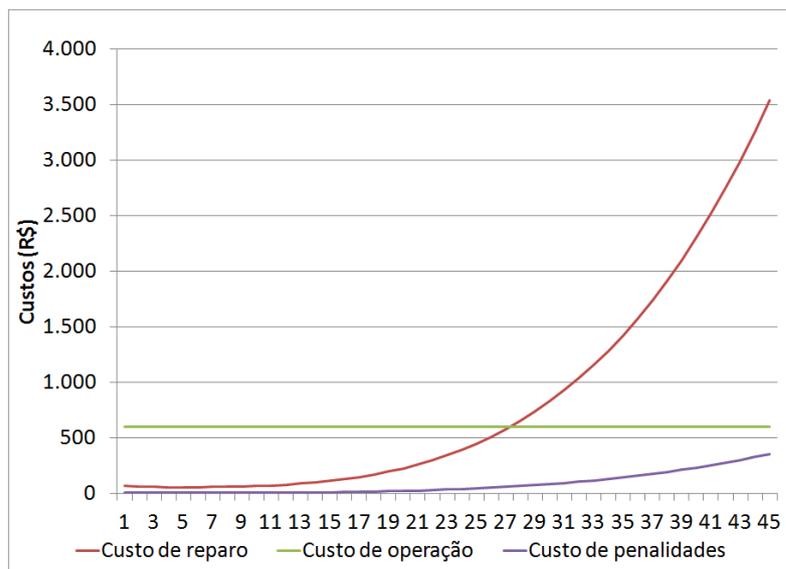


Figura 4.1. Curva de custos para o fluxo de caixa

Tabela 3.4. Custos anuais do transformador novo (challenger)

Ano	Investimento	Reparo	O&M	Penalidade
0	3500			
1	0	70	600	7
2	0	61	600	6
3	0	58	600	6
4	0	57	600	6
5	0	57	600	6
6	0	57	600	6
7	0	58	600	6
8	0	60	600	6
9	0	63	600	6
10	0	67	600	7
11	0	73	600	7
12	0	80	600	8
13	0	89	600	9
14	0	100	600	10
15	0	113	600	11
16	0	129	600	13
17	0	148	600	15
18	0	170	600	17
19	0	196	600	20
20	0	226	600	23
21	0	260	600	26
22	0	299	600	30
23	0	344	600	35
24	0	393	600	40
25	0	449	600	45
26	0	510	600	52

27	0	579	600	59
28	0	655	600	66
29	0	738	600	75
30	0	830	600	84
31	0	930	600	94
32	0	1039	600	105
33	0	1158	600	117
34	0	1287	600	130
35	0	1427	600	144
36	0	1578	600	160
37	0	1741	600	176
38	0	1916	600	194
39	0	2104	600	213
40	0	2306	600	233
41	0	2521	600	255
42	0	2751	600	278
43	0	2997	600	303
44	0	3258	600	329
45	0	3536	600	357

Os fluxos de caixa das alternativas comparadas incluem o custo de capital e o valor do ativo depreciado, os custos anuais de reparo, operação e penalidade, conforme ilustrado na Figura 3.14. A linha tracejada do DV no fluxo de caixa é usada apenas para indicar o valor inicial (C_0) para o fluxo de caixa do transformador velho.

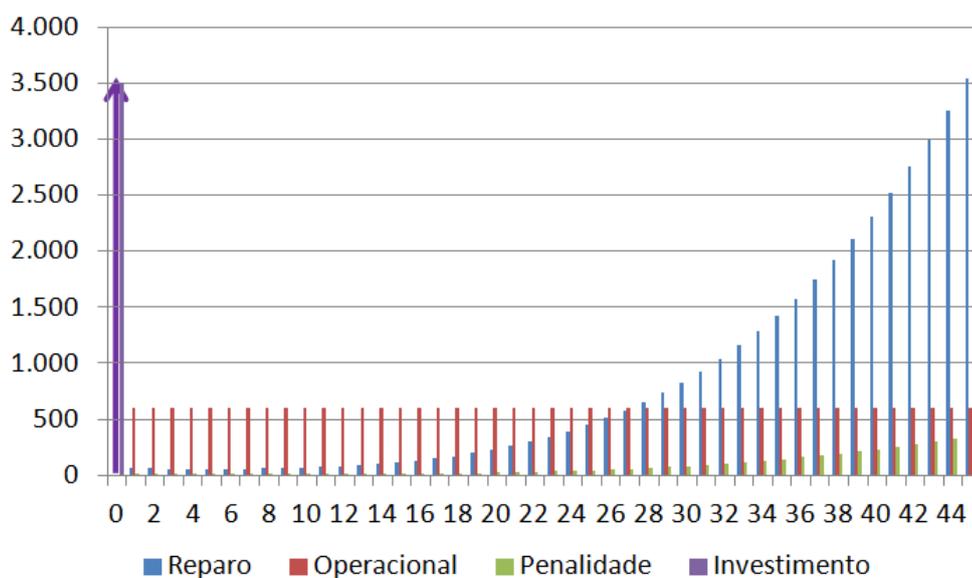


Figura 4.2. Fluxo de caixa do transformador novo (challenger)

Tabela 3.5. Custos anuais do transformador velho (defender)

Ano	Investimento	Reparo	O&M	Penalidade
0	980			
1	0	196	600	20
2	0	226	600	23
3	0	260	600	26
4	0	299	600	30
5	0	344	600	35
6	0	393	600	40
7	0	449	600	45
8	0	510	600	52
9	0	579	600	59
10	0	655	600	66
11	0	738	600	75
12	0	830	600	84
13	0	930	600	94
14	0	1039	600	105
15	0	1158	600	117
16	0	1287	600	130
17	0	1427	600	144
18	0	1578	600	160
19	0	1741	600	176
20	0	1916	600	194
21	0	2104	600	213
22	0	2306	600	233
23	0	2521	600	255
24	0	2751	600	278
25	0	2997	600	303
26	0	3258	600	329
27	0	3536	600	357

sendo composto de equipe de 3 técnicos custando 50 R\$/hora, tempo de reparo de 3 horas, custo de transporte de R\$65,00 e custo de material para reparo igual a 40% do novo.

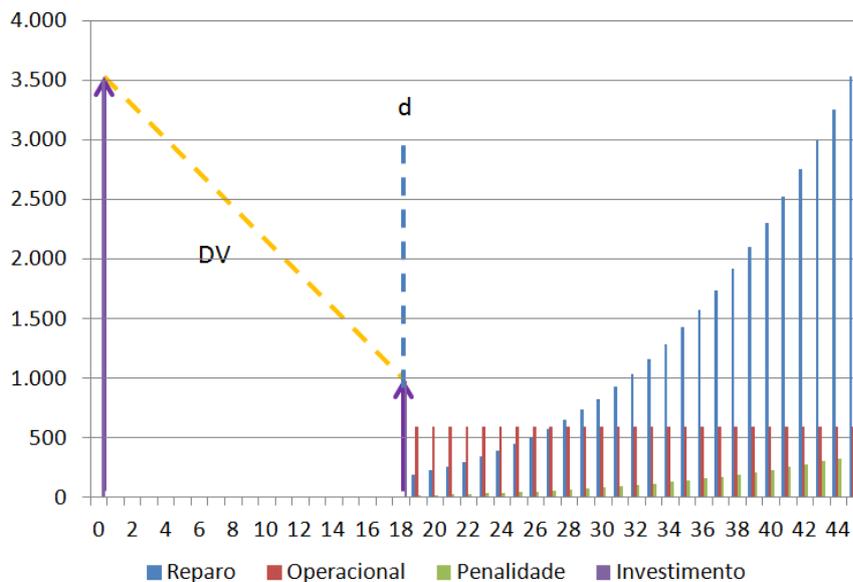


Figura 4.3. Fluxo de caixa do transformador velho (defender)

4.2 Transformador monofásico, rural, 13,2 kV (C1)

O primeiro caso apresentado mostra a aplicação da metodologia para o grupo de transformadores monofásicos, rurais, ligados à rede de 13,2 kV.

A Figura 4.4 mostra as quantidades e os anos em que estes transformadores foram imobilizados na rede pela primeira vez.

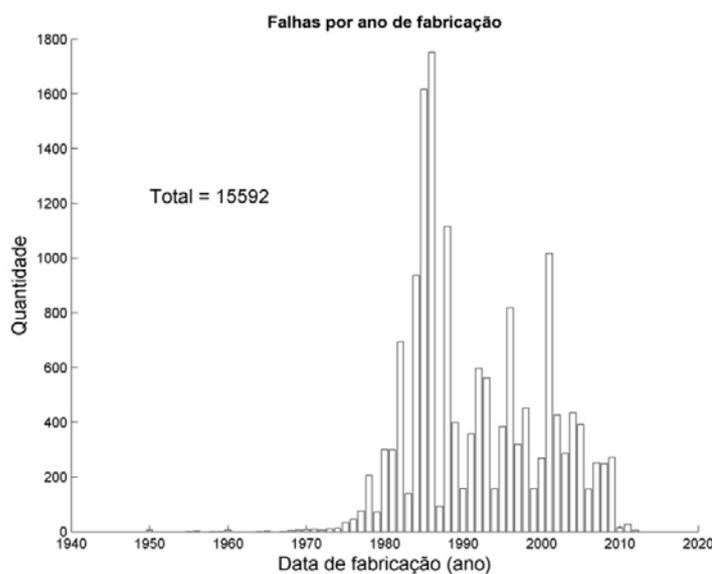


Figura 4.4. Histograma do tempo cronológico dos equipamentos (C1)

Fonte: Elaboração própria.

Este grupo de transformadores teve pico de instalação por volta de 1985. No caso de terem sofrido baixa e sucateamento no período de 2003 a 2012, teriam, no mínimo 18 anos e no máximo 27 anos.

Nota-se com este gráfico que o histórico de cada empresa poderá ser diferente, e que a quantidade falhada (avariada) é proporcional à quantidade em operação para cada idade, supondo uma taxa de falha constante.

A Figura 4.5 considera a data de fabricação e data de falha dos equipamentos e calcula a função de densidade de probabilidade da idade dos transformadores (MTV). O histograma de frequência é uma função discreta da densidade de probabilidade do método não paramétrico de Kaplan-Meier⁴. A melhor função de Weibull ajustada aos dados tem um afastamento dos dados reais. O método não paramétrico Kernel é uma suavização do histograma na forma de uma função contínua.

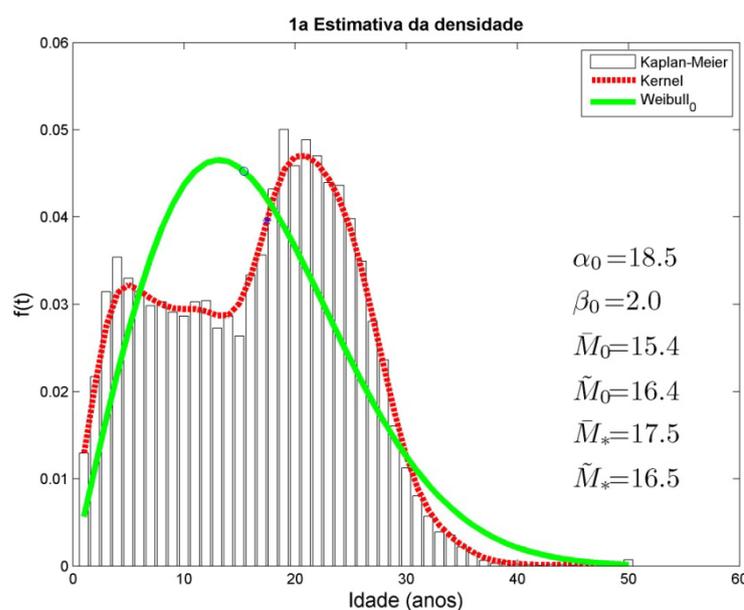


Figura 4.5. Função densidade de probabilidade (C1)

Fonte: Elaboração própria.

A visualização dos ajustes da densidade de probabilidade paramétrica e não paramétrica aos dados das idades de falha permite notar que: no primeiro as falhas reparáveis e não reparáveis são explicadas pelos parâmetros α_0 e β_0 , sendo a média igual a 15,4 anos e a mediana igual a 16,4 anos; no segundo a média é de 17,5 anos e a mediana 16,5 anos.

⁴ O método não paramétrico faz a melhor representação dos dados reais. O histograma é a função densidade de probabilidade do método de Kaplan-Meier.

A Figura 4.6 mostra a função de probabilidade acumulada de falha e a Figura 4.7 mostra a função complementar com a probabilidade acumulada de sobrevivência dos transformadores.

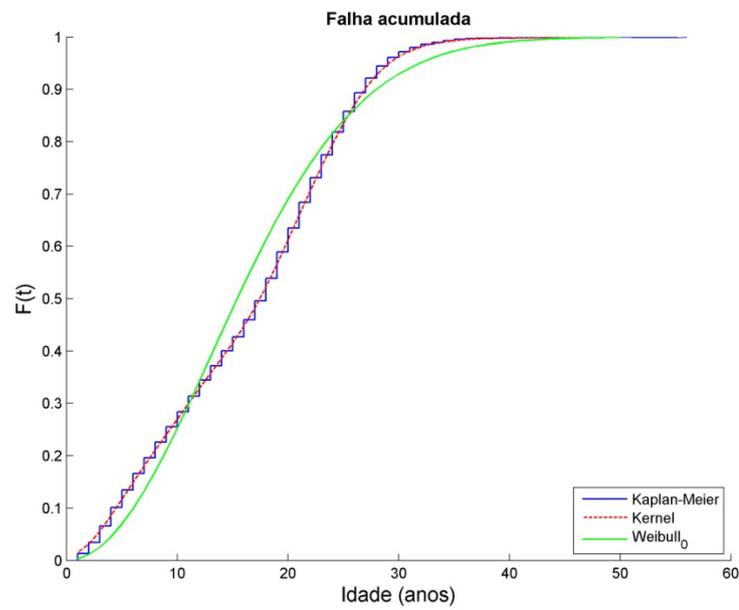


Figura 4.6. Função probabilidade de falha acumulada $F(t)$ (C1)

Fonte: Elaboração própria.

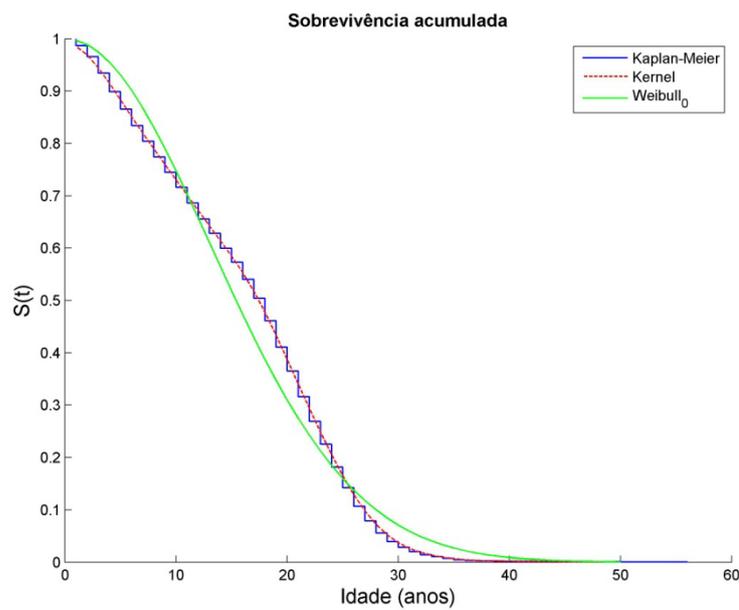


Figura 4.7. Função de sobrevivência acumulada $S(t)$ (C1)

Fonte: Elaboração própria.

A função taxa de falha paramétrica foi calculada a partir dos seus parâmetros (α_0 e β_0) pela Equação 2.11 e a taxa de falha não paramétrica foi obtida pela aplicação da definição teórica sobre os dados usando a Equação 2.7. Nota-se na Figura 4.8 um deslocamento maior da taxa de falha não paramétrica indicando o ponto de inflexão onde há aumento da taxa de falha.

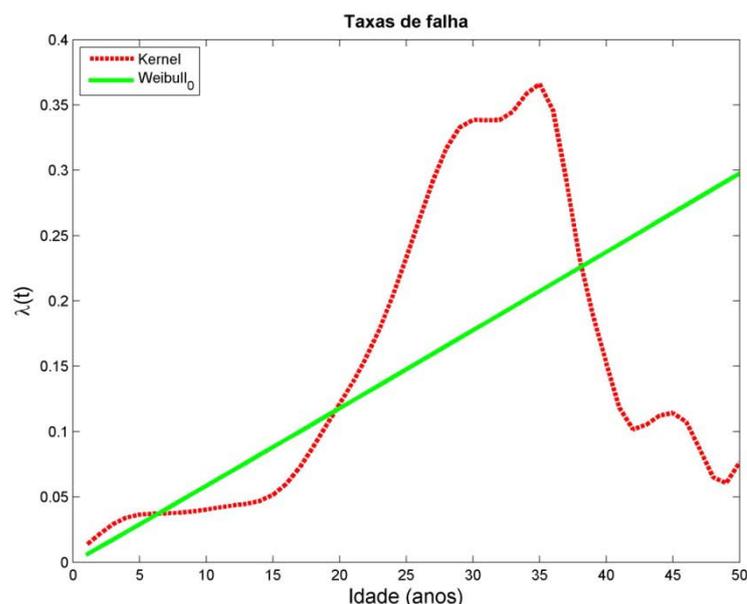
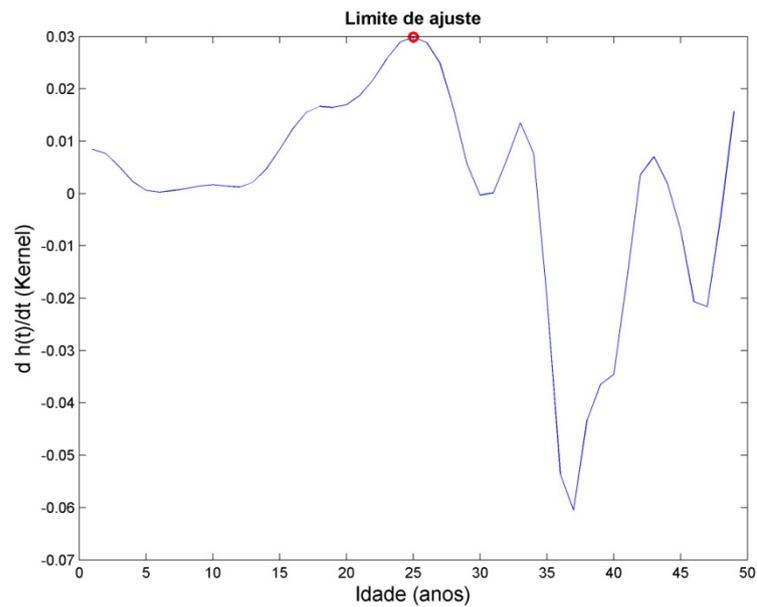


Figura 4.8. Função taxa de falha não paramétrica (C1)

Fonte: Elaboração própria.

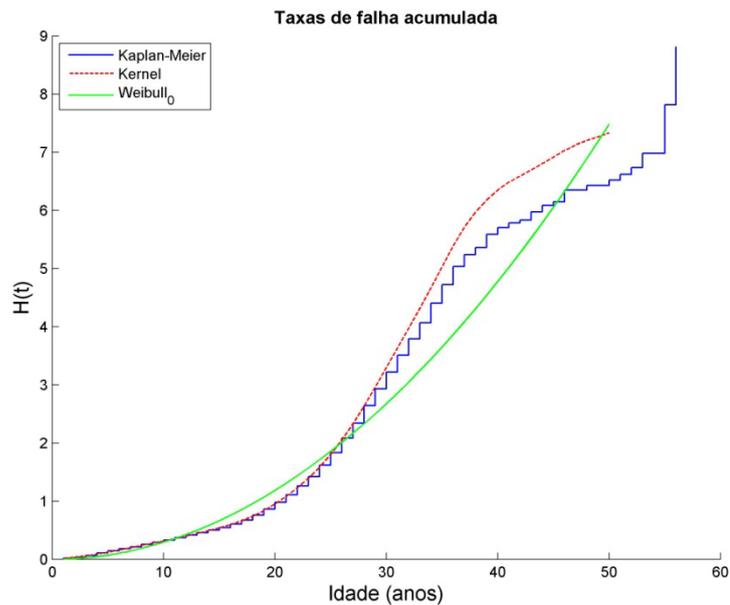
Visualmente, o método paramétrico não justifica o aumento da taxa de falha próximo dos 15 anos, mas o método não paramétrico indica que há uma mudança de taxa de falha nítida a partir dessa idade.

Sabendo que a taxa de falha de fim de vida é sempre crescente com a idade do equipamento, as taxas de falhas não podem decrescer ou crescer em taxas menores. Logo, é necessário obter o ponto de máximo para limitar a escala de ajuste da função não paramétrica no tempo. A Figura 4.9 mostra este processo de onde foi obtido o limite de ajuste em 26 anos.

Figura 4.9. Diferencial da Taxa de falha $h'(t)$ (C1)

Fonte: Elaboração própria.

A Figura 4.10 compara as taxas de falha acumuladas da função Weibull e Kernel. Esta função é interpretada como uma função de risco condicional do ativo, uma vez que não tenha falhado até o ano t . Visualmente ela amplifica a taxa de falha melhorando a identificação do ponto de inflexão (joelho da curva).

Figura 4.10. Taxa de falha acumulada $H(t)$ (C1)

Fonte: Elaboração própria.

O melhor ajuste obtido entre as curvas de falha paramétricas e não paramétrica permite obter os parâmetros das distribuições Weibull 2 e Weibull 3 (M2W) para as falhas das fases de vida útil e de envelhecimento. Como resultado deste ajuste define-se a “Curva da Banheira” deste tipo de transformador (Figura 4.11).

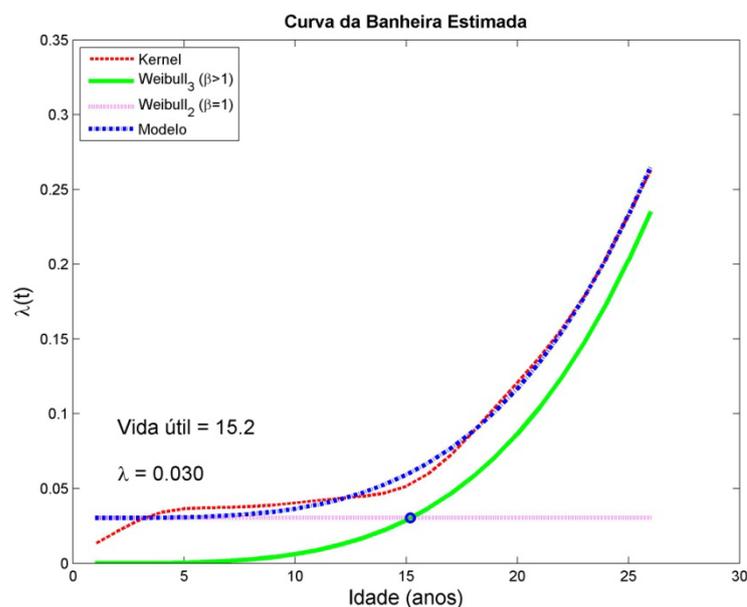


Figura 4.11. Ajuste das funções paramétrica e não paramétrica (C1)

Fonte: Elaboração própria.

Após o ajuste do modelo da curva da banheira, são obtidos os tempos de vida útil de 15,2 anos e vida característica devido ao envelhecimento igual a 24,7 anos. O tempo médio de falha durante o período de vida útil é igual a 33,0 anos.

Por definição o ponto onde a taxa de falha constante é igual à taxa de falha crescente, é o limite do período de vida útil do equipamento. Este tempo de vida útil é obtido graficamente pelo cruzamento das taxas de falha paramétricas (constante e crescente) analisando cada uma delas separadamente. Embora a vida característica de 24,7 anos seja a duração típica de um equipamento na rede, o período de vida útil tem um valor menor.

A Figura 4.12 mostra as novas funções de densidade de probabilidade calculadas com os parâmetros obtidos (M2W3P2P). No gráfico se nota o ponto de vida característica definido pela moda da distribuição de Weibull 3 da fase de envelhecimento.

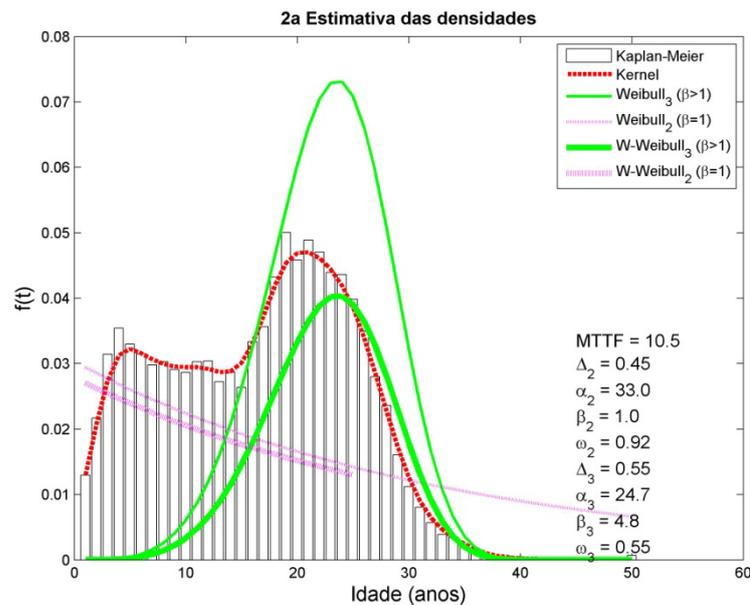


Figura 4.12. Densidades de probabilidade paramétricas do modelo (C1)

Fonte: Elaboração própria.

Os parâmetros das funções de Weibull para cada uma das fases da vida do equipamento estão dispostos na Tabela 4.3.

Tabela 4.3. Parâmetros das distribuições (C1)

Fase	Curva	Área	Peso	Scala	Forma
Vida útil	Weibull 2	$A_2 = 0,45$	$\omega_2 = 0,92$	$\alpha_2 = 33,0$	$\beta_2 = 1,0$
Envelhecimento	Weibull 3	$A_3 = 0,55$	$\omega_3 = 0,55$	$\alpha_3 = 24,7$	$\beta_3 = 4,8$

Fonte: Elaboração própria.

A função de VUR é apropriada para indicar a expectativa de vida condicional ao tempo de vida passado. Para o tempo igual a um ano, a expectativa de vida para os equipamentos que falharão por envelhecimento (não reparáveis) é igual a 21,7 anos. Para os equipamentos que terão falhas durante a vida útil (reparáveis) a expectativa é de 25,5 anos.

O modelo econômico comparativo dos custos anualizados para o equipamento em questão está mostrado na Figura 4.14.

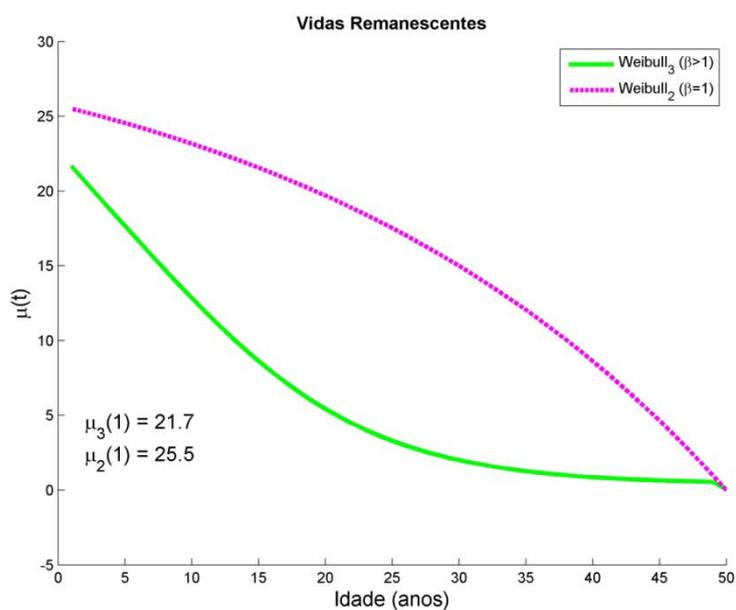


Figura 4.13. VUR por tipo de falha do modelo (C1)

Fonte: Elaboração própria.

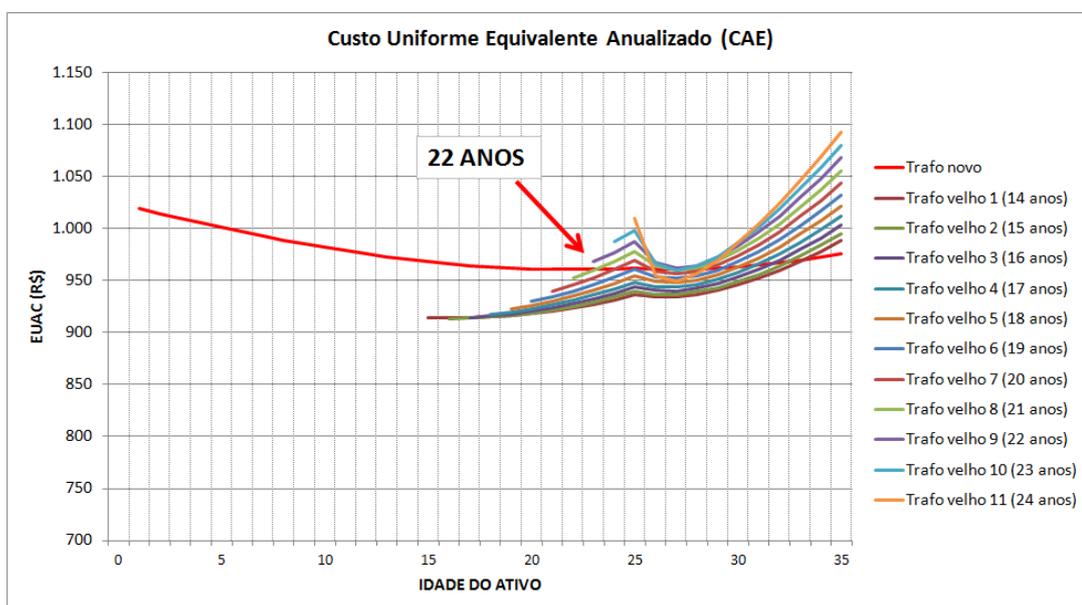


Figura 4.14. Ponto de troca (C1)

Fonte: Elaboração própria.

As premissas adotadas são vida útil regulatória igual a 25 anos, WACC igual a 7%, peso da taxa de falha de envelhecimento igual a 55% e q de Tobin igual a 1. O custo de

reparo é igual a R\$1915,00, o custo operacional igual a R\$600,00 e o custo das penalidades por perda de qualidade igual a R\$193,58.

O modelo do custo anualizado, neste caso, indica que os custos anuais do transformador velho superam os custos anuais do transformador novo a partir do 22º ano, quando deve ser substituído. A vida útil obtida da curva da banheira é igual a 15,2 anos e a vida característica igual a 24,7 anos. A partir do modelo econômico esperava-se que o equipamento fosse substituído entre estes dois períodos, no entanto, para as condições de WACC e taxa de depreciação regulatória foi obtido custo mínimo anualizado (mínimo CAE) para o ano 22.

A mudança das premissas econômicas será testada na Análise de sensibilidade do Modelo Econômico, variando o WACC, a vida útil regulatória, a taxa de falha, o custo de reparo e o q de Tobin.

4.3 Transformador monofásico, rural, 19,0 kV (C2)

O segundo caso apresentado mostra a aplicação da metodologia proposta para o grupo de transformadores de distribuição monofásicos, rurais, ligados à rede de 19,0 kV.



Figura 4.15. Histograma do tempo cronológico dos equipamentos (C2)

Fonte: Elaboração própria.

A Figura 4.16 considera a data de fabricação e data de falha dos equipamentos e calcula a função de densidade de probabilidade da idade dos transformadores.

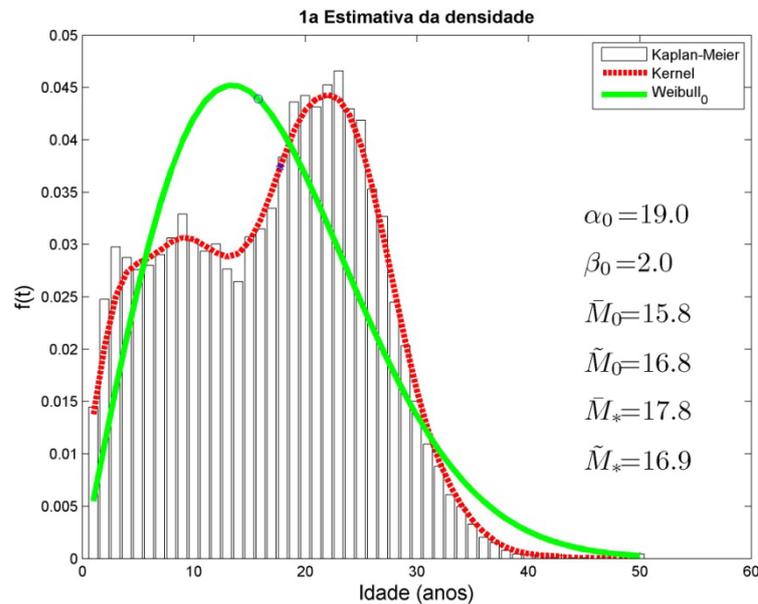


Figura 4.16. Função densidade de probabilidade (C2)

Fonte: Elaboração própria.

A Figura 4.17 mostra a função de probabilidade acumulada de falha e a Figura 4.18 mostra a função complementar com a probabilidade acumulada de sobrevivência dos transformadores.

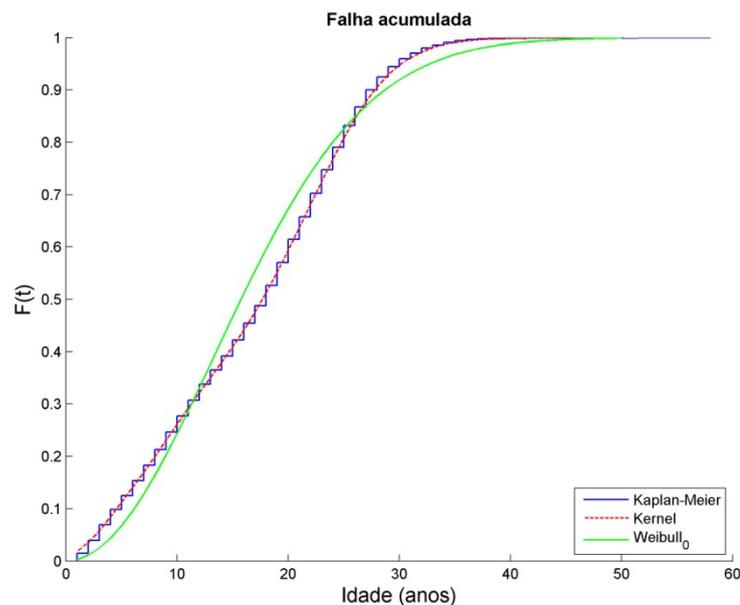
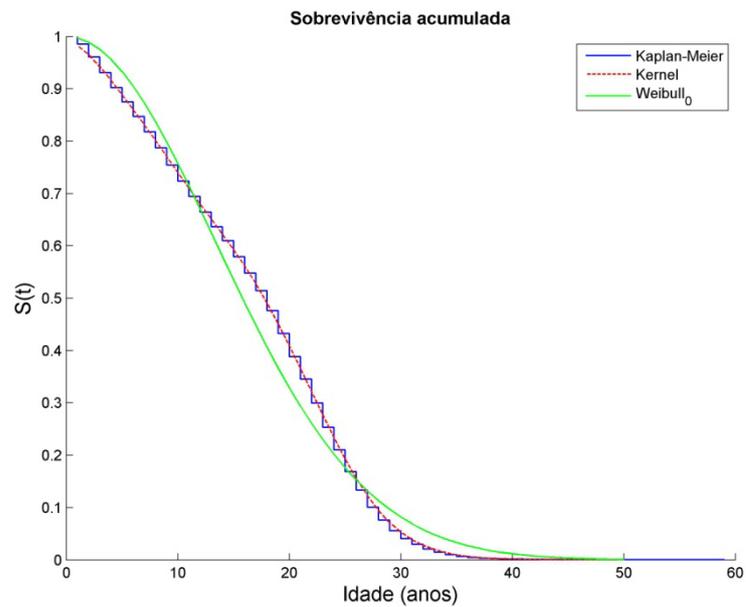


Figura 4.17. Função probabilidade de falha acumulada $F(t)$ (C2)

Fonte: Elaboração própria.

Figura 4.18. Função de sobrevivência acumulada $S(t)$ (C2)

Fonte: Elaboração própria.

A função taxa de falha paramétrica foi calculada a partir dos parâmetros (α_0 e β_0) pela Equação 2.11 e a taxa de falha não paramétrica foi obtida pela aplicação da definição teórica sobre os dados usando a Equação 2.7 (Figura 4.19).

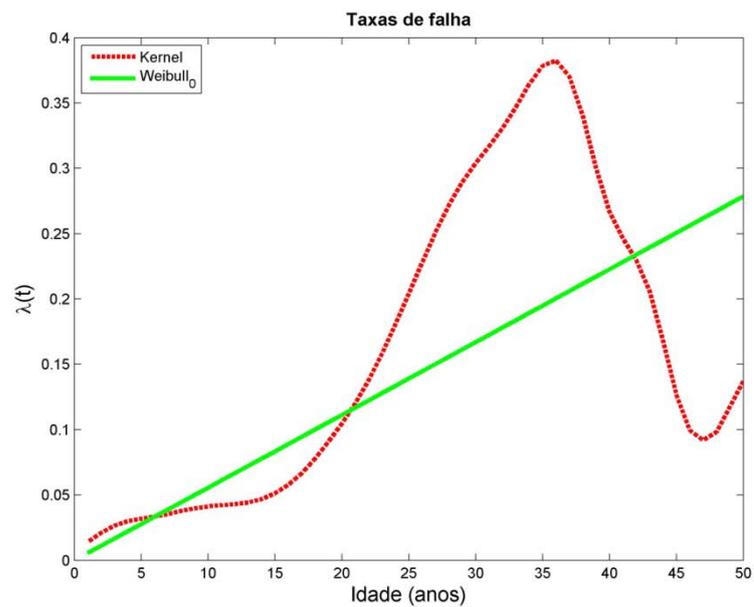


Figura 4.19. Função taxa de falha não paramétrica (C2)

Fonte: Elaboração própria.

Para este tipo de transformador o ponto de máximo para limitar a escala de ajuste da função não paramétrica está mostrado na Figura 4.20, onde foi obtido o limite de 25 anos.

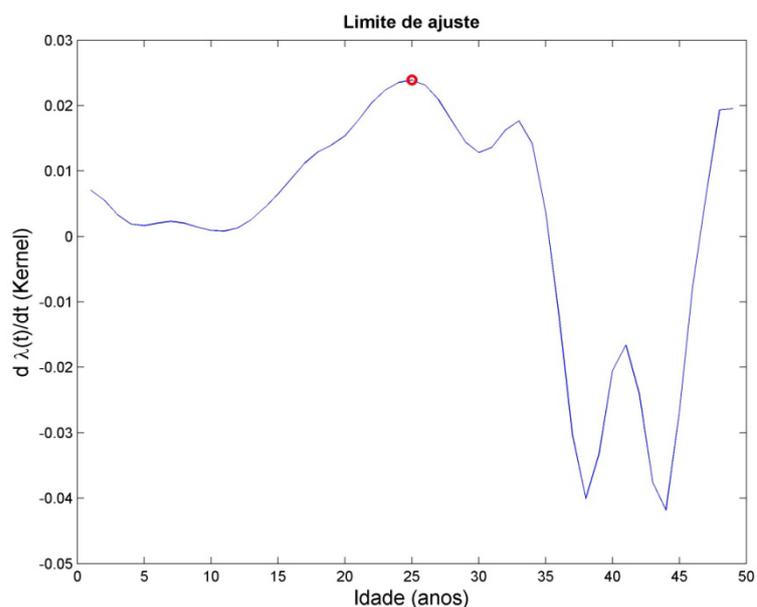


Figura 4.20. Diferencial da Taxa de falha $h'(t)$ (C2)

Fonte: Elaboração própria.

A Figura 4.21 compara as taxas de falha acumuladas da função Weibull e Kernel para este tipo de transformadores.

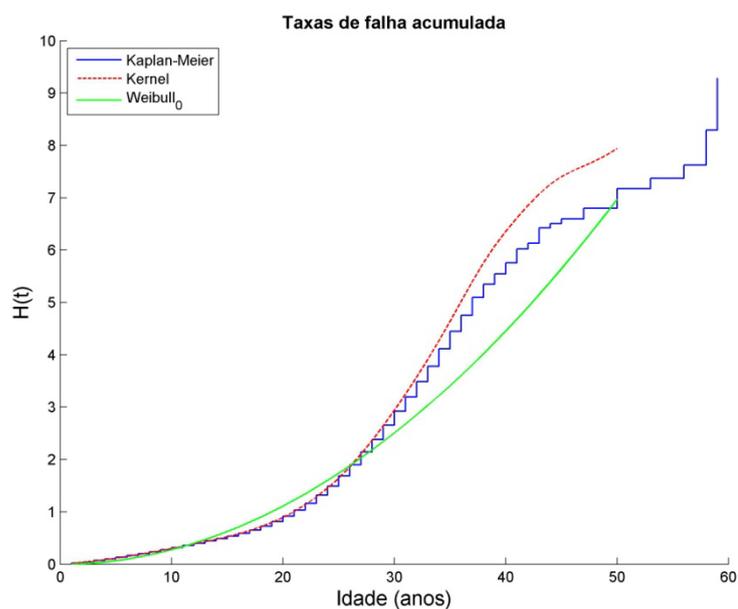


Figura 4.21. Taxa de falha acumulada $H(t)$ (C2)

Fonte: Elaboração própria.

Com o melhor ajuste entre as curvas de falha paramétricas e não paramétrica foram obtidos os parâmetros das distribuições Weibull 1, Weibull 2 e Weibull 3 e definida a “Curva da Banheira” deste tipo de transformador (Figura 4.22).

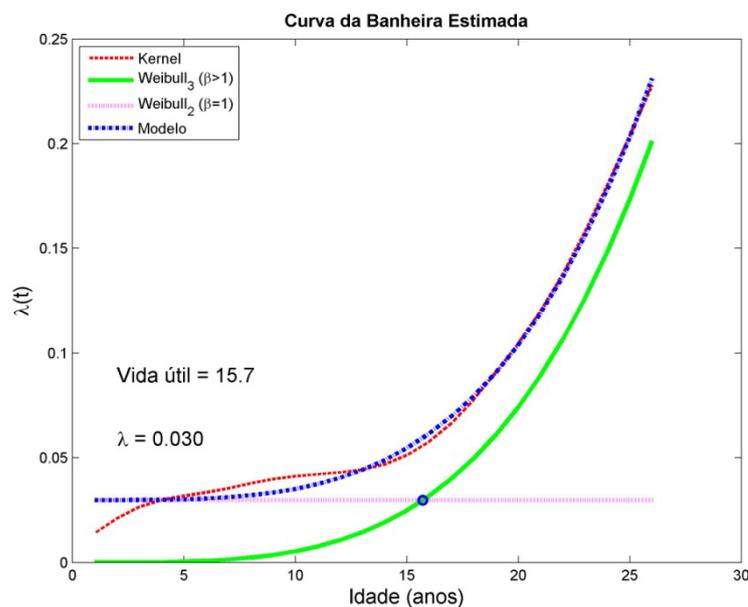


Figura 4.22. Ajuste das funções paramétrica e não paramétrica (C2)

Fonte: Elaboração própria.

Após o ajuste do modelo da curva da banheira, são obtidos os tempos de vida útil de 15,7 anos e vida característica devido ao envelhecimento igual a 25,5 anos. O tempo médio de falha aleatória é igual a 33,6 anos.

A Figura 4.23 mostra as novas funções de densidade de probabilidade calculadas com os parâmetros obtidos do ajuste. No gráfico se nota o ponto de vida característica definido pela moda da distribuição de Weibull 3 da fase de envelhecimento.

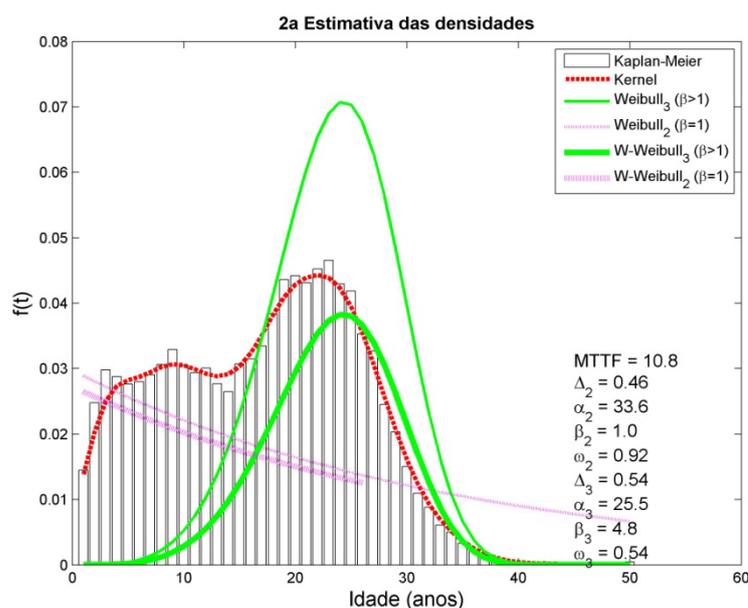


Figura 4.23. Densidades de probabilidade paramétricas do modelo (C2)

Fonte: Elaboração própria.

Os parâmetros das funções de Weibull para cada uma das fases da vida do equipamento estão dispostos na Tabela 4.4.

Tabela 4.4. Parâmetros das distribuições (C2)

Fase	Curva	Área	Peso	Scala	Forma
Vida útil	Weibull 2	$A_2 = 0,46$	$\omega_2 = 0,92$	$\alpha_2 = 33,6$	$\beta_2 = 1,0$
Envelhecimento	Weibull 3	$A_3 = 0,54$	$\omega_3 = 0,54$	$\alpha_3 = 25,5$	$\beta_3 = 4,8$

Fonte: Elaboração própria.

A função de VUR deste tipo de transformador indica que para o tempo igual a um ano, a expectativa de vida dos os equipamentos que falharão por envelhecimento (não reparáveis) é igual a 22,1 anos e para os equipamentos que terão falhas durante a vida útil (reparáveis) a expectativa é de 27,5 anos.

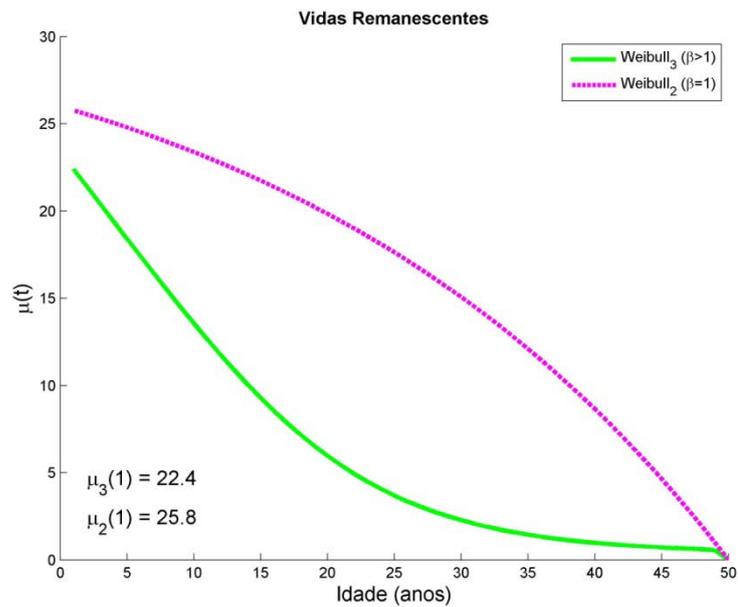


Figura 4.24. VUR por tipo de falha do modelo (C2)

Fonte: Elaboração própria.

O modelo econômico comparativo dos custos anualizados para o equipamento em questão está mostrado na Figura 4.25.

O modelo do custo anualizado, neste caso, indica que os custos anuais do transformador velho superam os custos anuais do transformador novo a partir do 24º ano, quando devem ser substituídos.

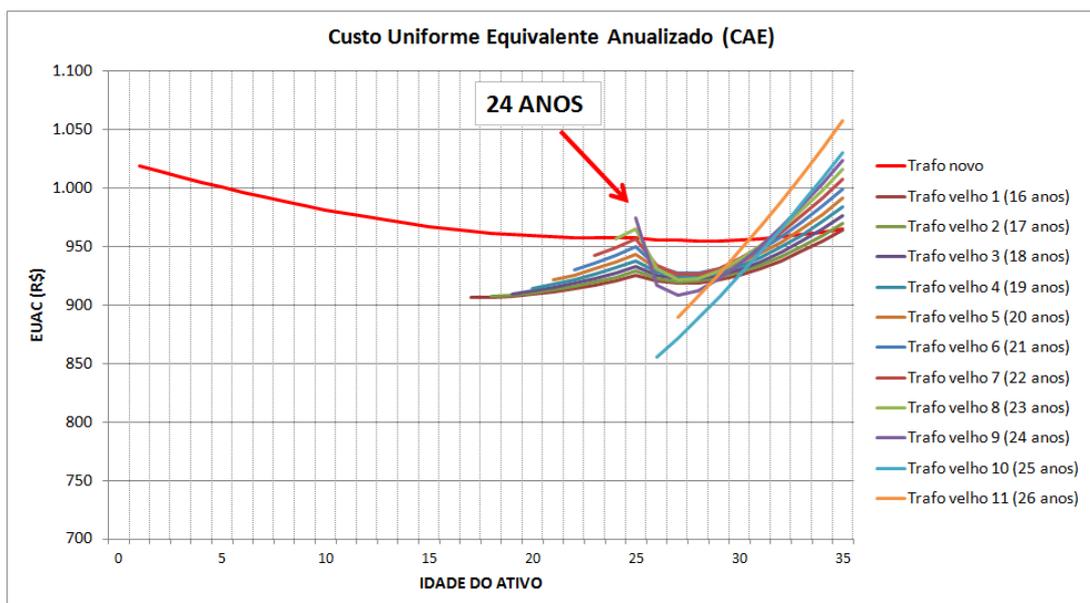


Figura 4.25. Ponto de troca (C2)

Fonte: Elaboração própria.

A vida útil obtida da curva da banheira é igual a 15,7 anos e a vida característica igual a 25,5 anos. A partir do modelo econômico esperava-se que o equipamento fosse substituído entre estes dois períodos, no entanto, para as condições de WACC e taxa de depreciação regulatória foi obtido custo mínimo anualizado (mínimo CAE) para o ano 24, próximo ao limite máximo esperado.

Neste caso, observa-se que logo no 25º ano o custo anualizado do transformador velho cai abaixo do custo do transformador novo. Isto ocorre porque neste ano cessa a depreciação do ativo. A partir deste ano o VMU deste transformador é zero.

4.4 Transformador trifásico, rural, 33,0 kV (C3)

O terceiro caso apresentado mostra a aplicação da metodologia proposta para o grupo de transformadores de distribuição trifásicos, rurais, ligados à rede de 33,0 kV.



Figura 4.26. Histograma do tempo cronológico dos equipamentos (C3)

Fonte: Elaboração própria.

A Figura 4.26 considera a data de fabricação e data de falha dos equipamentos e calcula a função de densidade de probabilidade da idade dos transformadores.

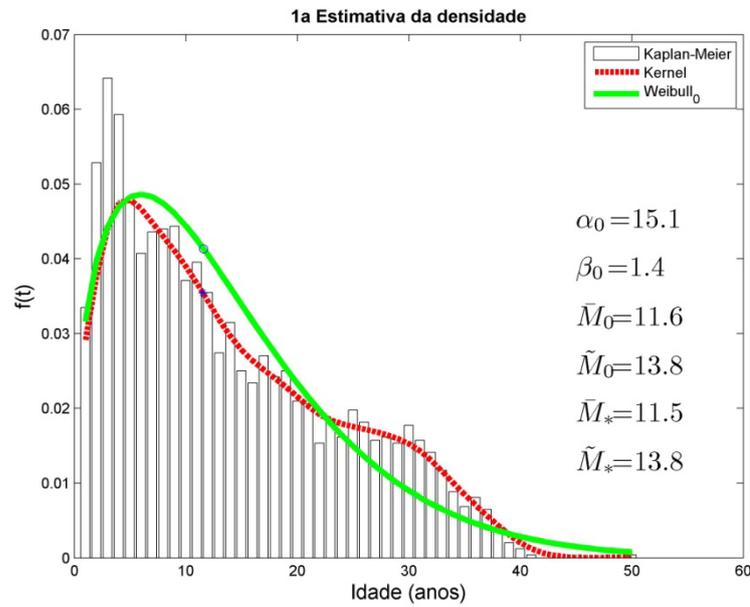
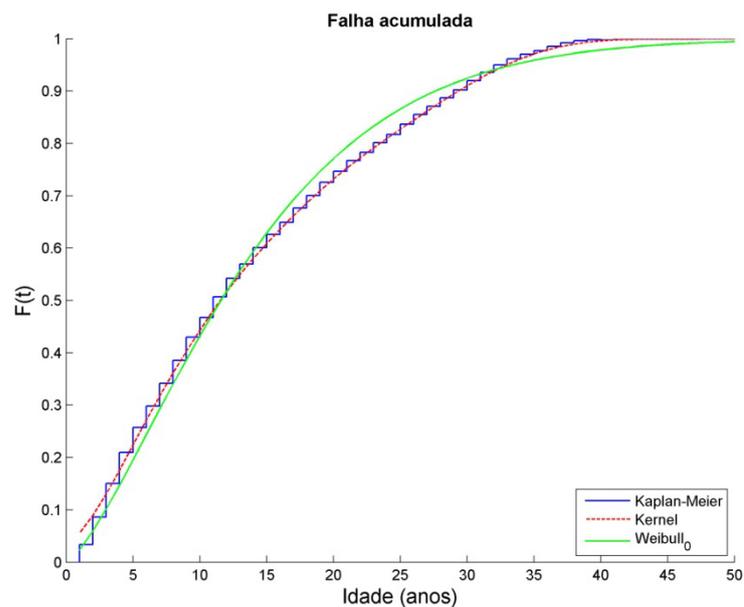


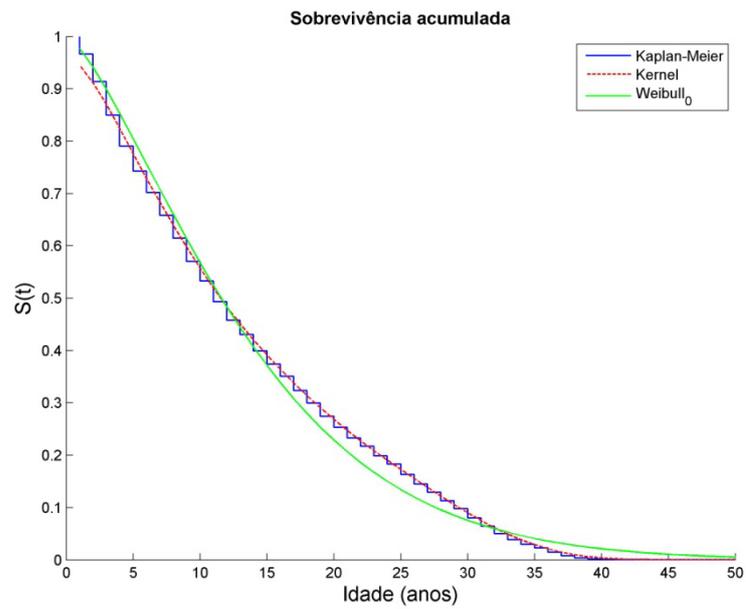
Figura 4.27. Função densidade de probabilidade (C3)

Fonte: Elaboração própria.

A Figura 4.28 mostra a função de probabilidade acumulada de falha e a Figura 4.29 mostra a função complementar com a probabilidade acumulada de sobrevivência dos transformadores.

Figura 4.28. Função probabilidade de falha acumulada $F(t)$ (C3)

Fonte: Elaboração própria.

Figura 4.29. Função de sobrevivência acumulada $S(t)$ (C3)

Fonte: Elaboração própria.

A função taxa de falha paramétrica foi calculada a partir dos parâmetros (α_0 e β_0) pela Equação 2.11 e a taxa de falha não paramétrica foi obtida pela aplicação da definição teórica sobre os dados usando a Equação 2.7 (Figura 4.30).

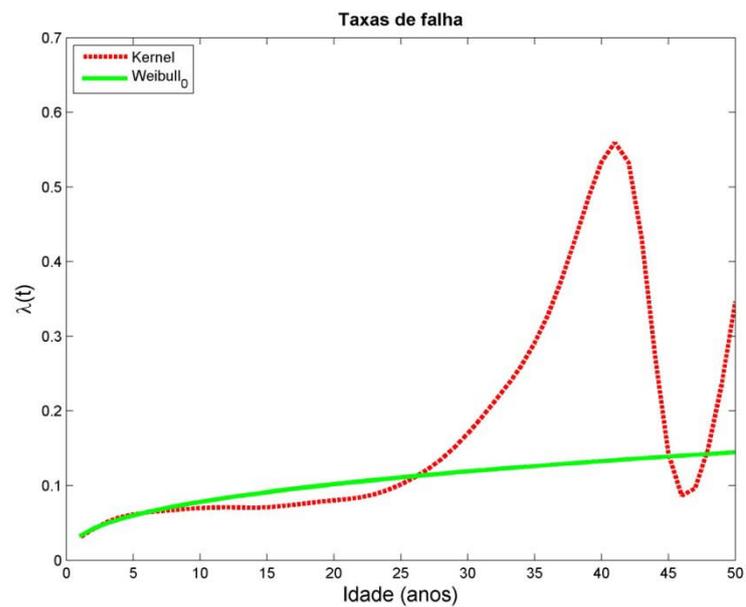


Figura 4.30. Função taxa de falha não paramétrica (C3)

Fonte: Elaboração própria.

Para este tipo de transformador o ponto de máximo para limitar a escala de ajuste da função não paramétrica está mostrado na Figura 4.31, onde foi obtido o limite de 39 anos.

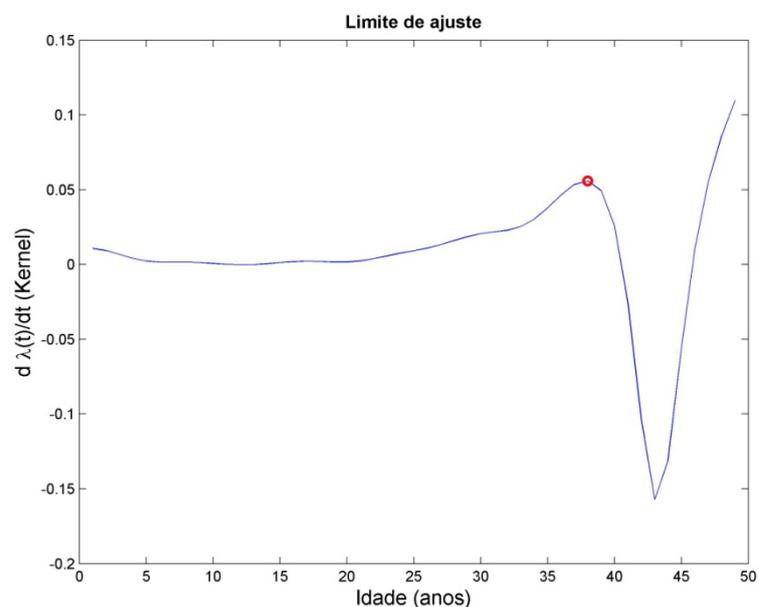


Figura 4.31. Diferencial da Taxa de falha $h'(t)$ (C3)

Fonte: Elaboração própria.

A Figura 4.32 compara as taxas de falha acumuladas da função Weibull e Kernel para este tipo de transformadores.

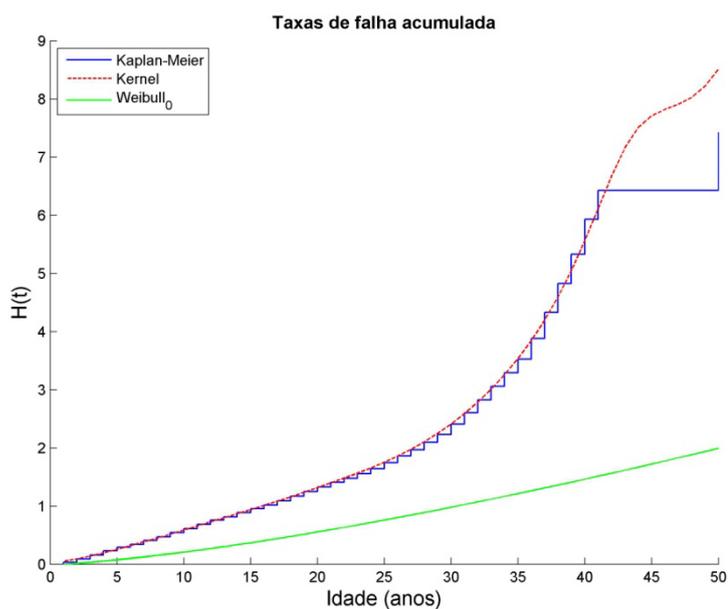


Figura 4.32. Taxa de falha acumulada $H(t)$ (C3)

Fonte: Elaboração própria.

Com o melhor ajuste entre as curvas de falha paramétricas e não paramétrica foram obtidos os parâmetros das distribuições Weibull 1, Weibull 2 e Weibull 3 e definida a “Curva da Banheira” deste tipo de transformador (Figura 4.33).

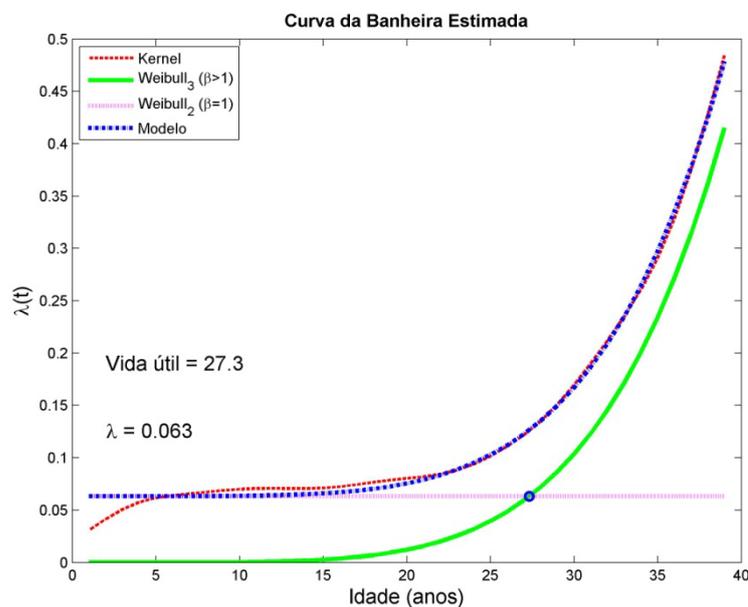


Figura 4.33. Ajuste das funções paramétrica e não paramétrica (C3)

Fonte: Elaboração própria.

Após o ajuste do modelo da curva da banheira, são obtidos os tempos de vida útil de 27,3 anos e vida característica devido ao envelhecimento igual a 33,6 anos. O tempo médio de falha no período de vida útil é igual a 15,8 anos.

A Figura 4.34 mostra as novas funções de densidade de probabilidade calculadas com os parâmetros obtidos do ajuste. No gráfico se nota o ponto de vida característica definido pela moda da distribuição de Weibull 3 da fase de envelhecimento.

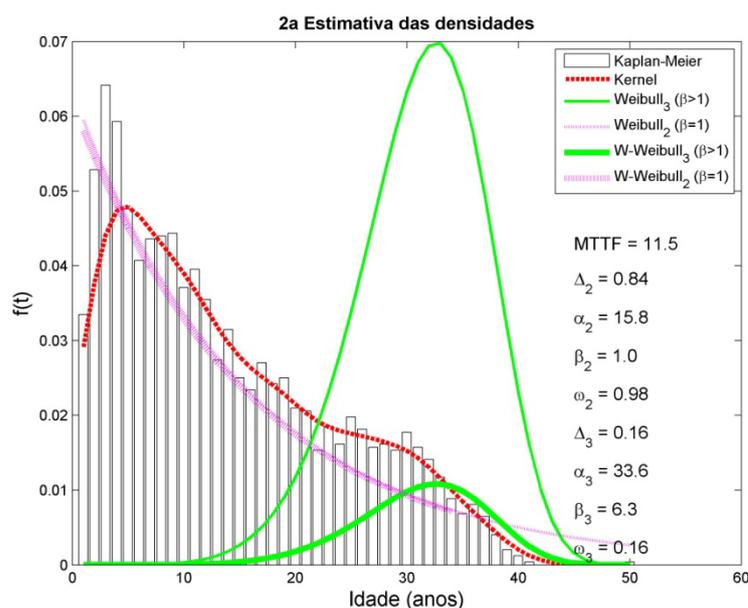


Figura 4.34. Densidades de probabilidade paramétricas do modelo (C3)

Fonte: Elaboração própria.

Os parâmetros das funções de Weibull para cada uma das fases da vida do equipamento estão dispostos na Tabela 4.5.

Tabela 4.5. Parâmetros das distribuições (C3)

Fase	Curva	Área	Peso	Scala	Forma
Vida útil	Weibull 2	$A_2 = 0,84$	$\omega_2 = 0,98$	$\alpha_2 = 15,8$	$\beta_2 = 1,0$
Envelhecimento	Weibull 3	$A_3 = 0,16$	$\omega_3 = 0,16$	$\alpha_3 = 33,6$	$\beta_3 = 6,3$

Fonte: Elaboração própria.

A função de VUR deste tipo de transformador indica que para o tempo igual a um ano, a expectativa de vida dos equipamentos que falharão por envelhecimento (não reparáveis) é igual a 30,2 anos e para os equipamentos que terão falhas durante a vida útil (reparáveis) a expectativa é de 15,1 anos.

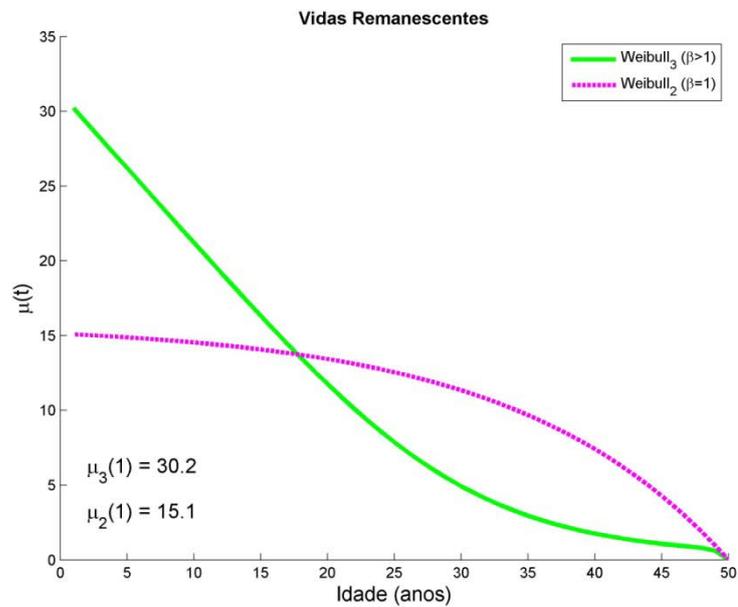


Figura 4.35. VUR por tipo de falha do modelo (C3)

Fonte: Elaboração própria.

O modelo econômico comparativo dos custos anualizados para o equipamento em questão está mostrado na Figura 4.36.

O modelo do custo anualizado, neste caso, indica que os custos anuais do transformador velho não superam os custos anuais do transformador novo em 35 anos, sendo que não deverão ser substituídos.

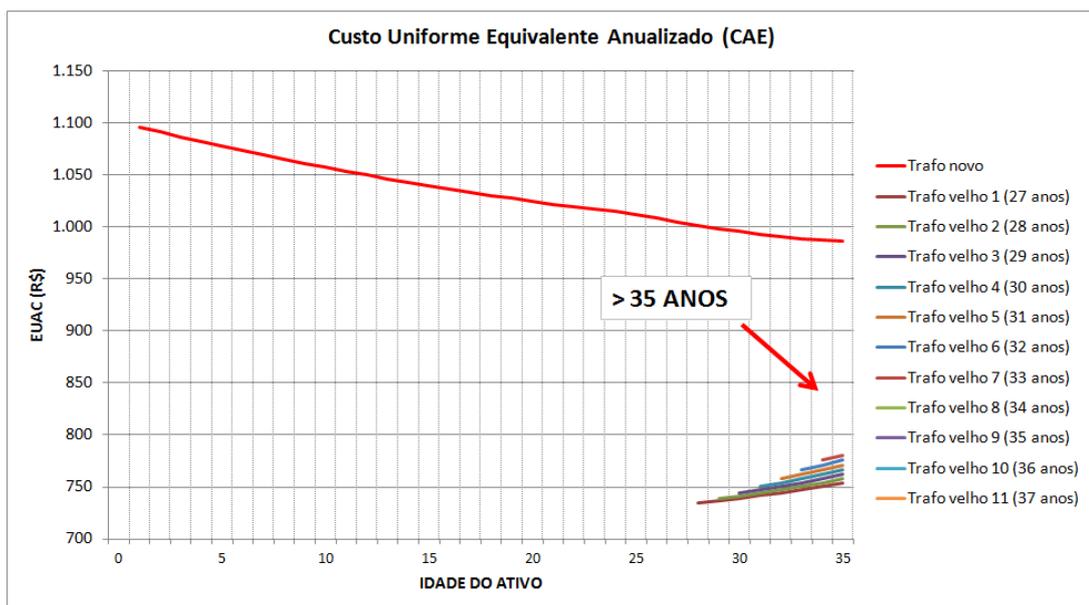


Figura 4.36. Ponto de troca (C3)

Fonte: Elaboração própria.

A vida útil obtida da curva da banheira é igual a 27,3 anos e a vida característica igual a 33,6 anos. A partir do modelo econômico esperava-se que o equipamento fosse substituído entre estes dois períodos, no entanto, para as condições de WACC e taxa de depreciação regulatória o custo mínimo anualizado (mínimo CAE) do transformador velho se mantém inferior ao do transformador novo, indicando que não deve ser substituído.

4.5 Transformador trifásico, urbano, 13,2 kV (C4)

O quarto caso apresentado mostra a aplicação da metodologia proposta para o grupo de transformadores de distribuição trifásicos, urbanos, ligados à rede de 13,2 kV.

A Figura 4.37 mostra as quantidades e os anos em que estes transformadores foram imobilizados na rede pela primeira vez.



Figura 4.37. Histograma do tempo cronológico dos equipamentos (C4)

Fonte: Elaboração própria.

A Figura 4.38 considera a data de fabricação e data de falha dos equipamentos e calcula a função de densidade de probabilidade da idade dos transformadores.

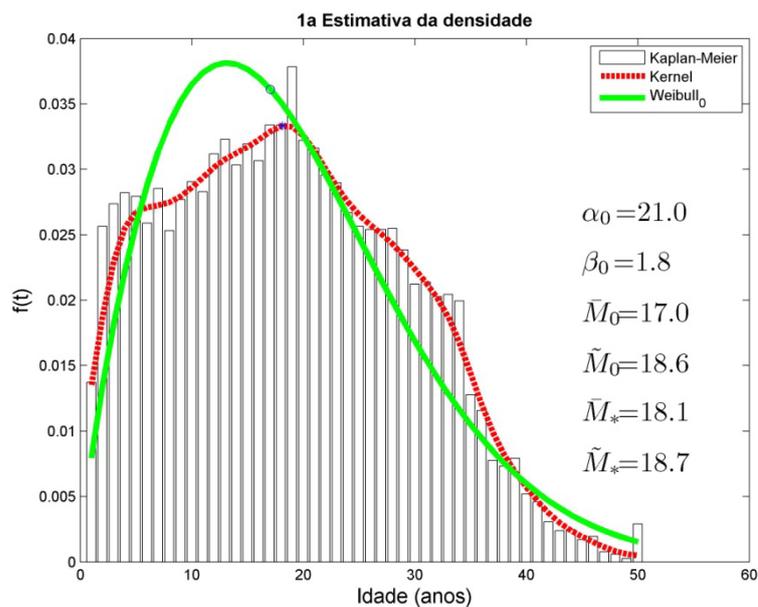
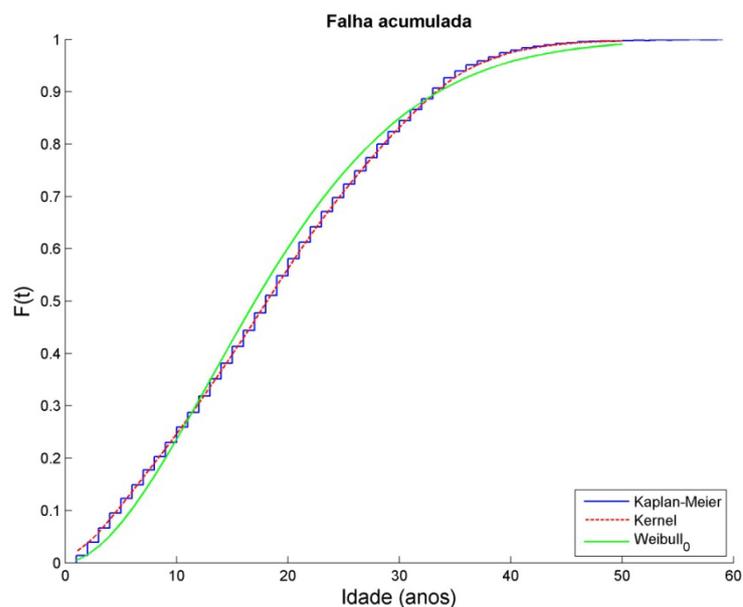


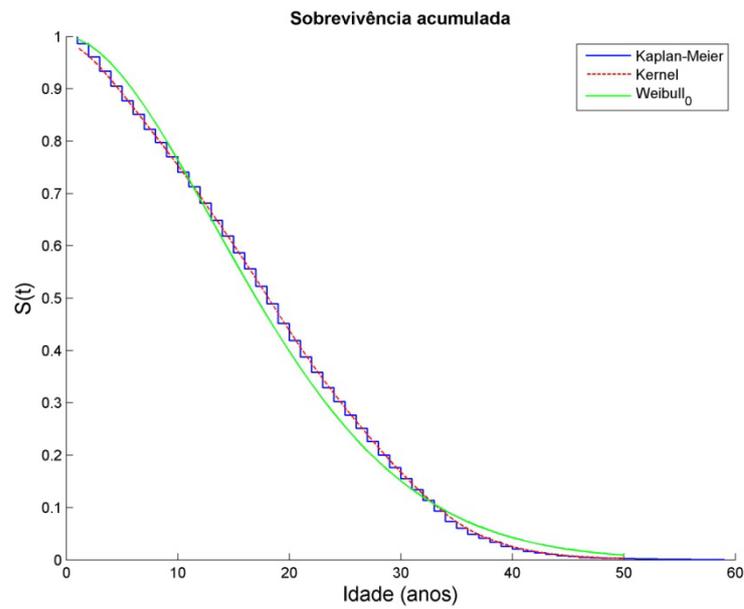
Figura 4.38. Função densidade de probabilidade (C4)

Fonte: Elaboração própria.

Figura 4.39. Função probabilidade de falha acumulada $F(t)$ (C4)

Fonte: Elaboração própria.

A Figura 4.39 mostra a função de probabilidade acumulada de falha e a Figura 4.40 mostra a função complementar com a probabilidade acumulada de sobrevivência dos transformadores.

Figura 4.40. Função de sobrevivência acumulada $S(t)$ (C4)

Fonte: Elaboração própria.

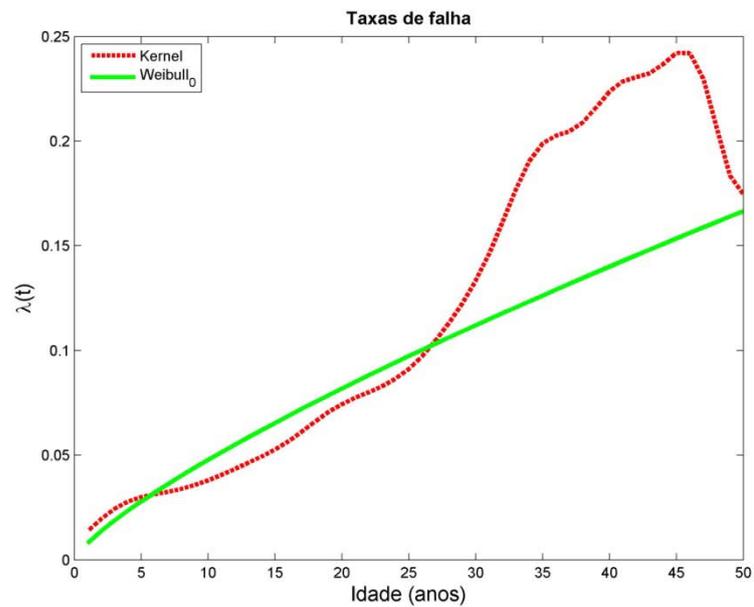


Figura 4.41. Função taxa de falha não paramétrica (C4)

Fonte: Elaboração própria.

A função taxa de falha paramétrica foi calculada a partir dos parâmetros (α_0 e β_0) pela Equação 2.11 e a taxa de falha não paramétrica foi obtida pela aplicação da definição teórica sobre os dados usando a Equação 2.7 (Figura 4.41).

Para este tipo de transformador o ponto de máximo para limitar a escala de ajuste da função não paramétrica está mostrado na Figura 4.42, onde foi obtido o limite de 33 anos.

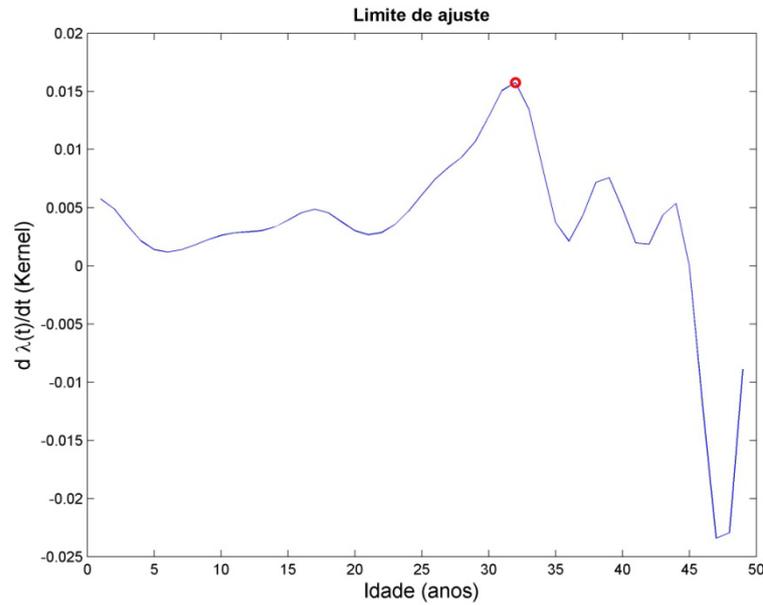


Figura 4.42. Diferencial da Taxa de falha $h'(t)$ (C4)

Fonte: Elaboração própria.

A Figura 4.43 compara as taxas de falha acumuladas da função Weibull e Kernel para este tipo de transformadores.

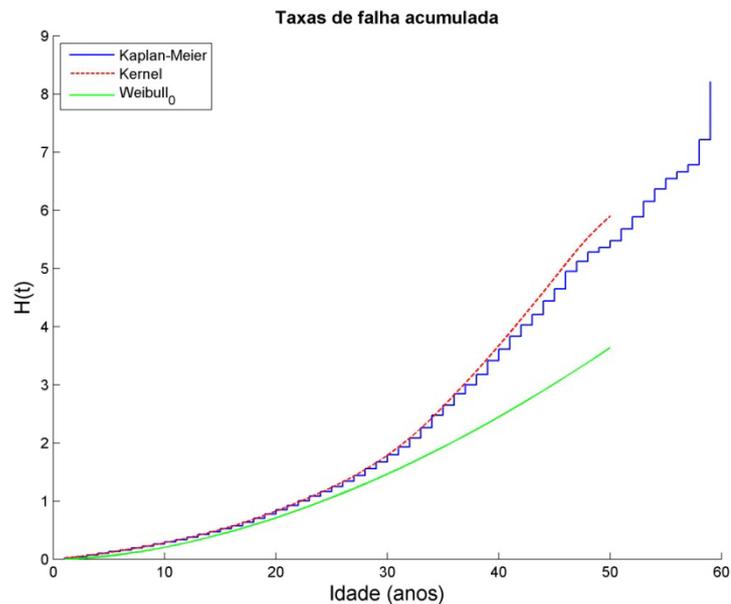


Figura 4.43. Taxa de falha acumulada $H(t)$ (C4)

Fonte: Elaboração própria.

Com o melhor ajuste entre as curvas de falha paramétricas e não paramétrica foram obtidos os parâmetros das distribuições Weibull 1, Weibull 2 e Weibull 3 e definida a “Curva da Banheira” deste tipo de transformador (Figura 4.44).

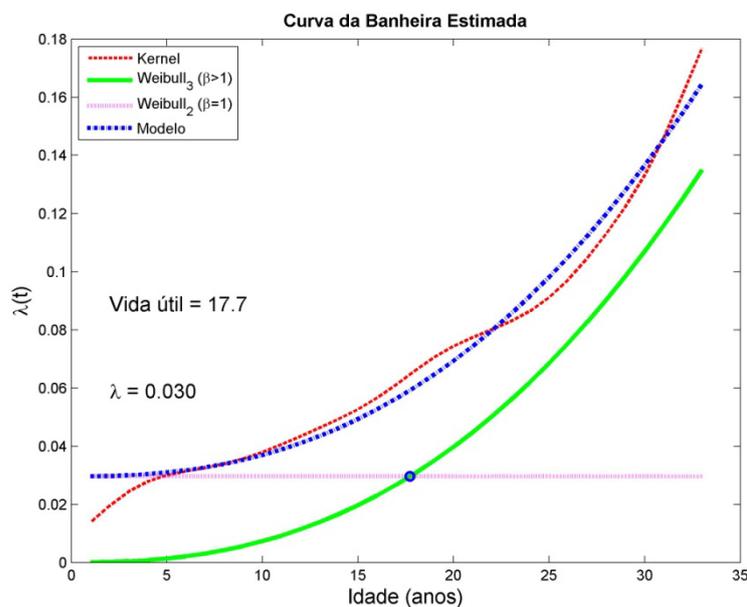


Figura 4.44. Ajuste das funções paramétrica e não paramétrica (C4)

Fonte: Elaboração própria.

A Figura 4.45 mostra as novas funções de densidade de probabilidade calculadas com os parâmetros obtidos do ajuste. No gráfico se nota o ponto de vida característica definido pela moda da distribuição de Weibull 3 da fase de envelhecimento.

Os parâmetros das funções de Weibull para cada uma das fases da vida do equipamento estão dispostos na Tabela 4.6.

Tabela 4.6. Parâmetros das distribuições (C4)

Fase	Curva	Área	Peso	Scala	Forma
Vida útil	Weibull 2	$A_2 = 0,48$	$\omega_2 = 0,86$	$\alpha_2 = 33,8$	$\beta_2 = 1,0$
Envelhecimento	Weibull 3	$A_3 = 0,52$	$\omega_3 = 0,53$	$\alpha_3 = 30,6$	$\beta_3 = 3,4$

Fonte: Elaboração própria.

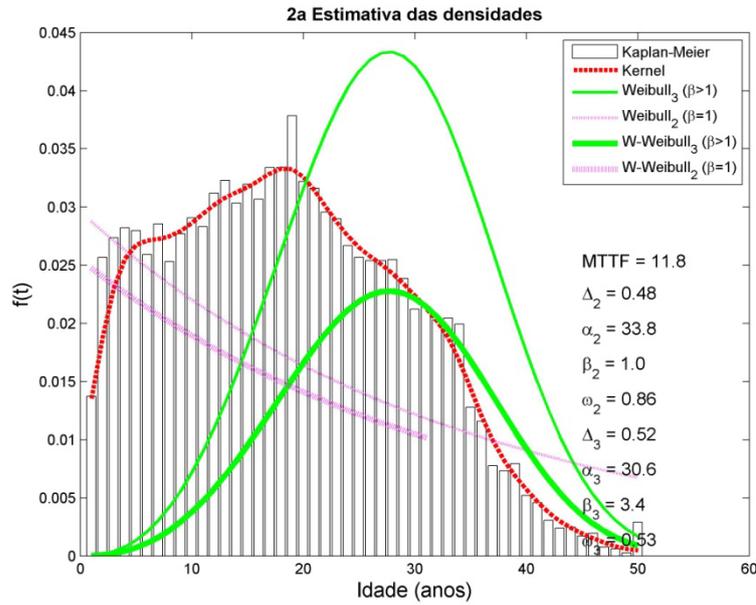


Figura 4.45. Densidades de probabilidade paramétricas do modelo (C4)

Fonte: Elaboração própria.

A função de VUR deste tipo de transformador indica que para o tempo igual a um ano, a expectativa de vida dos os equipamentos que falharão por envelhecimento (não reparáveis) é igual a 25,9 anos e para os equipamentos que terão falhas durante a vida útil (reparáveis) a expectativa é de 26,5 anos.

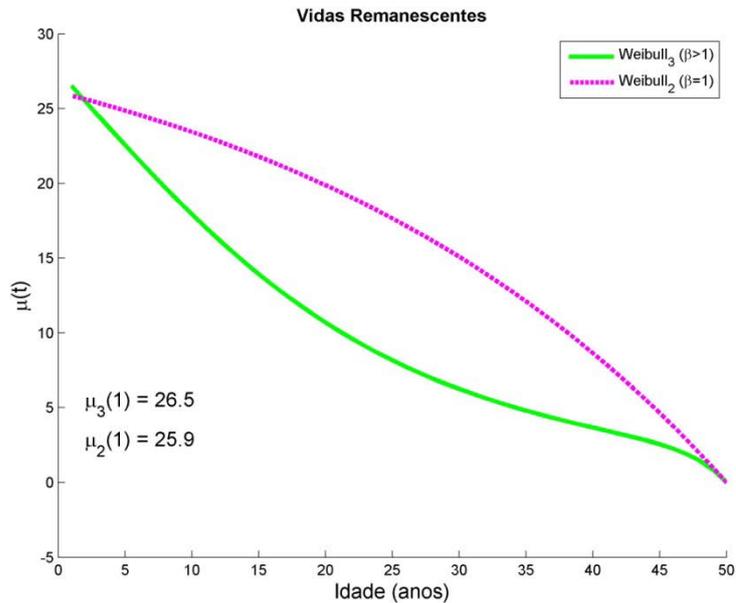


Figura 4.46. VUR por tipo de falha do modelo (C4)

Fonte: Elaboração própria.

O modelo econômico comparativo dos custos anualizados para o equipamento em questão está mostrado na Figura 4.47.

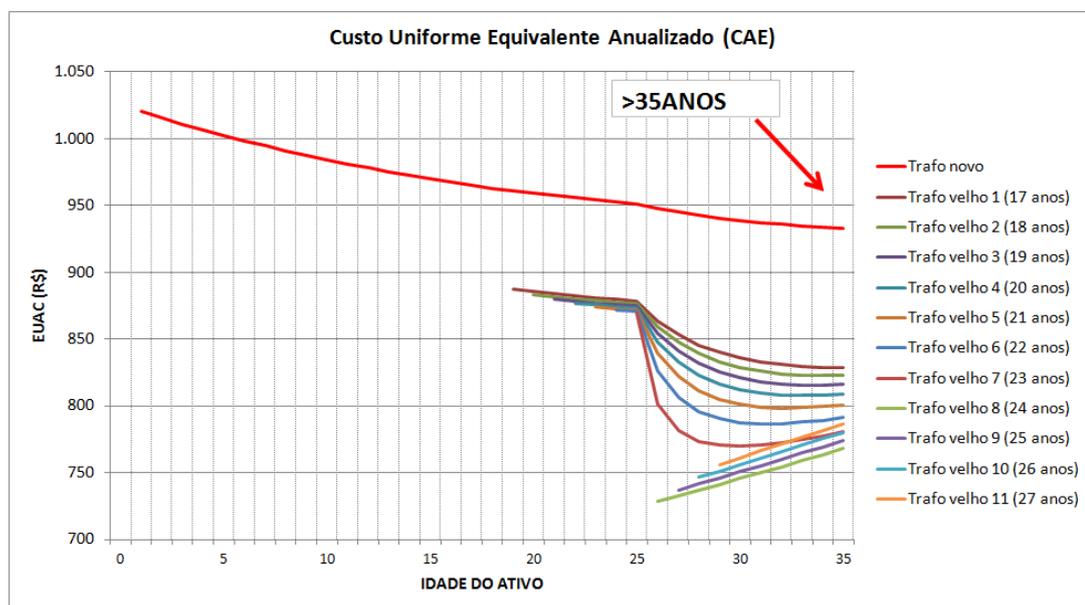


Figura 4.47. Ponto de troca (C4)

Fonte: Elaboração própria.

O modelo do custo anualizado, neste caso, indica que os custos anuais do transformador velho não superam os custos anuais do transformador novo, logo, neste caso sugere-se **manter o transformador velho até ocorrer uma falha não reparável**.

A vida útil obtida da curva da banheira é igual a 17,7 anos e a vida característica igual a 30,6 anos. A partir do modelo econômico esperava-se que o equipamento fosse substituído entre estes dois períodos, no entanto, a taxa de falha é relativamente baixa comparada à dos outros transformadores, logo o custo operacional não se eleva tanto.

5 Resultados e Discussão

Nesta seção são apresentados os resultados do trabalho, posteriormente discutidos.

Na seção 5.1 são abordados os tipos de baixa identificados no sistema de manutenção da COPEL e classificados conforme os fatores de substituição identificados. A importância das causas indica quais foram as mais representativas.

Na seção 5.2 são comparados resultados obtidos em função do tipo de amostra de transformadores utilizada no cálculo, sendo que elas vão diminuindo em tamanho e aumentando na especificidade (baixados, avariados e sucateados).

Três possibilidades de amostras foram testadas sendo:

1. Dados de bens baixados: incluem os cinco fatores de falha identificados;
2. Dados de bens avariados: incluem apenas o fator de falha físico;
3. Dados de bens sucateados: incluem apenas a falha não reparável;

Para as mesmas amostras também foram testados os modelos de ajuste sendo:

1. Modelo M3W5P ajustado com 3 curvas e 5 parâmetros;
 2. Modelo M3W3P ajustado com 3 curvas e 3 parâmetros;
 3. Modelo M2W3P2P ajustado com 2 curvas, 3 parâmetros e 2 pesos;
-

5.1 Tipos de baixas de transformadores

A Tabela 4.7 apresenta a classificação dos motivos de baixas usados pelo sistema de manutenção de transformadores da COPEL nos fatores de substituição mapeados pela Figura 3.2.

Existem 75 descrições de serviços que podem levar à baixa de transformadores de distribuição da rede. Elas são identificadas por códigos que são usados para as Ordens de Execução de Serviços (OES) que podem ocorrer para serviços de inspeção, de apoio à construção, de manutenção programada ou de manutenção de urgência.

Embora hajam inúmeros serviços que levam à baixa do ativo, na amostra de aproximadamente 76 mil OES analisadas 73,8% se devem à avaria ou queima de transformadores, ou seja, o principal motivo está relacionado com o fim da vida útil do equipamento e apresenta um tempo de falha.

Os motivos mais representativos para a baixa de transformadores são:

- 1º. Substituição de transformador queimado / avariado
- 2º. Retirada de transformador ocioso
- 3º. Remanejamento de transformador
- 4º. Substituição de transformador por sobrecarga
- 5º. Roubo de transformador
- 6º. Abaloamento de poste

Dada a devida importância aos eventos, nota-se que os fatores funcionais e os fatores externos interferem na continuidade do serviço como os fatores físicos, demandando serviços e materiais. Entretanto, como esperado, a intervenção das equipes de serviço na rede ocorre em maior frequência para substituir transformadores queimados ou avariados.

Logo: o fator físico inclui falhas reparáveis e não reparáveis; o fator externo inclui falhas reparáveis; e o fator cronológico inclui falhas reparáveis. Particularmente, o fator funcional deve ser classificado previamente.

Tabela 4.7. Baixas de ativos, fatores, causas e importância

Código	Descrição da baixa ou serviço	Fator	Causa	Importância
3	Erosão	Cronológico	Deterioração	0,0%
4	Corrosão	Cronológico	Corrosão	0,0%
7	Poluição	Cronológico	Contaminação	#N/A
33	Substituição de isoladores	Cronológico	Deterioração	0,1%
34	Substituição de cruzetas	Cronológico	Deterioração	0,2%
20	Substituição transformador queimado / avariado	Físico	Fadiga	73,8%
29	Substituição descar.chifres por para raio	Físico	Fadiga	0,1%
30	Poste quebrado por rompimento de condutor	Físico	Fadiga	0,1%
32	Substituição de condutores	Físico	Fadiga	0,0%
36	Condutor rompido	Físico	Fadiga	0,1%
40	Substituição de poste com transformador avariado	Físico	Fadiga	0,3%
54	Substituição de espaçador losangular	Físico	Fadiga	0,0%
57	Substituição de cabo 4 na AT rural	Físico	Fadiga	#N/A
61	Acompanhamento de carga alta	Físico	Fadiga	#N/A
91	Substituição – manutenção de equipamentos	Físico	Fadiga	0,0%
1	Vendaval	Externo	Ação do ambiente	0,5%
2	Roubo (outros)	Externo	Ação do homem	0,7%
5	Poda em linha viva	Externo	Ação do ambiente	0,0%
6	Maresia	Externo	Ação do clima	0,0%
8	Vandalismo	Externo	Ação do homem	0,1%
9	Incêndio e queimadas	Externo	Ação do ambiente	0,0%
10	Abalroamento de poste	Externo	Ação do homem	0,9%
11	Acidente com terceiros	Externo	Ação do homem	0,0%
12	Objetos na rede	Externo	Ação do homem	0,0%
13	Árvore na rede	Externo	Ação do ambiente	0,1%
14	Inundação	Externo	Ação do ambiente	0,0%
15	Inspeção	Externo	Ação do homem	0,0%
16	Atendimento a empresas de telefonia e tv	Externo	Ação do homem	#N/A
17	Atendimento a empresa de saneamento	Externo	Ação do homem	0,0%
18	Atendimento a ligações temporárias	Externo	Ação do homem	0,0%
26	Cabo / ramal baixo	Externo	Ação do ambiente	0,0%
31	Chapeamento de poste	Externo	Ação do ambiente	0,0%
35	Aprumar poste	Externo	Ação do ambiente	0,0%

Código	Descrição da baixa ou serviço	Fator	Causa	Importância
41	Serviços solicitados pelo COD a manutenção	Externo	Ação do homem	0,4%
44	Auxílio a equipe própria	Externo	Ação do homem	0,1%
45	Auxílio a equipe de empreiteira	Externo	Ação do homem	0,0%
49	Roubo de cabos	Externo	Ação do homem	0,0%
50	Roubo de transformador	Externo	Ação do homem	3,2%
51	Manutenção Preventiva – poda de árvore	Externo	Ação do ambiente	0,1%
52	Manutenção Preventiva – roçada	Externo	Ação do ambiente	0,0%
55	Danos causados – exceto poste	Externo	Ação do ambiente	0,1%
58	Substituição de poste protendido	Externo	Ação do homem	0,0%
59	Programa rede limpa	Externo	Ação do ambiente	0,1%
62	Retirada de abelhas em poste	Externo	Ação do ambiente	#N/A
64	Atendimento a entidades governamentais	Externo	Ação do homem	0,0%
66	Danos causados por contratados	Externo	Ação do homem	#N/A
97	Substituição – obras	Externo	Ação do homem	0,0%
19	Substituição de postes	Funcional	Melhoria	0,7%
21	Substituição de transformador por sobrecarga	Físico	Fadiga	2,7%
22	Aterramento de transformador	Funcional	Melhoria	0,0%
23	Substituição de chave fusível	Funcional	Defeito	0,1%
24	Manutenção de chave fusível	Funcional	Melhoria	0,0%
25	Equipamento especial	Funcional	Melhoria	0,0%
27	Manobra para localização de falha	Funcional	Defeito	0,1%
28	Seccionamento / aterramento de cercas	Funcional	Melhoria	0,0%
37	Coordenação de elo fusível	Funcional	Melhoria	0,0%
38	Remanejamento de transformador	Funcional	Melhoria	3,8%
39	Manutenção de rede BT	Funcional	Inadequação	0,1%
42	Separação aterramentos AT e BT em RDR	Funcional	Melhoria	0,0%
43	Programa DEC / FEC	Funcional	Melhoria	0,0%
46	Programação de instalação anti-pássaro	Funcional	Melhoria	#N/A
47	Instalação Ret. Mangueira em condutor BT	Funcional	Melhoria	#N/A
48	Retirada transformador ocioso	Funcional	Inadequação	7,1%
53	Manutenção Preventiva – Substituição de Para-raio	Funcional	Melhoria	0,0%
56	Regularização de estai	Funcional	Melhoria	0,0%
60	Programa de regularização de riscos	Funcional	Melhoria	0,0%
63	Manutenção de chave fusível religadora	Funcional	Melhoria	0,0%

Código	Descrição da baixa ou serviço	Fator	Causa	Importância
65	Inspeção termográfica com veículo	Funcional	Melhoria	#N/A
67	Proteção de ramais monofásicos	Funcional	Melhoria	#N/A
92	Substituição – manutenção de RDS	Funcional	Melhoria	4,1%
93	Substituição – manutenção de SE	Funcional	Melhoria	0,0%
94	Substituição – manutenção civil	Funcional	Melhoria	#N/A
95	Substituição – limpeza do sistema	Funcional	Melhoria	#N/A
96	Substituição – instalação de ramais	Funcional	Melhoria	#N/A
90	Outros			#N/A

5.2 Comparação da amostra

5.2.1 Amostra de bens baixados

O principal aspecto entre o M3W3P e M3W5P é o α comum no primeiro, o que eleva a CFR, empurra o ponto de vida útil para frente e a curva do modelo fica mais elevada. O M2W3P2P insere a ponderação das curvas para explicar a densidade. Apesar de incluir todos os fatores de substituição, os modelos funcionam normalmente para os bens baixados.

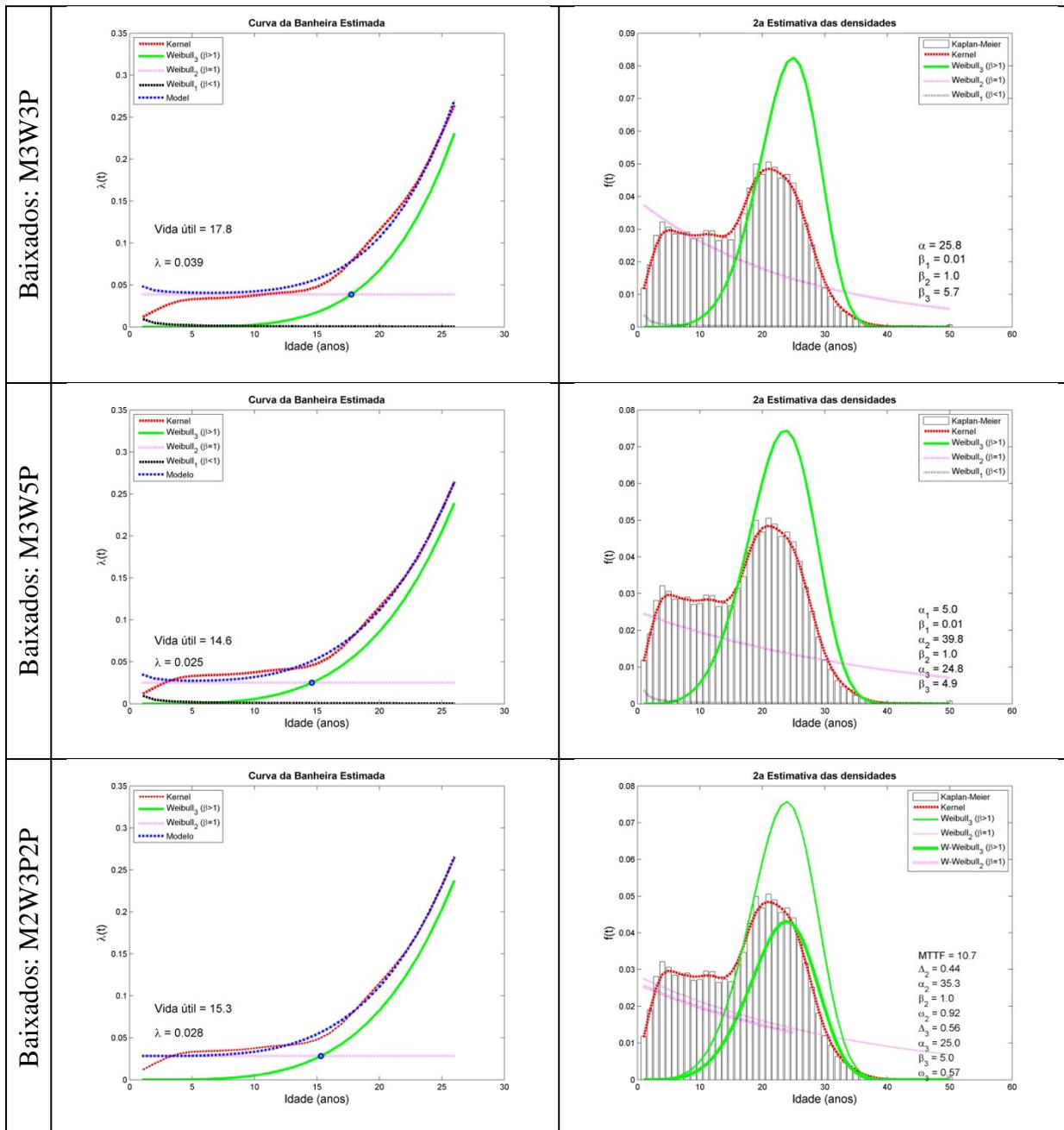


Figura 5.1. Transformadores Baixados (C1)

5.2.2 Amostra de bens avariados

O modelo também funciona para a amostra com transformadores avariados separados pelo fator físico. A CFR do M3W3P é um pouco maior que do M3W5P como na amostra de bens baixados. Todos os parâmetros são próximos e o M2W3P2P bem aderente aos dados reais.

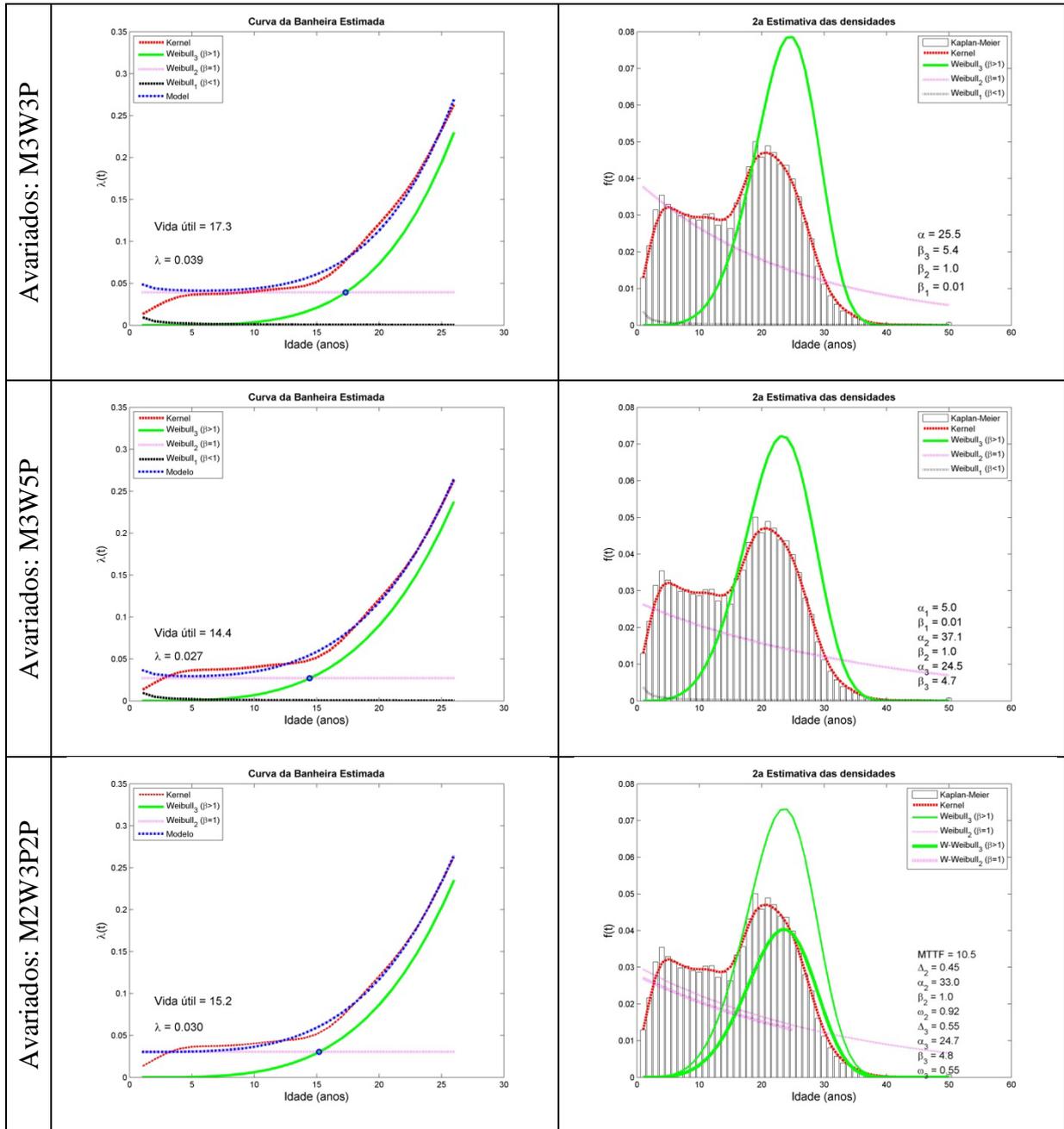


Figura 5.2. Transformadores Avariados (C1)

5.2.3 Amostra de bens sucateados

Quando usada amostra mais específica M3W3P o M3W5P responde melhor a IFR reduzindo a CFR. O M3W3P aumenta a CFR e apresenta maior erro na IFR. O M2W3P2P ajusta bem os dados reais com a ponderação e encontra uma CFR intermediária entre os outros modelos e inferior às amostras dos bens baixados e avariados. Este fato é aceitável uma vez que o processo tenta isolar as falhas de envelhecimento.

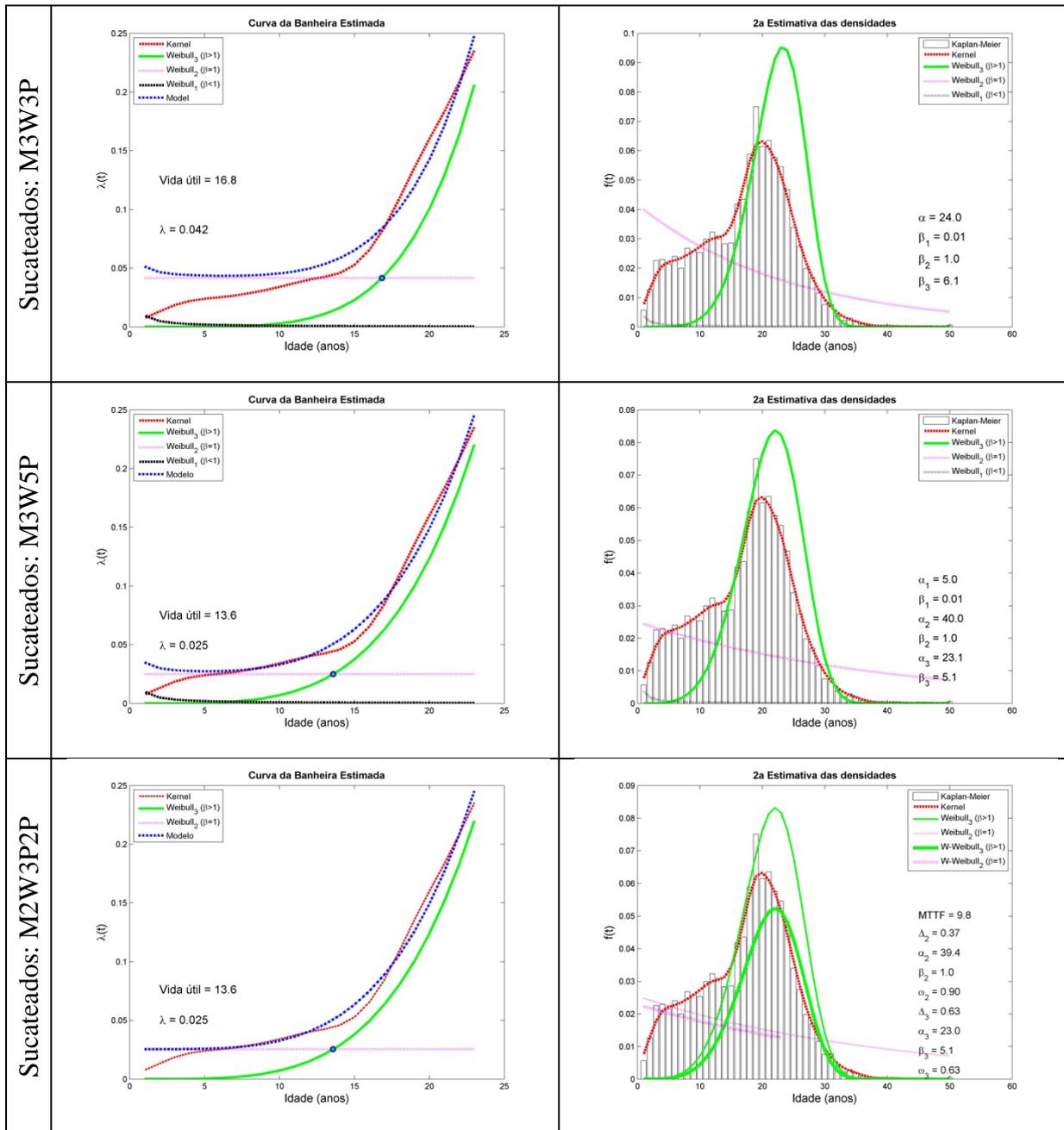


Figura 5.3. Transformadores Sucateados (C1)

5.3 Comparação dos modelos para bens avariados

5.3.1 Transformador monofásico, rural, 13,2 kV (C1)

O M3W5P produz menor CFR e menor vida útil. A vida útil tem um valor intermediário no M2W3P2P, sendo 15 anos um limite para 13,2 kV. A vida característica é aproximadamente igual a 25 anos.

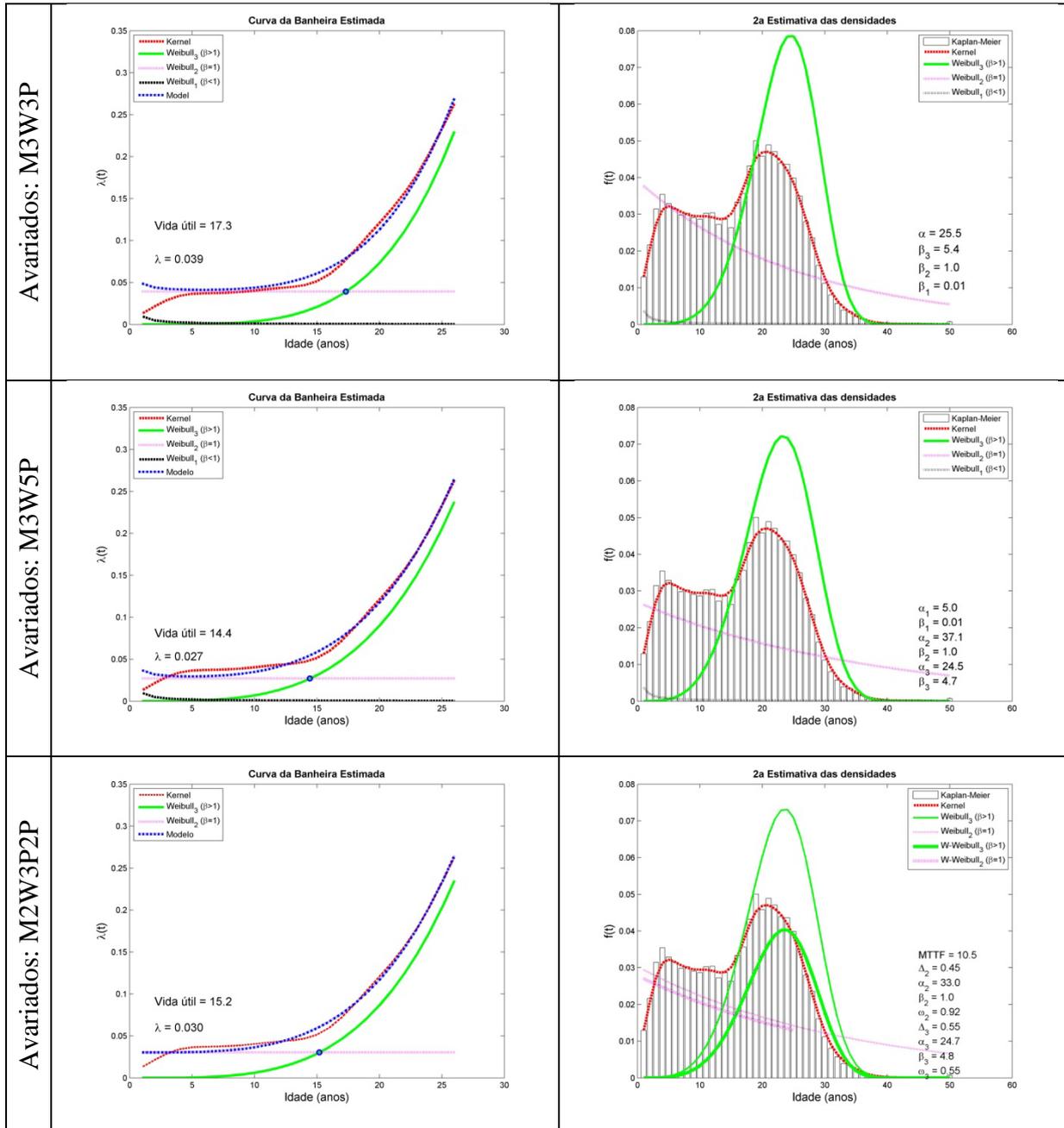


Figura 5.4. Comparação dos resultados para M3W3P, M3W5P e M2W3P2P (C1)

5.3.2 Transformador monofásico, rural, 19,0 kV (C2)

A vida útil para transformadores de 19,0 kV é próxima daquela de 13,2 kV para redes monofásicas rurais. A vida característica também aproxima 25 anos. Logo estes níveis de tensão para transformadores monofásicos rurais determinam a mesma vida útil.

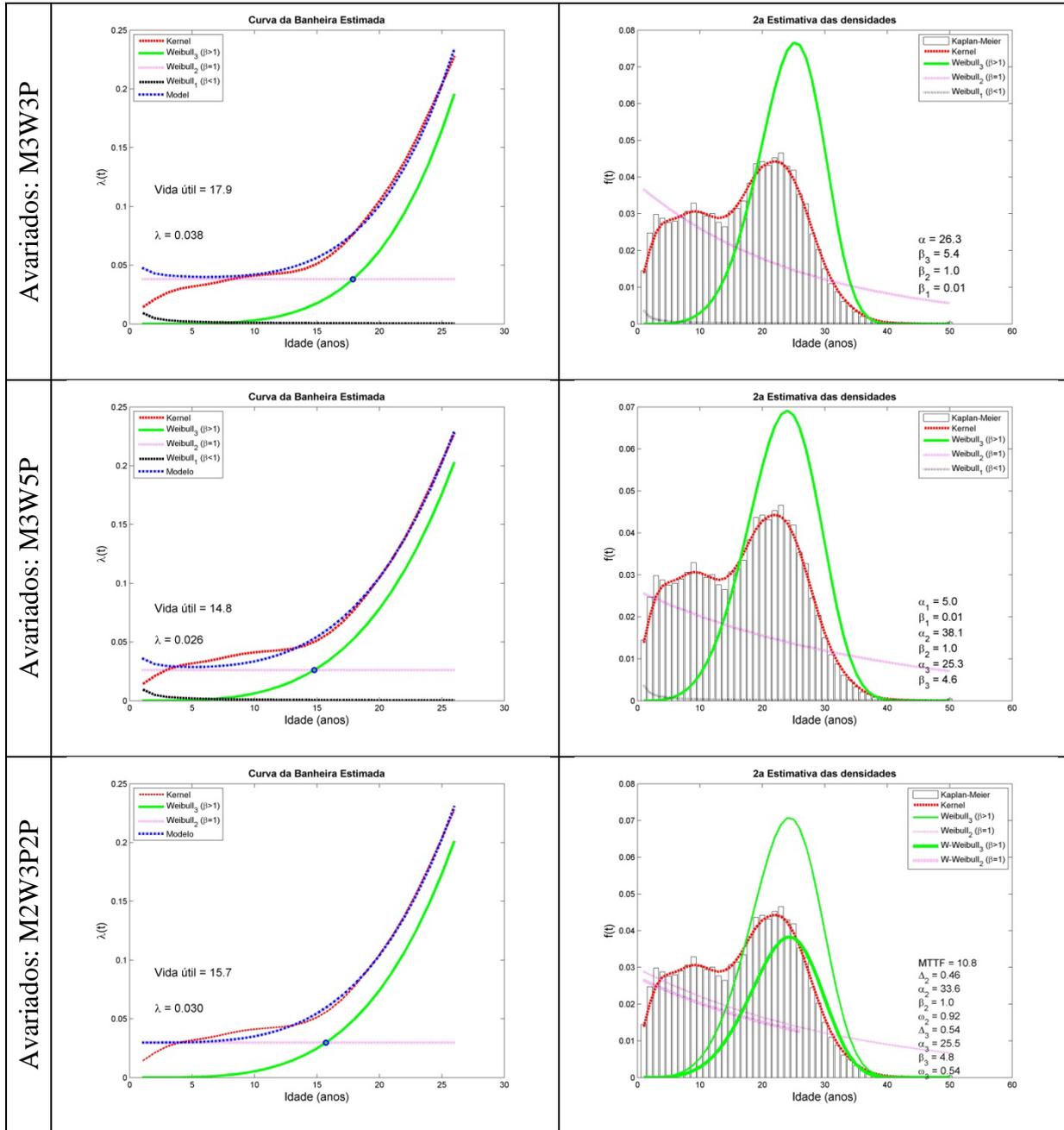


Figura 5.5. Comparação dos resultados para M3W3P, M3W5P e M2W3P2P (C2)

5.3.3 Transformador trifásico, rural, 33,0 kV (C3)

Ao mudar para o nível de 33,0 kV nas redes rurais, as linhas são trifásicas e por isso melhor equilibradas. A vida útil é maior e bem determinada no M3W5P e no M2W3P2P. O M3W3P não ajusta bem os parâmetros. Por enquanto pode-se dizer que a tensão de 33,0 kV e o número de fases são importantes para aumentar a vida útil e que o ambiente rural não.

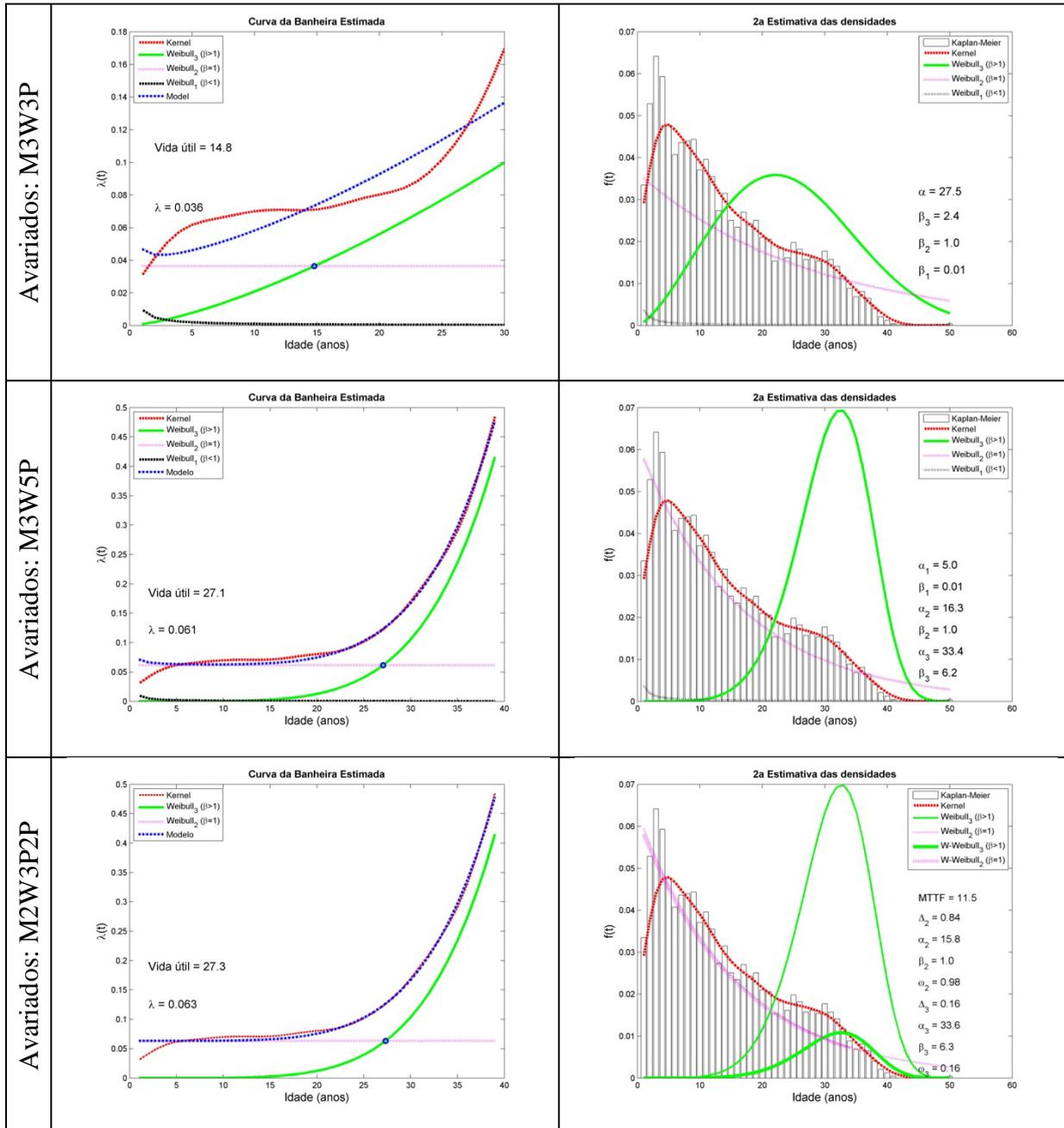


Figura 5.6. Comparação dos resultados para M3W3P, M3W5P e M2W3P2P (C3)

5.3.4 Transformador trifásico, urbano, 13,2 kV (C4)

Para o nível de 13,2 kV na rede urbana a vida útil é próxima da rede rural monofásica, aqui 18 anos. A CFR é praticamente a mesma e a IFR é bem ajustada. Pode-se dizer então que a vida útil de transformadores da rede trifásica, urbana, 13,2 kV é um pouco superior à vida útil daqueles na rede monofásica de 13,2 ou 19,0 kV.

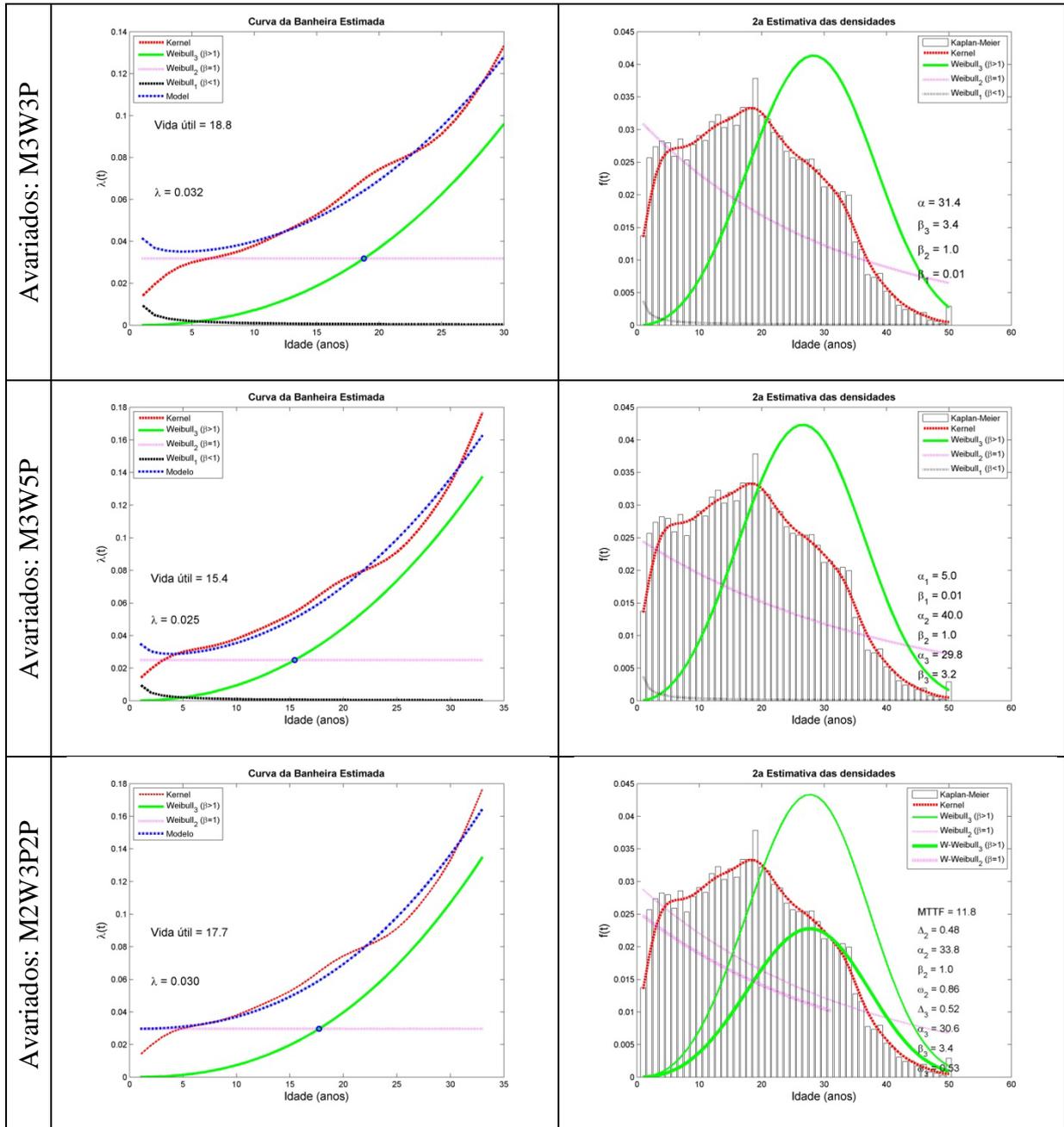


Figura 5.7. Comparação dos resultados para M3W3P, M3W5P e M2W3P2P (C4)

5.4 Análise de sensibilidade do Modelo Econômico

Apresenta-se o caso base com as premissas iniciais, como no corpo do relatório. A partir destas condições são alteradas as variáveis do modelo: WACC, vida útil regulatória e o custo de reparo e observados os efeitos sobre o mínimo custo anual equivalente (CAE).

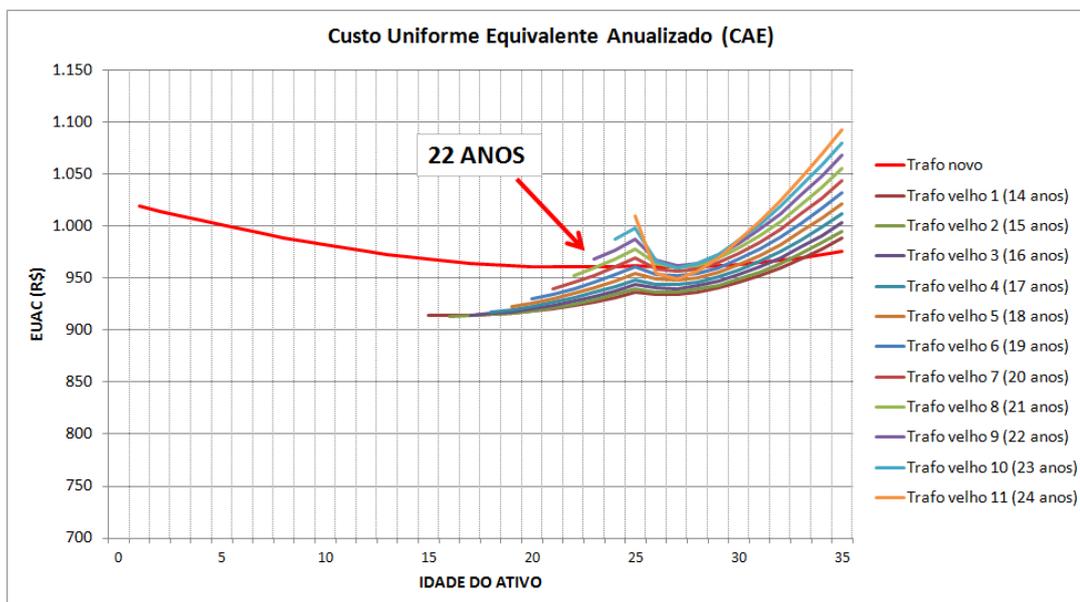


Figura 5.8. Ponto de troca (caso base)

Aumentando o WACC de 7% para 9% a substituição fica inviabilizada devido à elevação dos custos anualizados, mais fortemente no equipamento novo.

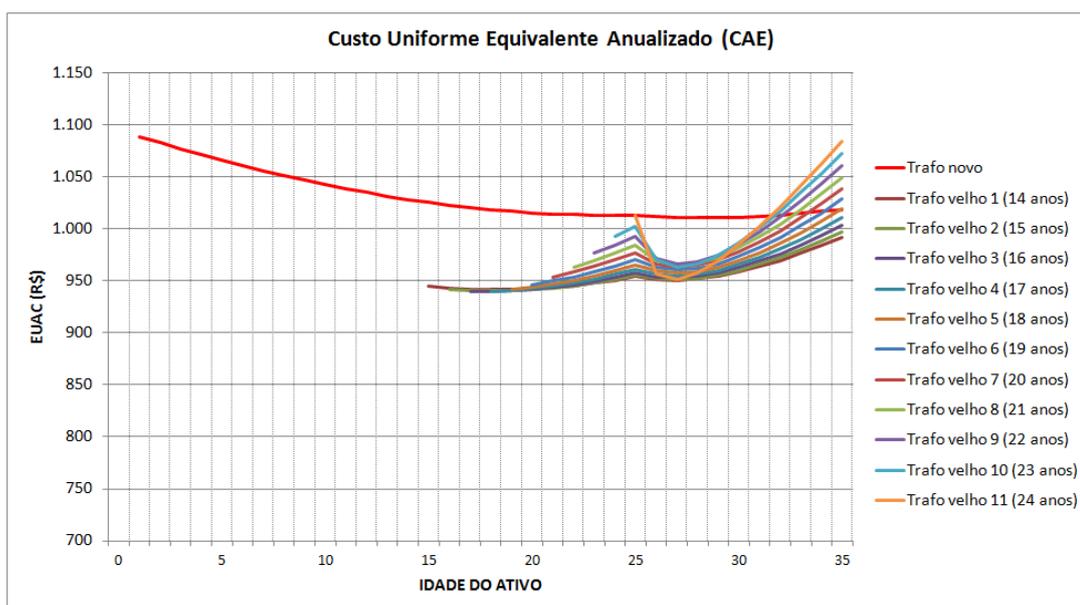


Figura 5.9. Ponto de troca (WACC 9%)

Diminuindo o WACC de 7% para 5% a substituição é antecipada devido à redução dos custos anualizados.

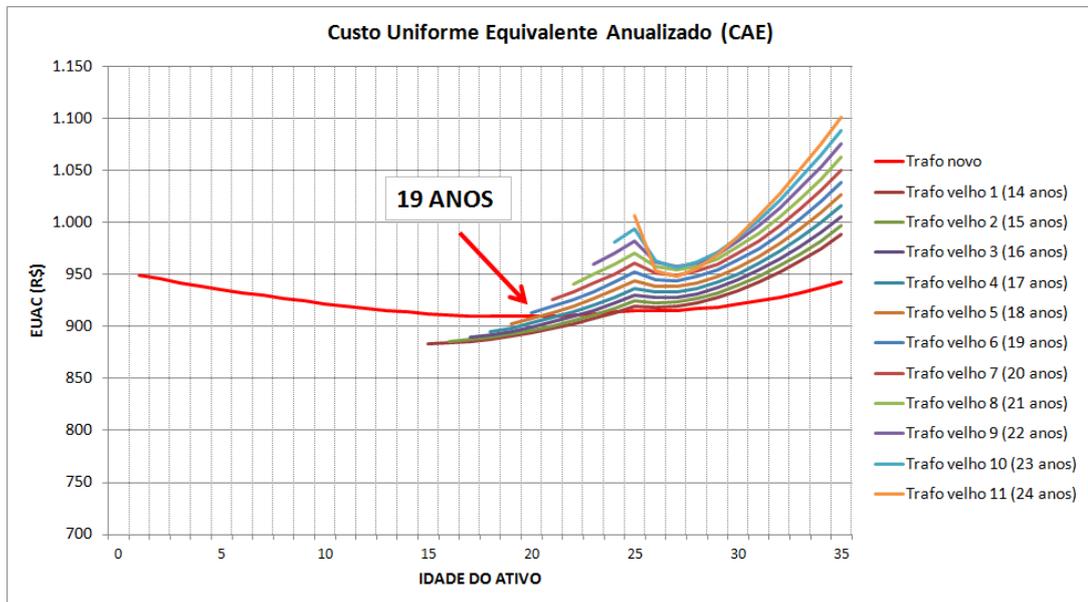


Figura 5.10. Ponto de troca (WACC 5%)

Diminuindo a vida útil regulatória de 25 para 20 anos o equipamento em uso tem valor contábil depreciado cinco anos antes o que também inviabiliza a substituição pelo novo.

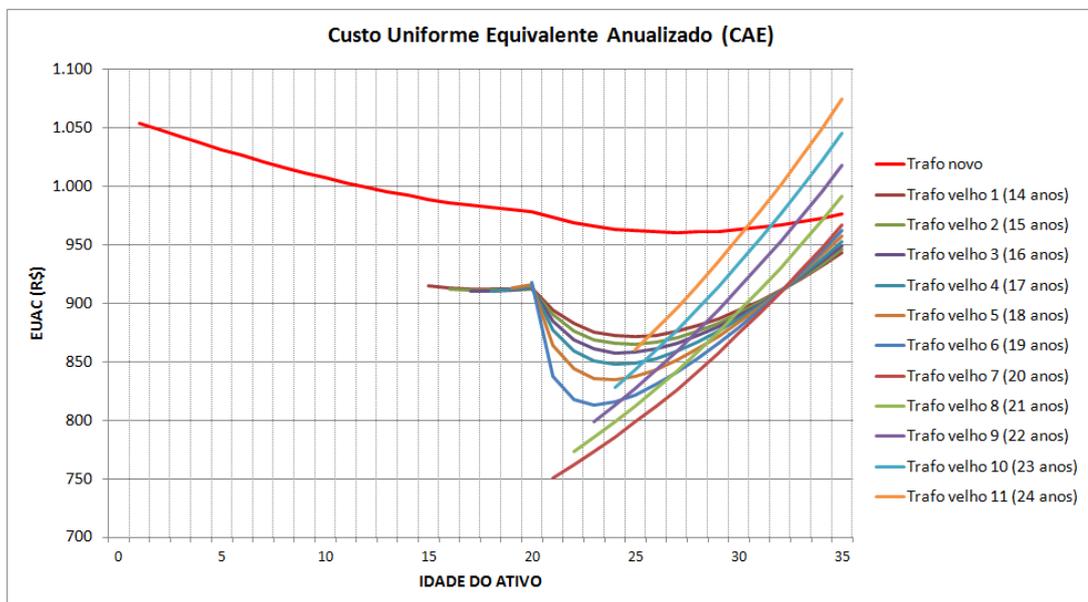


Figura 5.11. Ponto de troca (Vida Útil regulatória 20 anos)

Aumentando a vida útil regulatória de 25 para 29 anos o equipamento em uso tem valor contábil aumentado para depreciar em mais tempo, logo a troca ocorre um ano antes.

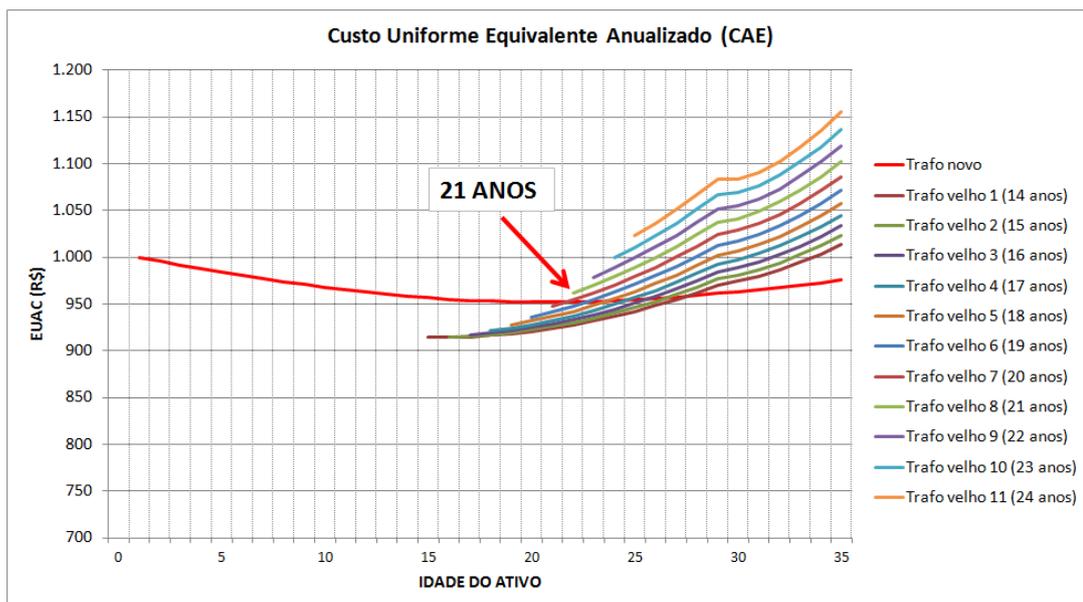


Figura 5.12. Ponto de troca (Vida Útil regulatória 27 anos)

Aumentando o custo de reparo para R\$2615,00 (custo do material elevado de 40% para 60% do novo) a substituição deve ocorrer dois anos antes, uma vez que aumenta o custo da manutenção.

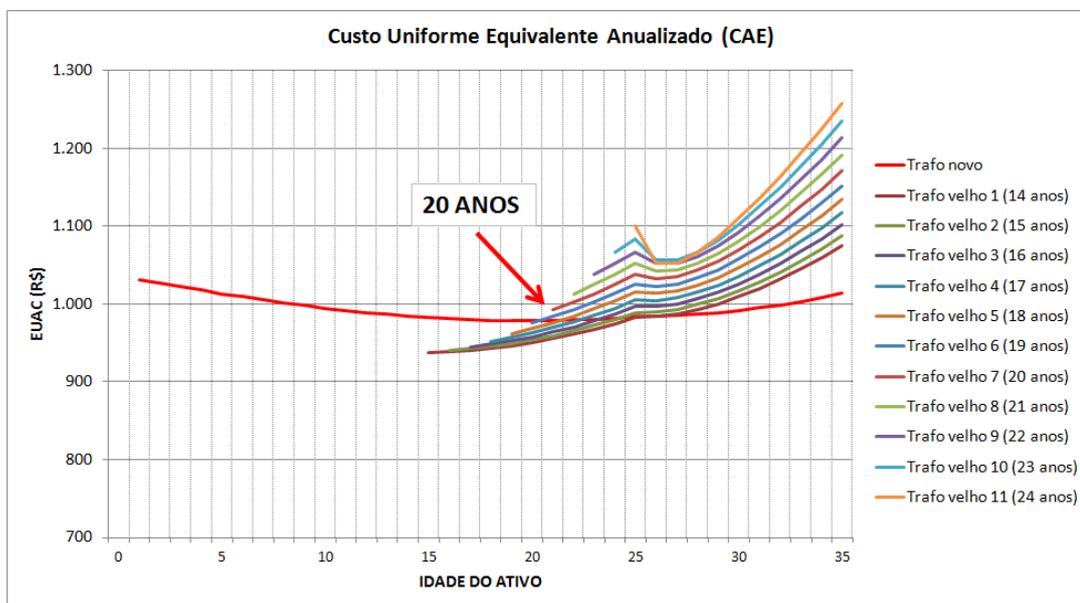


Figura 5.13. Ponto de troca (Material 60% do novo)

Reduzindo o custo de reparo para R\$1.215,00 (custo do material reduzido de 40% para 20% do novo) a substituição também é inviabilizada, uma vez que o custo de manutenção é barateado.

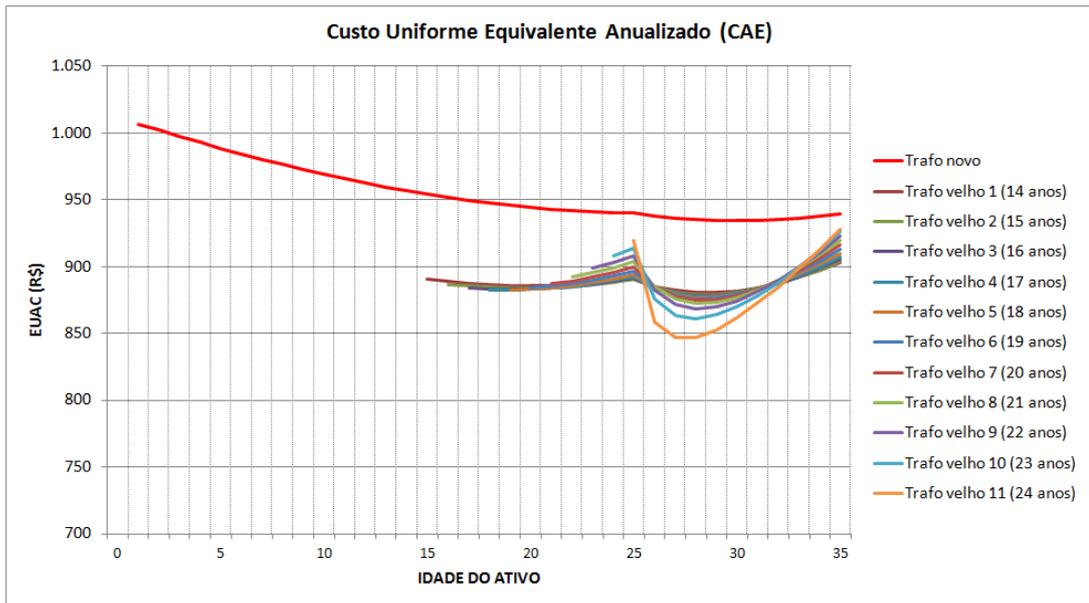


Figura 5.14. Ponto de troca (Material 20% do novo)

Aumentando a taxa de falha por envelhecimento (ω_3 de 0,55 para 0,80) a substituição deve ocorrer 3 anos antes, sendo que aumenta a elevação da taxa de falha antecipando a sua ocorrência.

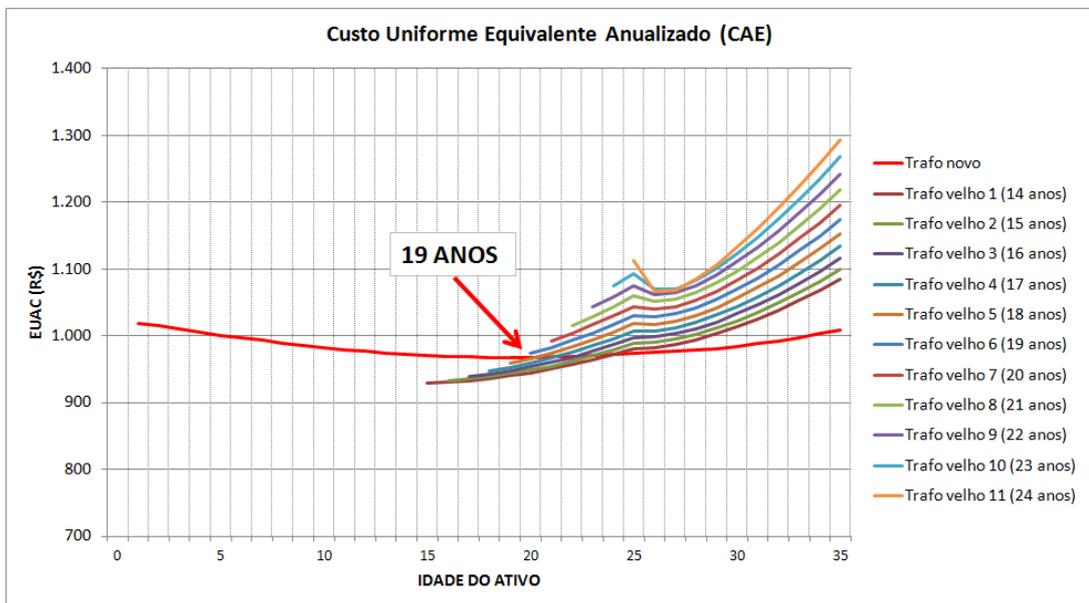


Figura 5.15. Ponto de troca (Peso $\omega_3 = 0,80$)

Se a taxa de falha por envelhecimento for reduzida (ω_3 de 0,55 para 0,30) a substituição não é viabilizada. Logo todo equipamento deve ser mantido em uso.

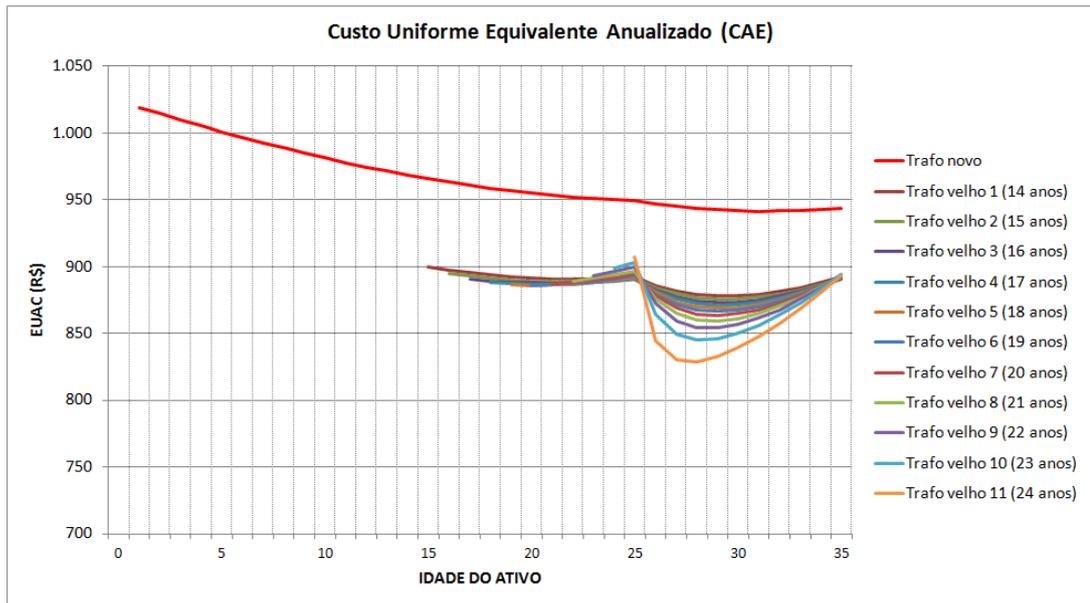


Figura 5.16. Ponto de troca (Peso $\omega_3 = 0,30$)

A alteração da taxa de falha constante (ω_2) durante o período de vida útil não sensibiliza o custo de operação do transformador.

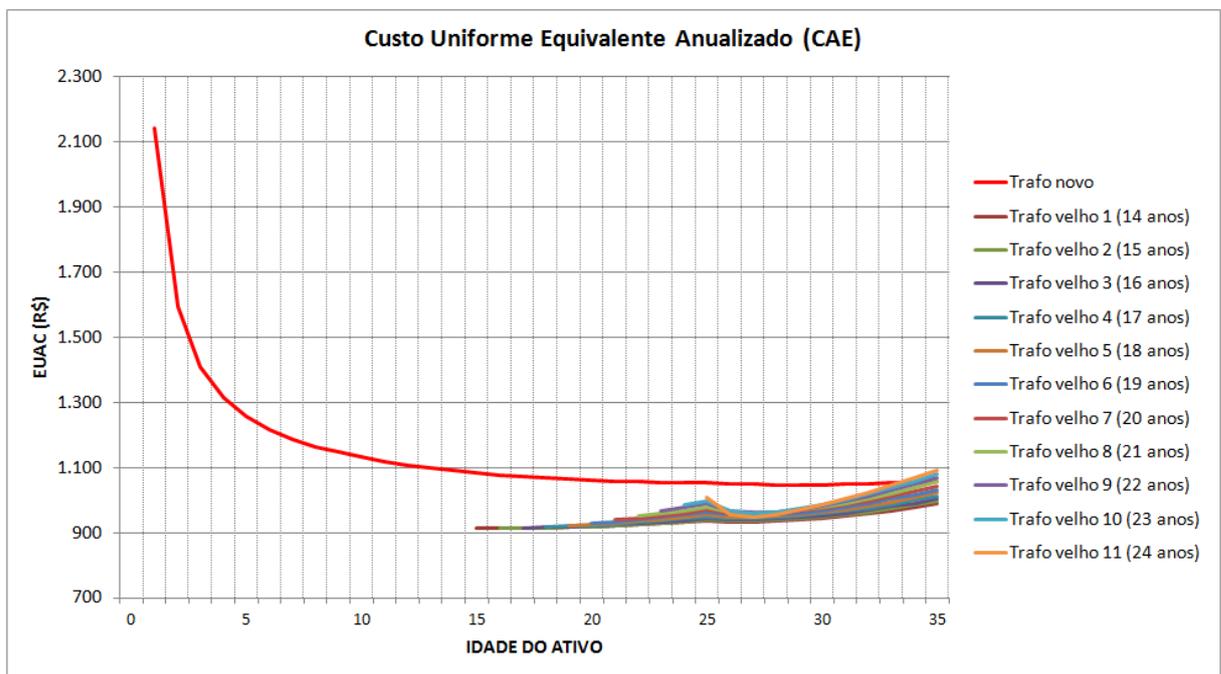


Figura 5.17. Ponto de troca (q de Tobin = 1,30)

Ao aumentar o q de Tobin de 1,0 para 1,3 o custo do equipamento novo torna-se superior ao do equipamento antigo durante toda a vida útil indicando que é mais barato

manter o equipamento antigo. No entanto, ao renovar o ativo com custo mais elevado a empresa garante maior lucratividade na operação.

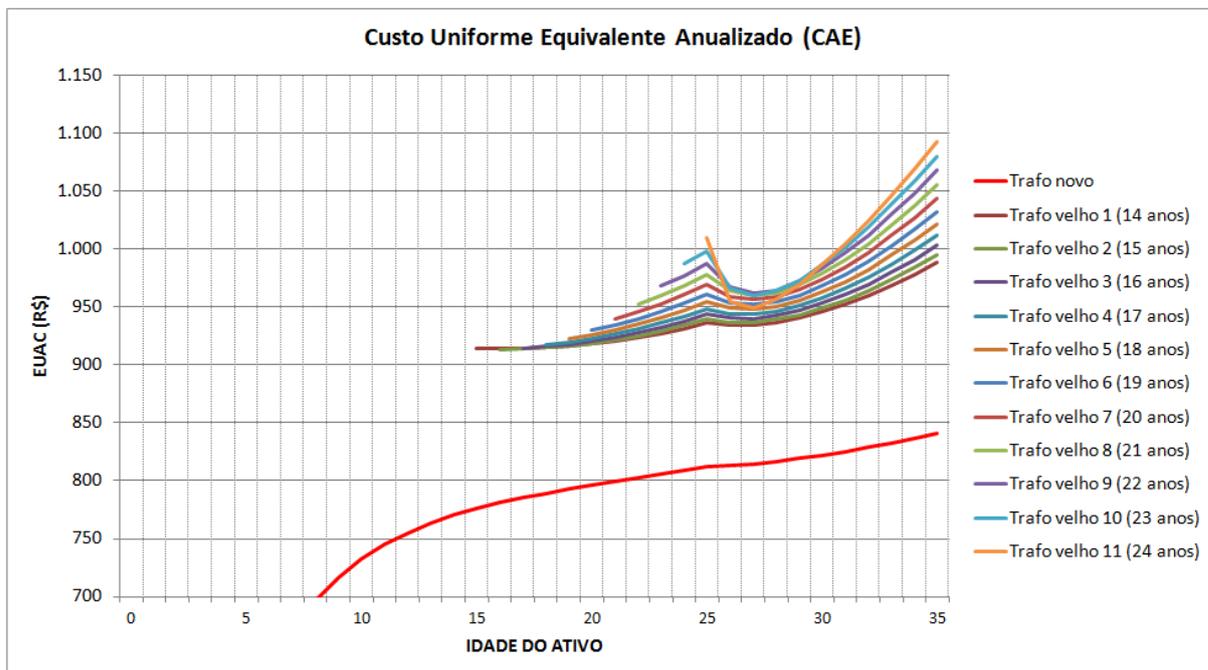


Figura 5.18. Ponto de troca (q de Tobin = 0,50)

Ao reduzir o q de Tobin de 1,0 para 0,5 o custo do equipamento novo torna-se inferior ao do equipamento antigo durante toda a vida útil, indicando que é mais barato substituir. Porém, o investimento realizado no equipamento antigo pode não ser totalmente recuperado.

5.5 Discussão

São discutidos aspectos da metodologia e dos resultados.

Na etapa do tratamento dos dados de entrada observou-se inicialmente que a classificação do tipo de baixa ainda é de difícil padronização no setor elétrico. Os procedimentos contábeis auxiliam nesta identificação através das ODDs, no entanto, ao identificar o tipo de baixa desta forma, incluem-se todos os fatores de substituição de ativos, o que certamente fará que falhas aleatórias sejam mais numerosas.

O sistema contábil identifica a movimentação do ativo nas empresas e o uso destas informações de contas e subcontas poderá auxiliar no aperfeiçoamento da aplicação do método para outros ativos e empresas. A Figura 5.19 ilustra esta movimentação dos ativos indicando as principais contas contábeis envolvidas. Nota-se que ao retirar um ativo da rede por ODD, existem seis sub-contas onde os ativos poderiam ser colocados dentro da conta do Almoxarifado Operacional. Dessas sub-contas os ativos desativados destinam-se à conta de Desativações (1219), porém ainda é necessário detalhar os fatores de substituição.

As empresas possuem diferentes sistemas para gestão dos ativos que tendem a ser unificados. O controle de bens de massa da forma individual ainda é um problema para o maior volume de ativos (condutor e poste), mas referindo-se à manutenção e controle comercial, os transformadores de distribuição e os medidores já permitem o rastreamento de forma.

O uso de informações do sistema contábil para calcular a vida útil de bens de massa requer alguns cuidados e validação principalmente das datas de movimentação.

O sistema contábil pode fornecer dados confiáveis para os bens individualmente, implementação do módulo de manutenção nos ERPs, permitá que alguns bens de massa sejam monitorados de forma individual. Neste sentido, a gestão dos ativos atuará com informações mais precisas (relacionadas com a taxa de falha) a respeito dos equipamentos que têm representatividade na BRR.

Na etapa de tratamento estatístico dos tempos de falha, observa-se que MTF tem sido muito usado para estimar a vida. Nele considera-se que os tempos de falha estejam distribuídos de forma que todas as observações expliquem o fenômeno do envelhecimento. Nesse modelo a principal função utilizada é a densidade de probabilidade de distribuição Normal ou Weibull.

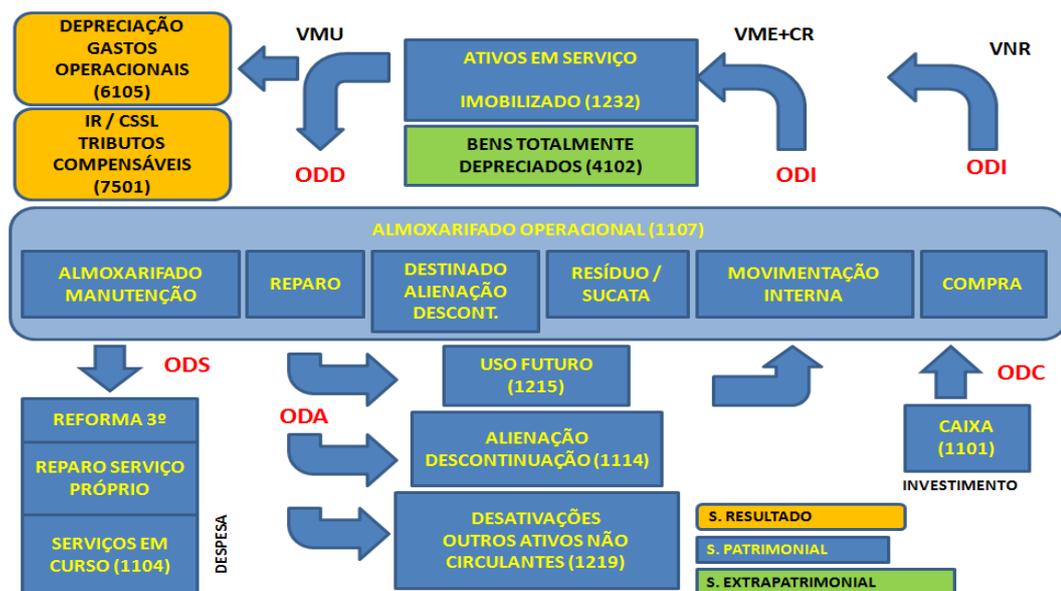


Figura 5.19. Movimentação de ativos com contas contábeis

Fonte: Elaboração própria.

A partir da organização dos tempos de falha na forma do MTV, foi possível identificar na função de taxa de falha que havia um ponto de inflexão de aumento da taxa de falha em função da idade, o que indicou a necessidade de explorar esta informação. Isto foi possível com a aplicação de outras funções da Confiabilidade, dando ênfase na função taxa de falha ao invés da função de densidade.

A representação dos dados reais com uma função não paramétrica também foi bastante explorada, partindo da estimação da função de sobrevivência pelo método de Kaplan-Meier. Neste trabalho foi utilizado um estimador não paramétrico da função de densidade, o estimador Kernel. A partir dele todas as outras funções foram obtidas teoricamente.

Muitos modelos de mistura já foram utilizados para representar a taxa de falha na forma da curva da banheira. O conceito destes modelos é aplicar um fator de ponderação para cada função, sendo o modelo a soma delas.

No caso prático da combinação de duas curvas, a ponderação ocorria das relações das áreas das funções de sobrevivência e teoricamente, a soma dos pesos iguala à unidade. No entanto, para intervalos de tempo finitos onde a taxa de falha constante não se iguala a zero dentro deste intervalo, a soma dos pesos é diferente da unidade para área unitária.

Este problema foi resolvido com a ponderação da relação entre a soma das áreas das funções de densidade paramétricas das subamostras e a área da função de densidade não paramétrica.

Para calcular a taxa de falha variável Moon (2006) apresentou um modelo de Weibull de dois períodos (CFR e IFR) para componentes da rede de distribuição. Seus dados de falha correspondem a um período de apenas 10 anos, por isso, usou um modelo de dados incompletos e aplicou o Estimador de Máxima Verosimilhança (MLE) para estimar a taxa de falha dos dados reais. No entanto, como o período estudado foi insuficiente para estimar a taxa de falha, foi necessário fazer inúmeras inferências a respeito das observações que falharam e daquelas que não falharam (em operação normal) já que não existiam dados de tempo de falha nem do tamanho correto da população estudada (MOON, KIM, *et al.*, 2006).

O tempo de vida útil de transformadores de distribuição da COELBA foi estudado recentemente por Aguiar Filho e Esquerre (2013) usando amostra de 12527 unidades. A análise de sobrevivência utilizou o estimador não paramétrico de Kaplan-Meier para a função de sobrevivência. No trabalho foram estratificadas amostras antes e após o ano 2000, quando, a empresa passou a utilizar transformadores com diferentes características construtivas. Com isto, foram obtidas dois tempos médios de vida, 19,1 anos para os primeiros e 2,9 anos para os seguintes. Para todo o conjunto de transformadores foi obtido um tempo médio de vida de 10,4 anos (AGUIAR FILHO e ESQUERRE, 2013). O resultado obtido indica o uso do MTF para estimar a vida. A separação do tipo de falha reparável e não reparável é difícil de ser arbitrada. A mudança tecnológica que poderia levar à redução da vida útil é o uso de transformadores de núcleo amorfo, que são pouco recuperados. No entanto, o valor obtido ainda é muito baixo.

Com isso pode-se dizer que o método ora apresentado é robusto e consegue estimar a curva da banheira na forma do M2W3P2P de forma consistente. Os pesos obtidos para o modelo desenvolvido além de ajustar as distribuições de densidade de probabilidade indicam a participação dos modos de falha, reparável e não reparável para o tipo de equipamento, importante na gestão dos ativos.

A aplicação do modelo econômico revelou que algumas variáveis são importantes para determinar a vida útil econômica e outras não. Aumentar o WACC, diminuir a vida útil regulatória, reduzir o custo de reparo ou reduzir a taxa de falha sinalizam para manter o equipamento velho. Diminuir o WACC, aumentar a vida útil regulatória, aumentar a taxa de falha ou aumentar o custo do reparo sinalizam uma redução na vida útil econômica. A combinação desses efeitos pode ser estudada caso a caso uma vez que o modelo responde bem às alterações.

6 Conclusão

Este trabalho apresenta o desenvolvimento de metodologia para o cálculo da vida útil de ativos da distribuição focando na revisão tarifária. A metodologia inclui etapas de cálculos estatísticos a partir dos tempos de falha para obtenção da taxa de falha na forma da curva da banheira. A partir desta curva da taxa de falha do equipamento ao longo da sua vida útil são inferidos elementos econômicos de custos que permitem avaliar o ponto da vida econômica através da comparação dos custos anualizados equivalentes das alternativas de manter o equipamento em uso e de substituí-lo por outro novo.

Entre os elementos de custos considerados na análise econômica, verifica-se que a variação do q de Tobin, que representa a variação do valor de reposição do ativo, responde pela viabilidade ou inviabilidade de haver um ponto de trade-off sensível à taxa de falha, uma vez que o valor de substituição abaixo do valor de compra anterior (q de Tobin menor que 1) torna o custo anualizado do equipamento novo inferior ao custo anualizado de manter o equipamento em uso, indicando que é mais barato substituir que manter. Da mesma forma, se o valor de reposição for superior ao valor de compra (q de Tobin maior que 1), tornará o custo anualizado do equipamento novo acima do custo anualizado da manutenção do equipamento em uso, indicando que é mais barato manter que substituir. A situação de equilíbrio é aquela onde o q de Tobin é igual a 1 e os custos proporcionais à taxa de falha determinam o ponto de viabilidade econômica de substituição.

Outros elementos de custos considerados são o custo das penalidades, o custo do reparo e o custo operacional, sendo os dois primeiros proporcionais à taxa de falha. A perda de qualidade de 20% nos indicadores individuais de DIC e FIC totalizam apenas R\$192,58 ao ano, sendo um valor muito inferior ao custo do reparo de R\$1915,00. De qualquer forma, a avaliação da relação da taxa de falha com a perda de qualidade pode ser aprofundada.

O tempo para a substituição do ativo ou a vida útil econômica é antecipada se variáveis econômico-regulatórias como o WACC diminuir, ou a vida útil regulatória aumentar, ou o custo de reparo aumentar, ou ainda se a taxa de falha de envelhecimento aumentar. Do contrário, o valor mínimo econômico pode não existir inviabilizando mas observa-se que o custo anualizado da manutenção será sempre inferior ao custo anualizado do equipamento novo. Desta forma, sinaliza-se para manter o equipamento em uso por tempo indeterminado (ou até falhar).

Logo, conclui-se que o modelo apresentado permite avaliar os efeitos dos elementos de custos considerados levando ao período de utilização econômica do ativo entre os limites da vida útil física (vida característica) e da vida útil da confiabilidade (onde aumenta a taxa de falha), o qual minimiza os custos de trade-off que serão transferidos para a tarifa, sinalizando a modicidade tarifária.

A sinalização regulatória por sua vez, deve indicar de forma justificada qual deve ser a vida útil adotada pelas empresas na intenção de promover a eficiência e ao mesmo tempo aumentar a confiabilidade do sistema.

Não usar os ativos até o seu limite físico, e sim até um ponto de equilíbrio econômico, deve em primeiro lugar incentivar investimentos para a substituição evitando a operação na faixa de crescimento da taxa de falha.

Como foi observado, o custo de reposição é mais importante que o custo das penalidades aplicadas pela perda de qualidade. Como reflexo disso, verifica-se o constante aumento de ativos totalmente depreciados em operação diante da ausência de um sinal econômico que promova a renovação desses equipamentos.

A definição de novo valor regulatório depende da análise conjunta dos tipos de transformadores e da classificação dos agrupamentos de modo que vidas úteis sejam atribuídas adequadamente aos tipos de equipamentos que depreciação de forma similar.

A forma de classificação dos grupos de transformadores usando o nível de tensão, a localização e o número de fases indica que a vida útil de transformadores de distribuição é maior em 33 kV que em 13,2 kV ou 19,0 kV. Logo, ao menos este nível de tensão deve ser considerado para classificar os ativos da distribuição e avaliar a vida útil.

Estes mesmos parâmetros são usados para calcular as compensações por perda de qualidade dos indicadores de continuidade na distribuição (DIC, FIC e DMIC), sendo os limites definidos para tensões limitadas nos níveis abaixo de 1 kV (baixa tensão), entre 1 kV e 69 kV (média tensão) e entre 69 kV e 230 kV (alta tensão).

Logo, referindo-se à vida útil dos componentes da distribuição, a correlação da taxa de falha dos transformadores com a perda de qualidade poderia considerar o nível de tensão de 33 kV em outro limite de qualidade.

A observação da vida útil maior nos transformadores de 33 kV é consequência da ocorrência menor de falhas não reparáveis do que de falhas reparáveis, sendo 92% em

transformadores trifásicos urbanos, e 84% em transformadores trifásicos rurais. Com isto, conclui-se que a taxa de falha neste nível de tensão respeita da teoria da Confiabilidade para os modelos Markovianos que diz que durante o período de vida útil a taxa de falha é constante e reparável.

Desta forma, o modelo da curva da banheira (M2W3P2P) mostra-se bastante adequado para estudos de taxa de falha na distribuição, onde a ponderação do tipo de falha reparável e não reparável permite visualizar a importância de cada uma delas na vida útil. Contudo, ao elevar o nível da tensão, pondera-se mais para as falhas reparáveis, respeitando o modelo do ambiente da transmissão, inserindo a taxa de falha não reparável do período de envelhecimento.

A confiança do modelo desenvolvido para o cálculo da curva da banheira se deve à classificação dos fatores de substituição, os quais permitiram que apenas tempos de falha fossem considerados. A identificação dos fatores funcionais evitou, por exemplo, que melhorias na rede fossem consideradas como falhas, uma vez que a amostra bruta inclui dados dos transformadores baixados, provenientes do balanço contábil.

Entretanto, no estudo dos transformadores de distribuição, que são bens de massa, a classificação dos fatores funcionais e motivos da substituição só foi alcançada com a utilização dos dados do sistema de controle da manutenção, onde os equipamentos são controlados como bens individuais. Esta abordagem fez toda a diferença no modelo, uma vez que os tempos de falha e idades de falha pudessem ser calculados.

A amostra de transformadores sucateados (supostamente contendo apenas os transformadores que falharam por envelhecimento) revela que mesmo tentando isolar falhas modeladas pela curva de envelhecimento, ainda existem falhas aleatórias do período de vida útil ocorrendo simultaneamente. Isso quer dizer que isolar falhas do fim de vida útil (não reparáveis) é um processo que exige identificação precisa dos motivos e fatores de falha.

A comparação com a amostra de transformadores avariados (que falharam) mostra que o modelo separa bem os tipos de falhas reparáveis e não reparáveis através da ponderação das curvas, e isto não exige o esforço da identificação das falhas que levaram ao sucateamento dos equipamentos.

Três modelos da curva da banheira foram testados neste estudo (M3W3P, M3W5P e M2W3P2P) mostrando que ocorreu uma evolução do modelo durante o trabalho e

que além da taxa de falha, a ponderação foi importante para representar o modelo de mistura para a função de densidade de falha. O equacionamento desenvolvido mostrou-se válido pelos resultados obtidos, uma vez que consegue ponderar os tipos de falhas em duas equações.

O tratamento dos dados na forma de modelos de tempo de falha (MTF) e de tempo de vida (MTV) permitiram a visualização da taxa de falha na forma da curva da banheira na função não paramétrica, onde foram desenvolvidos os modelos de ajuste.

A classificação dos fatores de falha também foram importantes, pois representaram um filtro no tratamento dos tempos de permanência dos equipamentos na rede de modo que fossem analisados apenas os tempos de falha, foco do trabalho.

A metodologia apresentada pode ser aplicada às concessionárias como ferramenta de análise, uma vez que aborda o tema detalhando procedimentos já adotados pelas empresas determinados pela ANEEL.

6.1 Trabalhos Futuros

Ao final desta tese sugere-se como futuros trabalhos algumas atividades relacionadas com a aplicação do modelo estatístico e com o desenvolvimento de alternativas para o modelo econômico, sendo elas:

- Estudar individualmente a distribuição estatística das falhas aleatórias ocorridas durante o período de vida útil (CFR);
 - Detalhar o custo de reforma para tipos específicos de falhas;
 - Aplicar o modelo para outros ativos;
 - Aplicar a taxa de falha em novo modelo econômico para comparar o custo da manutenção planejada e da manutenção não planejada;
 - Aplicar o modelo de densidade para previsão de falhas futuras;
 - Avaliar a definição do VNR e o cálculo do q de Tobin;
 - Avaliar a relação entre falhas reparáveis e OPEX e falhas não reparáveis e CAPEX;
 - Incorporar o efeito do IRPJ na análise econômica.
-

7 Apêndices

7.1 Apêndice A – Densidade de falha e custo da substituição

Identificados os transformadores avariados conforme a classificação em grupos de nível de tensão de isolamento, segue o resultado da densidade de falha e custo total de substituição. Complementa-se resumidamente os casos não apresentados no corpo da tese, para avaliação do leitor.

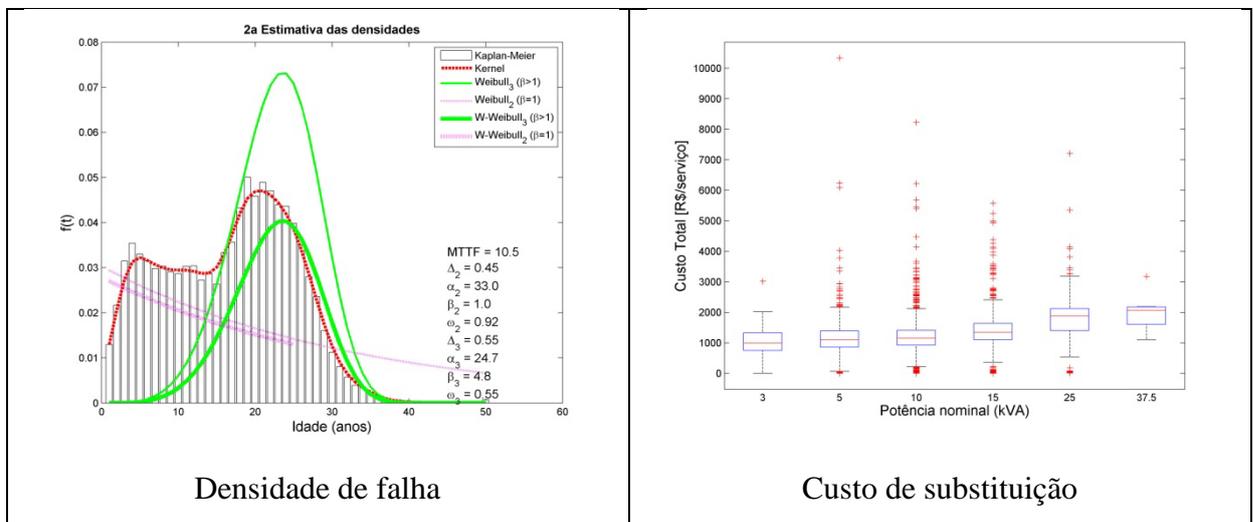


Figura 7.1. Transformadores monofásicos rurais 13,2 kV

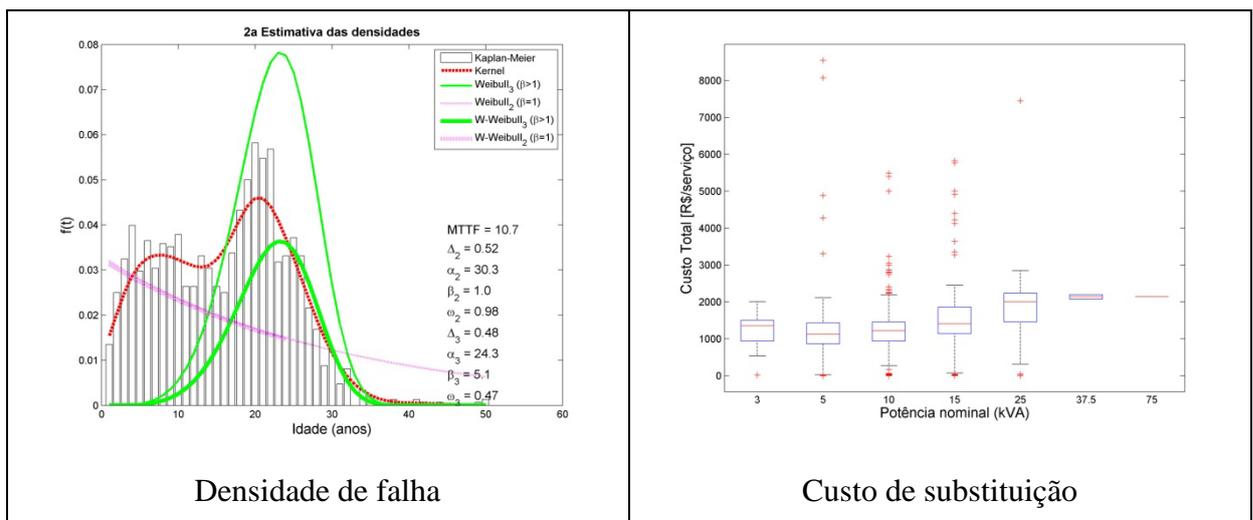


Figura 7.2. Transformadores monofásicos urbano 13,2 kV

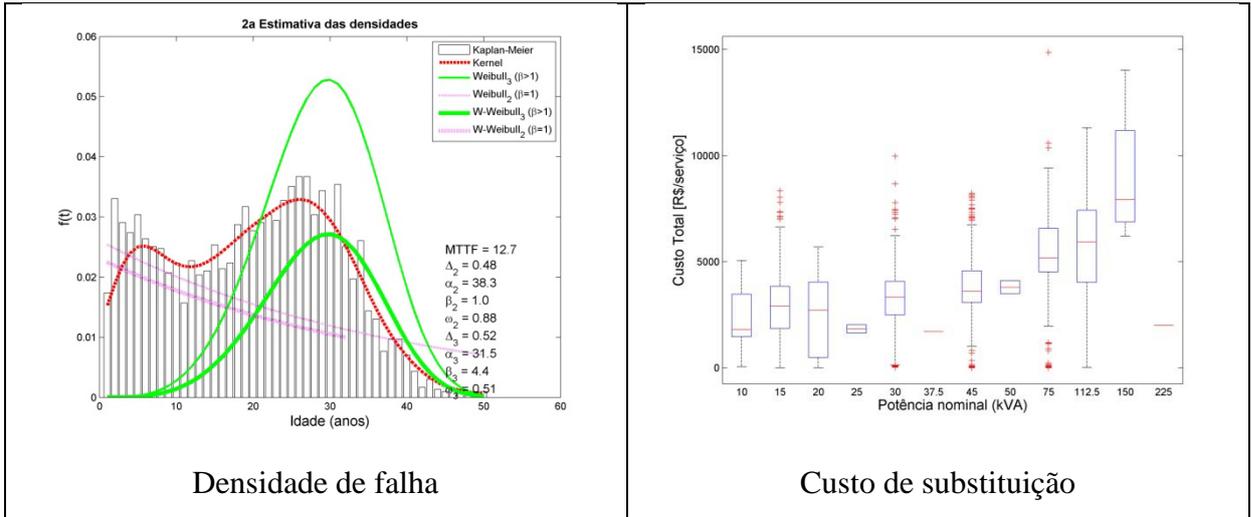


Figura 7.3. Transformadores trifásico rural 13,2 kV

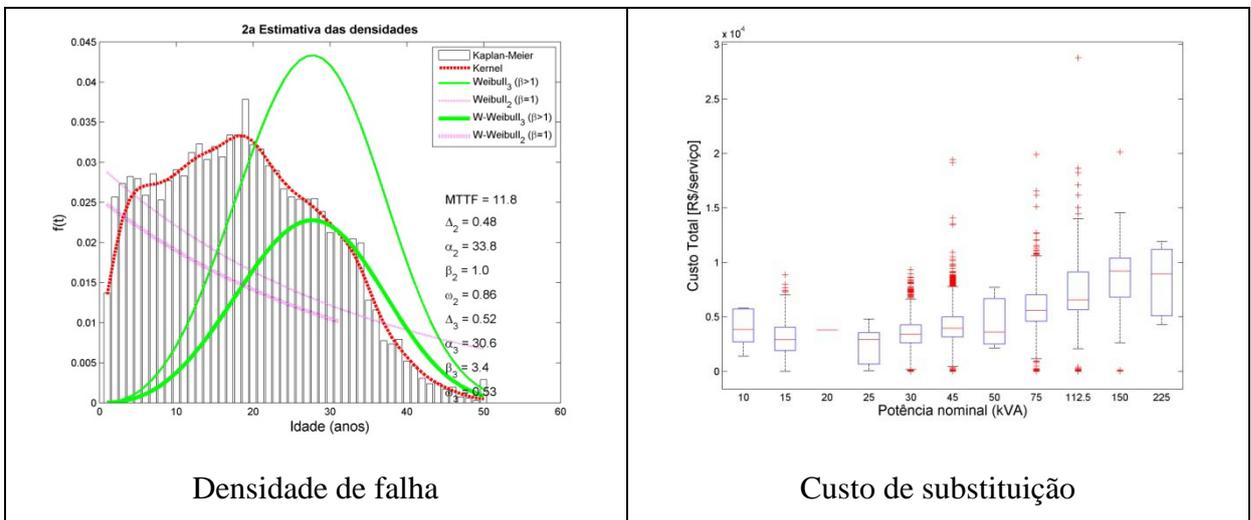


Figura 7.4. Transformadores trifásico urbano 13,2 kV

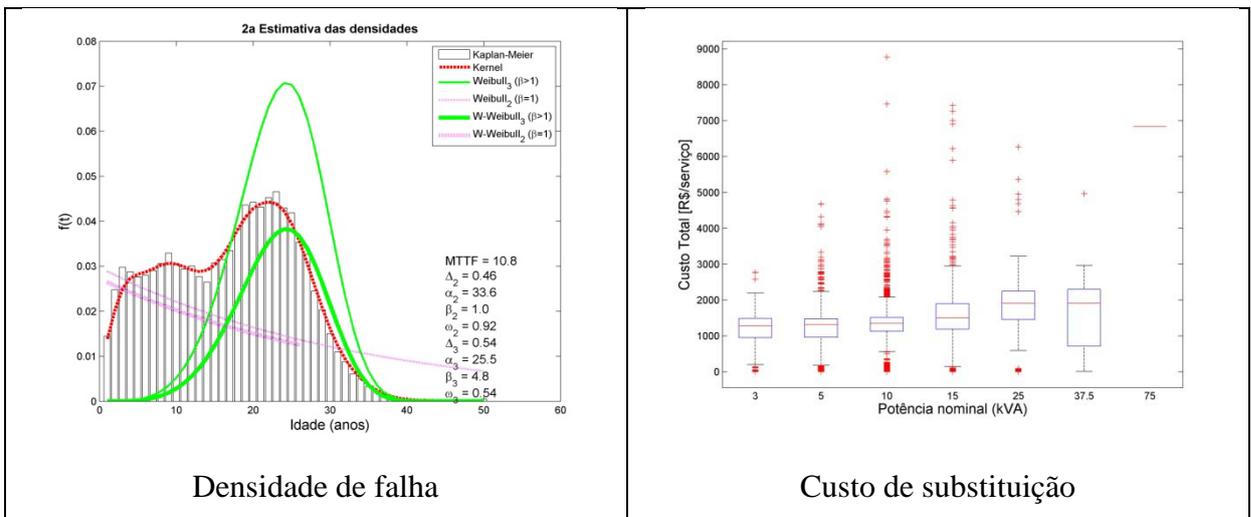


Figura 7.5. Transformadores monofásicos rural 19 kV

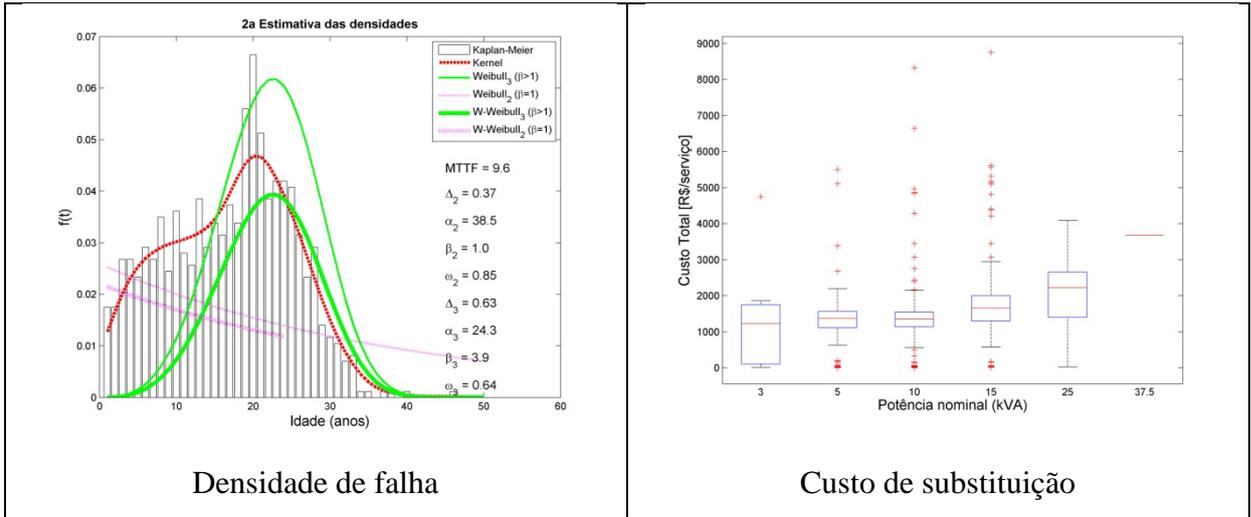


Figura 7.6. Transformadores monofásicos urbano 19 kV

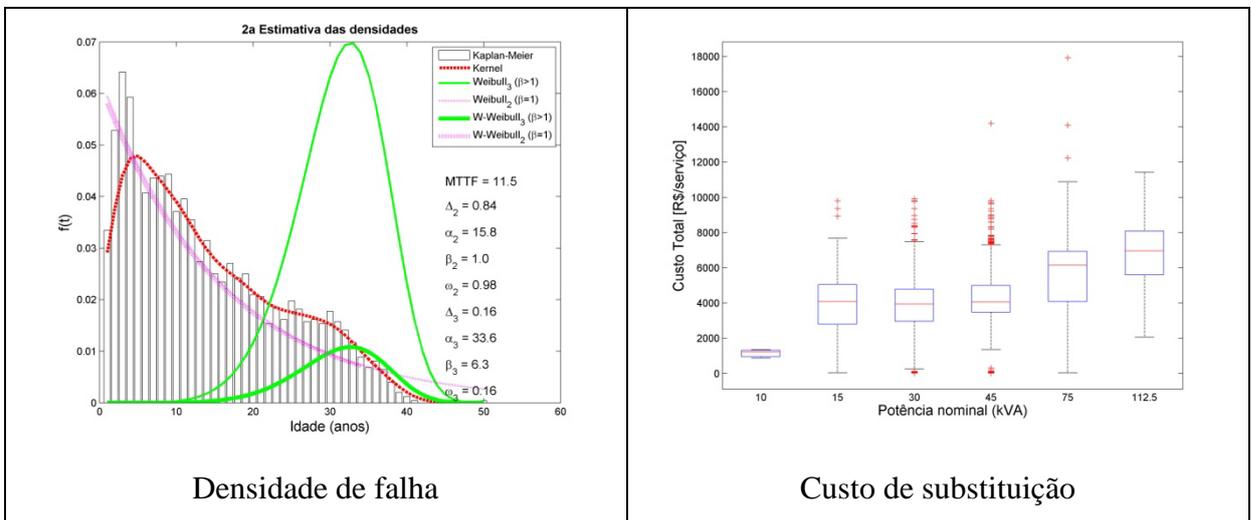


Figura 7.7. Transformadores trifásico rural 33 kV

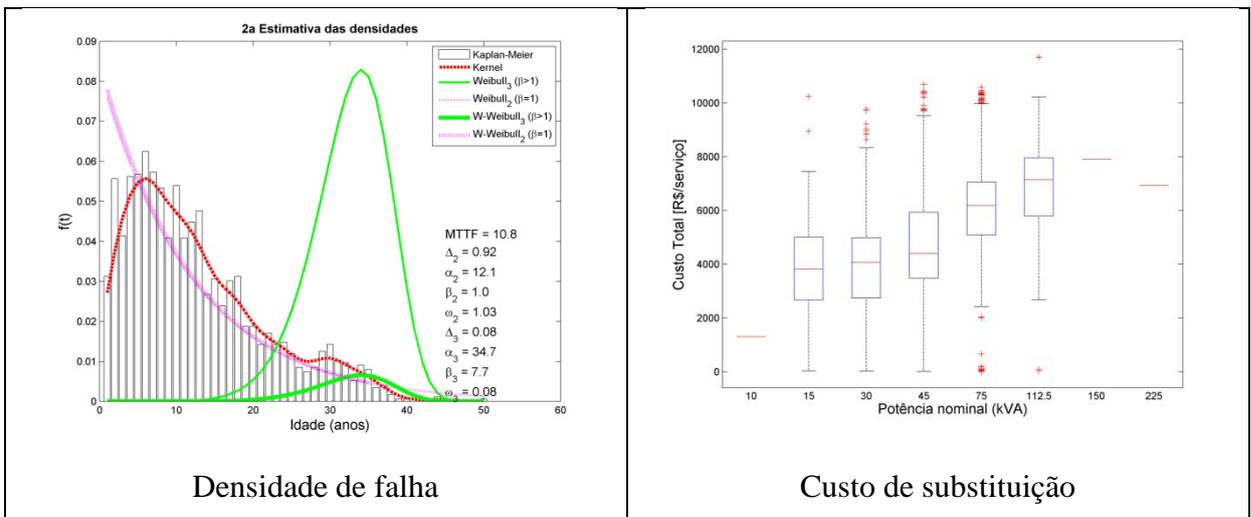


Figura 7.8. Transformadores trifásico urbano 33 kV

7.2 Apêndice B – Ajustes da mistura de densidades

Compara-se o erro de métodos de ajuste da função de densidade de falha partindo do ajuste convencional para o ajuste por mistura com pesos com soma igual à unidade e finalizando com o ajuste por mistura com pesos livres, porém, com área de densidade constante igual a um.

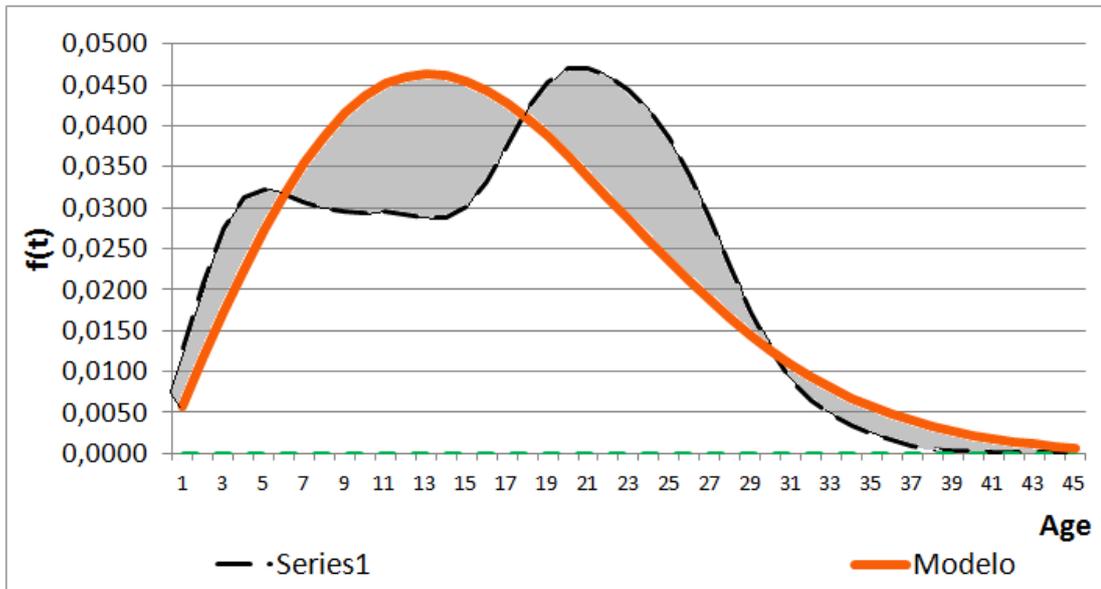


Figura 7.9. Ajuste usando uma função Weibull

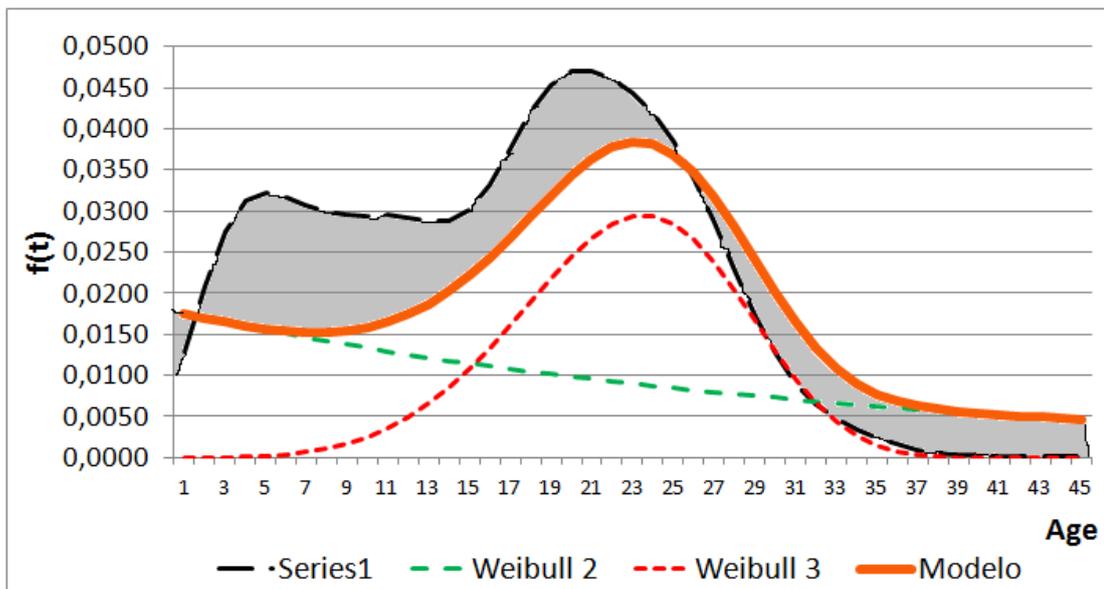


Figura 7.10. Ajuste usando duas funções Weibull (mistura $\omega_2 + \omega_3 = 1$)

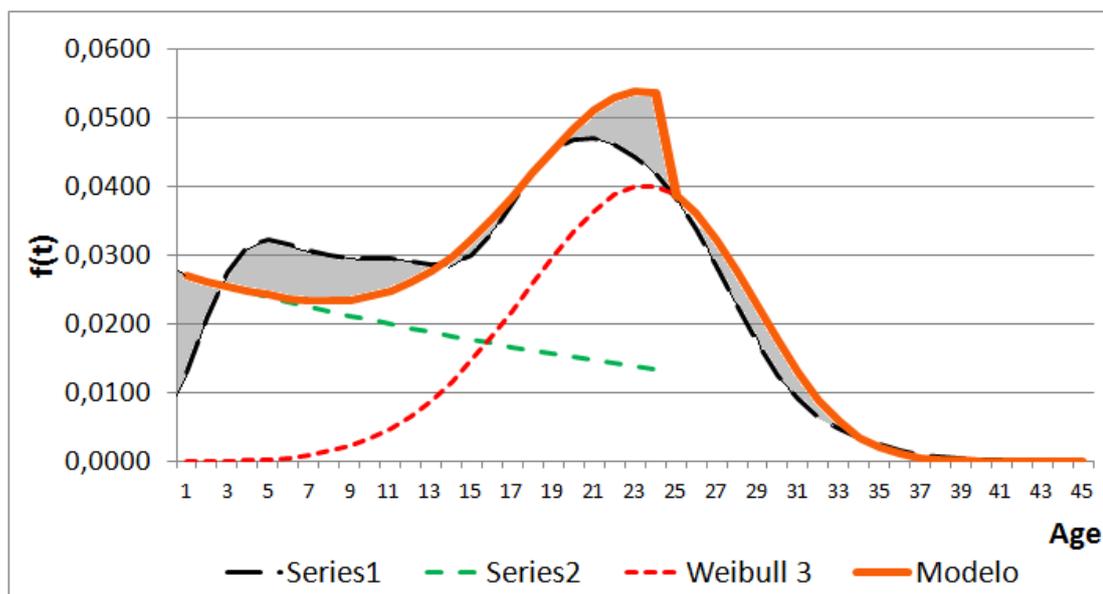


Figura 7.11. Ajuste usando duas funções Weibull (mistura $\omega_2 + \omega_3 \neq 1$)

Os erros obtidos são:

- 1 Weibull: 0,338
- 2 Weibull (mistura $\omega_2 + \omega_3 = 1$): 0,318
- 2 Weibull (mistura $\omega_2 + \omega_3 \neq 1$): 0,151

8 Referências Bibliográficas

- A&C; MS. **Revisão e Redefinição da Vida Útil dos Bens e Instalações Componentes do Ativo Imobilizado**. [S.l.]. 2010.
- ABU-ELANIEN, A. E. B.; SALAMA, M. M. A. Asset Management Techniques for Transformers. **Electric Power Systems Research**, v. 80, p. 456-464, 2010.
- ABU-ELANIEN, A. E. B.; SALAMA, M. M. A.; BARTNIKAS, R. A Techno-Economic Method for Replacing Transformers. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 26, n. 2, p. 817-829, 2011.
- ACENDE BRASIL, I. Concessões do Setor Elétrico: Alternativas de Políticas Públicas. **5 White Paper Instituto Acende Brasil**, V, Novembro 2011.
- AGUIAR FILHO, A. M. D.; ESQUERRE, K. P. S. O. R. **Modelagem probabilística do tempo de vida dos transformadores de distribuição elétrica do Estado da Bahia**. CESUMAR. [S.l.]: [s.n.]. Jan/Jun 2013. p. 67-76.
- AIRES, U. D. B.; LEVÍN, O. **Vida Útil y Expectancia de Vida en los Sistemas Eléctricos de Potencia**. [S.l.]. 1999.
- AL-FAWZAN, M. A. Methods for Estimating the Parameters of the Weibull Distribution. **King Abdulaziz City for Science and Technology**, Riyadh, October 2000. 1-11.
- ANDERSEN, A.; GHD. **ODRC Valuation of Electricity Supply Assets**. [S.l.]. 2000.
- ANEEL. Resolução nº 01/1997. **Estabelece o novo Plano de Contas do Serviço Público de Energia Elétrica**, Brasília, 24 Dezembro 1997a.
- ANEEL. Resolução nº 02/1997. **Aprova as taxas anuais de depreciação e determina que os concessionários do serviço público de energia elétrica procedam ao cálculo e à contabilização das quotas periódicas de depreciação, tomando por base os saldos contábeis registrados nas UCs**, Brasília, 24 Dezembro 1997b.
- ANEEL. Resolução nº 15/1997. **Altera a Portaria DNAEE 815 de 30.11.1994 que trata do cadastramento de bens e prorroga o prazo para completa utilização e cadastramento do imobilizado em serviço**., Brasília, 24 Dezembro 1997c.
- ANEEL. Resolução nº 44. **Aprova as novas taxas de depreciação para serem observadas pelas concessionárias de serviço público de energia elétrica**, Brasília, 17 Março 1999.
- ANEEL. Resolução nº 444/2001. **Institui o Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica, englobando o Plano de Contas revisado, com instruções contábeis e roteiro para elaboração e divulgação de informações econômicas e financeiras**, Brasília, 26 Outubro 2001.
- ANEEL. Resolução Normativa nº 240/2006. **Estabelece a equalização das taxas anuais de depreciação para os ativos de uso e características semelhantes, vinculados à prestação de serviços de distribuição e transmissão de energia elétrica e Revoga a Resolução 044 de 17.03.1999**., Brasília, 5 Dezembro 2006.
- ANEEL. Resolução nº 367/2009. **Aprova o Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico - MCPSE, a ser utilizado por concessionárias, permissionárias e autorizadas de energia elétrica, e revoga a REN ANEEL 240/06, e revoga a Portaria DNAEE 815/94, e acresce item ao MCSPEE**, Brasília, 2 Junho 2009a.
-

ANEEL. Resolução Normativa nº 370/2009. **Aprova a inclusão de alterações no Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica**, Brasília, 30 Junho 2009b.

ANEEL. Nota Técnica nº 368/2010-SRE/ANEEL. **Vidas úteis de bens e instalações do setor elétrico: Metodologia aplicada aos agentes outorgados de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica**, Brasília, 07 Dezembro 2010a.

ANEEL. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST, Brasília, 2010b.

ANEEL. Resolução Normativa nº 474/2012. **Estabelece novas txas anuais de depreciação para os ativos em serviço outorgado no setor elétrico, alterando as tabelas I e XVI do Manual de Controle Patrimonial so Setor Elétrico**, Brasília, 7 Fevereiro 2012a.

ANEEL. Resolução Normativa nº 529/2012. **Aprova o Submódulo 6.7 dos Procedimentos de Regulação Tarifária - PRORET, o qual estabelece os procedimentos para o cálculo da receita de venda da energia elétrica das Centrais de Geração Nucleoelétricas Angra 1 e 2, e altera a tabela XVI do MCPSE**, Brasília, 21 Dezembro 2012b.

ANEEL. Manual de Contabilidade do Setor Elétrico, Versão 2013, 2013.

ANEEL. Resolução Normativa nº 573/2013. **Módulo 2 - Revisão Tarifária Periódica de Concessionárias de Distribuição: Submódulo 2.3 Base de Remuneração Regulatória**, Brasília, Agosto 13 2013a.

ANEEL. Resolução Homologatória nº 1541/2013. **Homologa as Tarifas de Energia - TEs e as Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição - TUSDs referentes à Copel Distribuição S.A.**, Brasília, 2013b.

ANEEL. Procedimentos de Revisão Tarifária (Proret), Brasília, 2013c.

ARAGÃO, F. A. P. et al. **Dynamic Loading of Distribution Transformers from Models of Dynamic Thermal**. 9th IEEE/IAS International Conference on Industry Applications. São Paulo: [s.n.]. 2010.

BEGOVIC, M. et al. **On Distribution Asset Management: Development of Replacement Strategies**. IEEE PES Power Africa. Johannesburg: [s.n.]. 2007. p. 16-20.

BENIWAL, N. S.; DWIVEDI, D. K.; GUPTA, H. O. Life estimation of distribution transformers considering axial fatigue in loose winding conductors. **Engineering Failure Analysis**, n. 18, p. 442-449, 2011.

BILLINTON, R.; ALLAN, R. N. **Reliability Evaluation of Engineering Systems: Concepts and Techniques**. New York and London: Plenum Press, 1983.

BRASIL. Decreto nº 5.407/1904. **Regula o aproveitamento da força hidráulica para transformação em energia eléctrica aplicada a serviços federaes**, Brasília, 27 Dezembro 1904.

BRASIL. Decreto nº 24.643/1934, 10 Julho 1934.

BRASIL. Decreto nº 28.545/1950. **Estabelece a Classificação de Contas para Empresas de Energia Elétrica**, Brasília, 24 Agosto 1950.

BRASIL. Decreto nº 41.019/1957. **Regulamenta os serviços de energia elétrica**, Brasília, 26 Fevereiro 1957.

BRASIL. Decreto nº 54.937/1964. **Regulamenta o Decreto-lei nº 3.128, de 19 de março de 1941, e dá outras providências.**, 4 Novembro 1964.

BRASIL. Decreto nº 63.598/1968. **Regulamenta o artigo 18 do Decreto nº 28.545 de 24 de agosto de 1950, estabelecendo a Lista de Unidades de Propriedade e de Retirada para as empresas de energia elétrica.**, Brasília, 12 Novembro 1968.

BRASIL. Decreto-Lei nº 1.383/1974. **Altera a redação do artigo 4º da Lei nº 5.655, de 20 de maio de 1971 e dá outras providências.**, Brasília, 26 Dezembro 1974a.

BRASIL. Decreto nº 83.940/1979, 1979 Setembro 1979.

BRASIL. Lei nº 8.987/1995. **Dispõe sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos previsto no art. 175 da Constituição Federal, e dá outras providências**, Brasília, 13 Fevereiro 1995a.

BRASIL. Lei nº 9.074/1995. **Estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos e dá outras providências**, 13 Fevereiro 1995b.

BROWN, R. E.; WILLIS, H. L. The Economics os Aging Infrastructure. **IEEE Power & Energy Magazine**, May / June 2006. 36-43.

CARRASCO, J. M. F.; ORTEGA, E. M. M.; CORDEIRO, G. M. A generalized modified Weibull distribution for lifetime modeling. **Computational Statistics and Data Analysis**, v. 53, p. 450-462, August 2008.

CAVALCANTE ASSOCIADOS. O Efeito da depreciação sobre o fluxo de caixa e sobre o lucro, 2014? Disponível em: <<http://www.cavalcanteassociados.com.br/utd/UpToDate346.pdf>>.

CERNE / EFEI. Estudo de Vida Útil Econômica e Taxa de Depreciação, 2000.

CHAKRAVORTI, S. Key Issues Pertaining to Aging, Maintenance and Reliability of Electricity Infrastructure, 2006?

CHEBERLE, L. A. D. A Vida útil de instalações no setor elétrico e sua influência na definição das tarifas de distribuição de energia no Brasil. In: _____ **Dissertação: Mestrado Profissional em Regulação e Gestão de Negócios**. Brasília: CERME/FACE/UnB, 2013. p. 126.

CHMURA, L. et al. **Statistical analysis of subcomponent failures in power transformers**. Electrical Insulation Conference. Annapolis: IEEE. 2011. p. 216-220.

COLOSIMO, E. A.; GIOLO, S. R. **Análise de sobrevivência aplicada**. São Paulo: Edgard Blucher, 2006.

COMITÊ DE PRONUNCIAMENTOS CONTÁBEIS. **PRONUNCIAMENTO TÉCNICO CPC 27**. [S.l.]. 2009.

COSTA, C. A. Tratamento regulatório para a remuneração e depreciação dos ativos em serviço, 2012.

COX, D. R.; OAKES, D. **Analysis of Survival Data. (Monographs on statistics and applied probability)**. 5th. ed. London: Chapman & Hall, v. 21, 1984.

CPC. Comitê de Pronunciamentos Contábeis no 27 - Ativo Imobilizado, 2009.

CPC. Pronunciamento Técnico CPC03 (R2) - Demonstração dos Fluxos de Caixa, 03 Setembro 2010.

- CYRILLO, I. O. Estabelecimento de metas de qualidade na distribuição de energia elétrica por otimização da rede e do nível tarifário. In: _____ **Dissertação de Mestrado**. São Paulo: USP, 2011.
- DA SILVA, E. P.; PEPE, I. M. **Estudo de Relações entre Perdas e Custo Total de Propriedade em Transformadores no Contexto da Eficiência Energética**. VII CONNEPI - Congresso Norte Nordeste de Pesquisa e Inovação. Palmas: [s.n.]. 2012.
- DATLA, S. V.; PANDEY, M. D. Estimation of life expectancy of wood poles in electrical distribution networks. **Structural Safety**, Waterloo, v. 28, p. 304-319, October 2006.
- DIXON, F. L.; STEWARD, D.; HOFFMEISTER, J. When to Replace Aging Transformers. **PCIC-2010-08**, August 2010.
- DNAEE. Portaria nº 815. **Determina aos concessionários do serviço público de energia elétrica que atualizem e mantenham organizado o Cadastro da Propriedade de acordo com as instruções para Contabilização e Controle do Ativo Imobilizado**, Brasília, 30 Novembro 1994. Disponível em: <www.aneel.gov.br/cedoc/prt1994815.pdf>. Acesso em: Janeiro 2014.
- DOMINELLI, N.; RAO, A.; KUNDUR, P. Life Extension and Condition Assessment. **IEEE Power & Energy Magazine**, May / June 2006.
- DOU. Diário Oficial da União. Brasília: [s.n.], v. 241, 2010. Cap. Seção 3, p. 197.
- DOUGLAS, J. **Replacement of the ageing asset base - The challenge to regulators**. 19th International Conference on Electricity Distribution. Vienna: [s.n.]. 2007.
- DOUGLAS, J. A. K.; MORRIS, C. H. Retirement Modelling for the Long-Term Planning of the Replacement of Distribution Assets, Newcastle, 1998?
- EL AZIZ, M. M. A.; IBRAHIM, D. K.; KAMEL, H. A. Estimation of the Lifetime of Electrical Components in Distribution Networks. **The Online Journal on Electronics and Electrical Engineering**, v. 2, n. 3, p. 269-273, 2010?
- ENDRENYI, J.; ANDERS, G. J. Aging, Maintenance, and Reliability. **IEEE Power & Energy Magazine**, p. 59-67, May/June 2006. ISSN 1540-7977.
- FAMÁ, R.; BARROS, L. A. B. D. C. Q de Tobin e seu uso em finanças: aspectos metodológicos e conceituais. **Caderno de Pesquisas em Administração**, outubro/dezembro 2000. 27-43.
- FEA-USP. O Efeito da Depreciação sobre o FCL, 2013.
- FERREIRA, D. A. P. Análise de falhas em transformadores de distribuição por metodologia forense. In: _____ **Dissertação (Mestrado)**. São Carlos: Universidade de São Paulo, 2013. p. 62f.
- GANIN, A. **Setor Elétrico Brasileiro: Aspectos Regulamentares, Tributários e Contábeis**. Brasília: Canal Energia: Synergia, 2009.
- GUARDIA, E. C. et al. **Método não-paramétrico para obter a taxa de falha por envelhecimento de transformadores de Distribuição**. IX CBPE - Políticas Energéticas para a Sustentabilidade. Florianópolis: [s.n.]. 2014.
- GUARDIA, E. C.; LIMA, J. W. M.; SANTOS, A. H. M. **A Bathtub Curve from Nonparametric Model**. International Science Index 90. Venice: World Academy of Science, Engineering and Technology. 2014. p. 859-863.
-

- HAAN, B. D. A Simple Classification Approach to Build a Bathtub. **IEEE**, 2008.
- HENDRIKSEN, E. S.; VAN BREDA, M. F. **Teoria da Contabilidade**. 5. ed. São Paulo: Atlas, 1999.
- Informação pessoal. [S.l.]. 2014.
- JARDINI, J. A. et al. Distribution Transformer Loss of Life Evaluation: A Novel Approach Based on Daily Load Profiles. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 15, n. 1, p. 361-366, January 2000. ISSN 0885-8977/00.
- JIANG, R.; MURTHY, D. N. P. Mixture of Weibull Distributions - Parametric Characterization of Failure Rate Function. **Applied Stochastic Models and Data Analysis**, v. 14, p. 47-65, May 1998.
- KLUTKE, G.-A.; KIESSLER, P. C.; WORTMAN, M. A. A Critical Look at the Bathtub Curve. **IEEE Transactions on Reliability**, v. 52, n. 1, p. 125-129, March 2003.
- LAI, C. D.; XIE, M.; MURTHY, D. N. P. A Modified Weibull Distribution. **IEEE Transactions on Reliability**, v. 52, n. 1, p. 33-37, March 2003.
- LAI, C.-D.; PHAM, H. On Recent Generalizations of the Weibull Distribution. **IEEE Transactions on Reliability**, v. 56, n. 3, p. 454-458, September 2007.
- LI, W. Incorporating Aging Failures in Power System Reliability Evaluation. **IEEE Transactions on Power Systems**, 17, August 2002.
- LI, W. Evaluating Mean Life of Power System Equipment With Limited End-of-Life Failure Data. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 19, n. 1, p. 236-242, February 2004.
- LI, W.; VAAHEDI, E.; CHOUDHURY, P. Power System Equipment Aging. **IEEE Power & Energy Magazine**, v. 4, p. 52-58, May/June 2006.
- MACGRAIL, A. J. Asset Management: Data and Decisions. **IEEE**, Watertown, 2011.
- MAGALHÃES, C. H. N. et al. Avaliação do Custo Social de Interrupção do Fornecimento de Energia Elétrica do Lado da Demanda no Estado de São Paulo. **XVI SNPTEE**, 2001.
- MARQUES, M. et al. **Adequação das Taxas de Depreciação Contábil à Depreciação Técnica de Equipamentos do Sistema de Transmissão**. IV CINETEL. Araxá: [s.n.]. 2007.
- MARTINS, M. A. G. Gestão da Vida Útil dos Transformadores. **Ciência & Tecnologia dos Materiais**, Sacavém, v. 21, n. 3/4, p. 2-9, 2009.
- METI. The Electricity Utilities Industry Law (Amended by Law No. 92 of June 18, 2003), 2003.
- MOON, J.-F. et al. Reliability-Centered Maintenance Model to Managing Power Distribution System Equipment. **IEEE**, 2006.
- MOON, J.-F. et al. **Time-varying failure rate extraction in electric power distribution equipment**. 9th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems. Stockholm: [s.n.]. 2006.
- MUHR, M. **Aging and Degradation, Their Detection and Monitoring & Asset Management**. International Symposium on Electrical Insulating. Yokkaichi: [s.n.]. 2008. p. 183-186.
- OFGEM. **The Economic Lives of Energy Network Assets - A Report of OFGEM**. [S.l.]. 2010.
-

PILLITTERI, P. J. Back to Transformer Basics - Economic Diagnostic Maintenance, p. 51-57, 2006. ISSN 0-4244-0169-0.

RELIASOFT. **Life Dat Analysis Reference**. Tucson: [s.n.], 2014.

RINNE, H. **The Weibull Distribution, A Handbook**. New York: CRC Press, 2008.

ROCHA, A. Valor Investe, 26 Novembro 2012. Disponível em: <<http://www.valor.com.br/valor-investe/o-estrategista/2917742/cias-geradoras-de-valor-pelo-q-de-tobin>>. Acesso em: 2014.

RODRIGUES, F. F.; LUSTOSA, P. R. B.; PRIMO, U. R. O Efeito da Depreciação no Fluxo de Caixa das Operações das Empresas do Setor Elétrico Brasileiro nos anos 2001 e 2002, São Paulo, 2004.

ROSSETTI, J. P. et al. **Finanças Corporativas, Teoria e Prática Empresarial no Brasil**. Rio de Janeiro: Elsevier, 2008.

SANTOS, C. D. **Depreciação dos Bens do Ativo Imobilizado**. [S.l.]: Editora IOB Thomson, 2003.

SCHNEIDER, J. et al. Asset management techniques. **Electrical Power and Energy System**, Dortmund, v. 28, p. 643-654, 2006.

SEIA. Solar Energy Industries Association, 2014. Disponível em: <<http://www.seia.org/policy/finance-tax/depreciation-solar-energy-property-macrs>>. Acesso em: Janeiro 2014.

SIKORSKA, J. Z.; HODKIEWICZ, M.; MA, L. Prognostic modelling options for remaining useful life estimation by industry. **Mechanical Systems and Signal Processing**, v. 25, p. 1803-1836, 2011.

SINGH, N. **Condition Assessment of Cables and Transformers in an Aging Infrastructure (and Aging Talent Base)**. IEEE Electrical Insulation Conference. Annapolis: [s.n.]. 2011. p. 1-9.

SUMEREDER, C. Statistical Lifetime of Hydro Generators and Failure Analysis. **IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation**, v. 15, n. 3, p. 678-685, June 2007.

VION, E. R.; SALZMAN, C. H.; DI PAOLANTONIO, A. **Gestion de Activos, Experiencias en el Cálculo de Vida Útil e Impacto de la Supervivencia de los Bienes en el Desarrollo de Sistemas Eléctricos**. XIII ERIAC - Encuentro Regional Iberoamericano de Cigré. Puerto Iguazú, Argentina: [s.n.]. 2009.

WANG, K. S.; HSU, F. S.; LIU, P. P. Modeling the bathtub shape hazard rate function in terms of reliability. **Reliability Engineering and System Safety**, September 2002. 397-406.

WILLIS, H. L.; SCHRIEBER, R. R. **Aging Power Delivery Infrastructures**. Second Edition. ed. Boca Raton, FL: CRC Press, 2013.

WONDMAGEGNEHU, E. T.; NAVARRO, J.; HERNANDEZ, P. J. Bathtub Shaped Failure Rates From Mixtures: A Practical Point of View. **IEEE Transactions on Reliability**, v. 54, n. 2, p. 270-275, June 2005.

ZHANG, X. et al. Estimation of the Lifetime of the Electrical Components in Distribution Networks. **IEEE Transactions on Power Delivery**, 22, n. 1, January 2007.

9 Anexos

9.1 Anexo A – Representatividade dos TUCs na BRR

Representatividade dos tipos de bens do MCPSE foi calculada a partir dos relatórios de controle patrimonial de 21 empresas Distribuidoras no 3CTRP (2011-2013) (CHEBERLE, 2013), sua síntese está contida na Tabela 9.1, que foi adaptada para comparar os tipos de bens já classificados pelo MCPSE.

Observa-se que na categoria apresentada pelo autor para o tipo de bens essenciais (TB-ES) com a exceção dos Transformadores de Força, os demais são bens de massa.

Tabela 9.1. Importância dos bens de massa (essenciais)

Item	Código da UC	Tipo de unidade de cadastro	Peso (%)	Peso Acumulado (%)	Categoria	Tipo de Bem
1	190.02	Condutor de tensão inferior a 69kv	25,4%	25,4%	TB-ES	Massa
2	255.01	Estrutura poste	22,6%	48,0%	TB-ES	Massa
3	565.01	Transformador de distribuição aéreo	10,8%	58,8%	TB-ES	Massa
4	295.01	Medidor eletromecânico	6,6%	65,4%	TB-ES	Massa
5	570.01	Transformador de força	4,5%	69,9%	TB-ES	Individual
6	190.01	Condutor de tensão igual ou superior a 69kv	3,4%	73,3%	TB-ES	Massa
7	255.02	Estrutura torre	2,8%	76,0%	TB-ES	Massa
8	295.11	Medidor eletrônico	2,6%	78,7%	TB-ES	Massa
9	305.01	Painel	1,8%	80,5%	TB-IE	Individual
10	215.09	Edificação – outras	1,5%	82,0%	TB-IE	Individual
11	345.01	Religador	1,1%	83,1%	TB-Am	Individual
12	290.01	Luminária	1,0%	84,2%	TB-Am	Massa
13	160.01	Chave seccionadora, tensão inferior a 69kv	0,9%	85,1%	TB-Am	Massa
14	210.01	Disjuntor de classe de tensão igual ou superior a 69kv	0,8%	85,9%	TB-Am	Individual
15	305.03	Cubículo	0,8%	86,7%	TB-IE	Individual
16	340.01	Regulador de tensão inferior a 69kv	0,7%	87,3%	TB-Am	Individual
17	265.01	Estrutura de suporte para equipamento	0,6%	88,0%	TB-IE	Individual
18	180.01	Conduto	0,5%	88,5%	TB-IE	Massa
19	160.01	Chave seccionadora, tensão igual ou superior a 69kv	0,5%	89,0%	TB-Am	Individual
20	575.01	Transformador de corrente de tensão igual ou superior a 69kv	0,5%	89,5%	TB-Am	Individual
21	230.01	Móveis e utensílios	0,5%	90,0%	TB-IE	Individual

Item	Código da UC	Tipo de unidade de cadastro	Peso (%)	Peso Acumulado (%)	Categoria	Tipo de Bem
22	125.02	Banco de capacitores paralelo inferior a 69kv	0,4%	90,4%	TB-Am	Individual
23	485.03	Sistema de telecontrole	0,4%	90,8%	TB-IE	Individual
24	265.02	Estrutura de suporte para barramento	0,4%	91,2%	TB-IE	Individual
25	210.02	Disjuntor de classe de tensão inferior a 69kv	0,4%	91,5%	TB-Am	Individual
26	395.20	Sistema de aterramento em linhas e redes de distribuição	0,3%	91,9%	TB-Am	Massa
27	230.90	Outros equipamentos	0,3%	92,2%	TB-IE	Individual
28	545.01	Subestação unitária	0,3%	92,5%	TB-IE	Individual
29	575.02	Transformador de potencial de tensão igual ou superior a 69kv	0,3%	92,8%	TB-Am	Individual
30	375.01	Sistema de alimentação de energia	0,3%	93,1%	TB-IE	Individual
31	325.01	Protetor de rede	0,3%	93,4%	TB-IE	Massa
32	135.02	Barramento - flexível	0,3%	93,7%	TB-IE	Individual
33	575.01	Transformador de corrente de tensão inferior a 69kv	0,3%	93,9%	TB-Am	Individual
34	610.40	Urbanização e benfeitorias - muros	0,3%	94,2%	TB-IE	Individual
35	575.02	Transformador de potencial de tensão inferior a 69kv	0,3%	94,4%	TB-Am	Individual
36	310.01	Pára-raios	0,2%	94,7%	TB-Am	Individual
37	180.02	Canaleta	0,2%	94,9%	TB-IE	Massa
38	230.10	Equipamentos de serviço	0,2%	95,1%	TB-IE	Individual
39 - 220	vários	Demais	4,9%	100,0%	TB-IE	Individual

Fonte: Adaptado de (CHEBERLE, 2013).

9.2 Anexo B – BRR COPEL-D 3CRTP

Com o propósito de apresentar os números da revisão tarifária da COPEL e a ordem de grandeza da sua QRR, a Tabela 9.2 resume os valores calculados para o 3CRTP.

Destacam-se a taxa de depreciação média dos ativos, de 3,69%, e o valor da QRR de R\$ 281.267.880,78.

Tabela 9.2. Base de Remuneração Regulatória da COPEL (3CRTP)

Base de Remuneração Regulatória	
Descrição	Valores
(1) Ativo Imobilizado em Serviço (Valor Novo de Reposição)	12.663.323.695,10
(2) Índice de Aproveitamento Integral	67.186.608,61
(3) Obrigações Especiais Bruta	2.402.970.276,41
(4) Bens Totalmente Depreciados	2.570.731.016,48
(5) Base de Remuneração Bruta = (1)-(2)-(3)-(4)	7.622.435.793,59
(6) Depreciação Acumulada	8.261.345.493,61
(7) AIS Líquido (Valor de Mercado em Uso)	4.401.978.201,49
(8) Índice de Aproveitamento Depreciado	67.136.695,35
(9) Valor da Base de Remuneração (VBR)	4.334.841.506,14
(10) Almocharifado em Operação	67.590.173,65
(11) Ativo Diferido	0,00
(12) Obrigações Especiais Líquida	2.055.227.122,41
(13) Terrenos e Servidões	205.045.972,57
(14) Base de Remuneração Líquida Total = (1)-(6)-(8)+(10)+(11)-(12)+(13)	2.552.250.529,95
(15) Saldo RGR PLPT	108.579.236,00
(16) Saldo RGR Demais Investimentos	2.060.941,00
(17) Taxa de Depreciação	3,69%
(18) Quota de Reintegração Regulatória = (5) * (17)	281.267.880,78
(19) Remuneração de Capital (RC)	278.907.361,84

Fonte: Aba CAPEX da planilha PRATA v9.5.4_Copel.xlsm.

9.3 Anexo C – Sistema de contas contábeis do MCSE

Para se ter uma idéia da extensão das contas no Subsistema de ativos na estrutura contábil das empresas de energia é interessante observar como estão distribuídos os ativos por subgrupos para os grupos do ativo circulante e do ativo não circulante, dentro do Sistema Patrimonial, como mostrado na Tabela 9.3 e na Tabela 9.4.

Tabela 9.3. Estrutura de Subgrupos do Grupo Ativo Circulante

Subsistema	Grupo	Subgrupo
1. Ativo	11. Circulante	1101. Caixa e equivalentes de caixa
		1102. Consumidores
		1103. Concessionárias e permissionárias
		1104. Serviços em curso
		1105. Tributos compensáveis
		1106. Depósitos judiciais e cauções
		1107. Almojarifado operacional
		1108. Investimentos temporários
		1109. Empréstimos
		1111. Ativos regulatórios
		1112. Despesas pagas antecipadamente
		1113. Partes relacionadas
		1114. Ativos de operação descontinuada e bens destinados a alienação
		1116. Instrumentos financeiros derivativos
		1119. Outros ativos circulantes

No ativo circulante descacam-se o Subgrupo 1107 – Almojarifado operacional, onde encontram-se os estoques de materiais para manutenção e operação, e o Subgrupo 1114 – Ativos de operação descontinuada, onde são contabilizados os ativos descontinuados e alienados.

No grupo de ativos não circulantes destacam-se o Subgrupo 1219 – Outros ativos não circulantes, em especial aos ativos que sofreram desativação (baixa), o Subgrupo 1232 – Imobilizado e o Subgrupo 1233 – Intangível.

Tabela 9.4. Estrutura de Subgrupos do Grupo Ativo Não Circulante

Subsistema	Grupo	Subgrupo
1. Ativo	12. Não circulante	1202. Consumidores
		1203. Concessionárias e permissionárias
		1204. Serviços em curso
		1205. Tributos compensáveis
		1206. Depósitos judiciais e cauções
		1208. Investimentos temporários
		1209. Empréstimos
		1211. Ativos regulatórios
		1212. Despesas pagas antecipadamente
		1213. Partes relacionadas
		1215. Bens e direitos para uso futuro
		1216. Instrumentos financeiros derivativos
		1219. Outros ativos não circulantes
		1220. Bens e atividades não vinculadas à concessão do serviço público de energia elétrica
		1232. Imobilizado
1233. Intangível		

Seguindo o mesmo raciocínio para o Subsistema Contas de compensação do ativo, dentro do Sistema Extrapatrimonial, destacam-se o subgrupo 4102 para contabilização dos ativos totalmente depreciados e o subgrupo 4105 para os bens totalmente amortizados, conforme mostrados na Tabela 9.5.

Tabela 9.5. Estrutura de Subgrupos do Subsistema Contas de compensação do ativo

Subsistema	Grupo	Subgrupo
4. Contas de compensação do ativo	41. Bens e direitos próprios	4101. Ativo imobilizado – Bens com remuneração em suspenso
		4102. Ativo imobilizado – Bens totalmente depreciados
		4103. Ativo imobilizado – Reavaliação de bens
		4104. Ativo intangível – Bens com remuneração em suspenso
		4105. Ativo intangível – Bens totalmente amortizados
		4106. Ativo intangível – Reavaliação
		4107. Bens e direitos em garantia com terceiros

Há uma discussão entre o órgão regulador e as empresas de energia no sentido de gerar uma “valorização prêmio” aos bens totalmente depreciados e que devido às práticas de

manutenção continuam prestando o serviço, porém, sem contribuir com a QRR. A representação destes ativos na base das empresas será melhor explorada adiante.

Tabela 9.6. Estrutura do Subsistema Resultado antes da CSSL e IRPJ

Subsistema	Grupo	Subgrupo
6. Resultado antes da contribuição social e o imposto de renda	61. Resultado das atividades	6101. Receita líquida
		6105. (-) Gastos operacionais

Já dentro do Sistema do Resultado, destaca-se o Subgrupo dos Gastos operacionais, onde serão contabilizadas as depreciações e amortizações do ativo, pertencente ao Grupo do Resultado das atividades, conforme indicado na Tabela 9.6.

Se os Subgrupos de interesse forem agora detalhados e abertos por Grau das contas contábeis, visualiza-se o tipo de bem avaliado que pode ser identificado na tabela das taxas de depreciação por TUCs (ANEEL, 2012a).

As contas podem ser detalhadas em até três graus abaixo do subgrupo, sendo a numeração um tipo de código onde o 1º grau ou conta forma o razão geral e o 2º e 3º graus ou subcontas formam o razão auxiliar.

Tomando como exemplo uma empresa de Distribuição de energia, nas tabelas seguintes são identificadas as contas e subcontas para os subgrupos identificados acima, relacionados com a depreciação.

A Tabela 9.7 identifica onde está contabilizado o almoxarifado de equipamentos para operação e manutenção, destinado à valoração dos materiais de propriedade da empresa para uso nas suas atividades.

Tabela 9.7. Contas do Subgrupo Almoxarifado operacional

Subsistema	1	Ativo
Grupo	11	Ativo circulante
Subgrupo	1107	Almoxarifado operacional
1º Grau Conta	1107.2	Material
2º Grau Conta	1107.2.01	Almoxarifado de manutenção e operação
2º Grau Conta	1107.2.02	Transformação, fabricação e reparo de materiais

Quando bens são destinados à alienação e são colocados à venda, são contabilizados em contas conforme apresentadas na Tabela 9.8.

Tabela 9.8. Contas do Subgrupo Operação descontinuada e bens destinados à alienação

Subsistema	1	Ativo
Grupo	11	Ativo circulante
Subgrupo	1114	Ativos de operação descontinuada e bens destinados à alienação
1º Grau Conta	1114.1	Bens destinados a alienação
2º Grau Conta	1114.1.01	Terrenos
2º Grau Conta	1114.1.02	Reservatórios, barragens e adutoras
2º Grau Conta	1114.1.03	Edificações, obras civis e benfeitorias
2º Grau Conta	1114.1.04	Máquinas e equipamentos
2º Grau Conta	1114.1.05	Veículos
2º Grau Conta	1114.1.06	Móveis e utensílios
2º Grau Conta	1114.1.07	Intangíveis

Tabela 9.9. Contas do Subgrupo Bens e direitos para uso futuro

Subsistema	1	Ativo
Grupo	12	Ativo não circulante
Subgrupo	1215	Bens e direitos para uso futuro
1º Grau Conta	1215.3	Distribuição
2º Grau Conta	1215.3.01	Terrenos
2º Grau Conta	1215.3.03	Edificações, obras civis e benfeitorias
2º Grau Conta	1215.3.04	Máquinas e equipamentos
2º Grau Conta	1215.3.05	Veículos
2º Grau Conta	1215.3.06	Móveis e utensílios
2º Grau Conta	1215.3.07	Intangíveis

Para os bens que forem destinados para uso futuro há uma conta específica para os tipos de ativos, especificados na Tabela 9.9.

Quando houver baixa de ativo por fim de vida útil ou outra razão técnica, independente de estarem totalmente depreciados ou não, serão desativados através de Ordem de Desativação – ODD, e contabilizados na conta de outros ativos não circulantes, conforme mostrados na Tabela 9.10. Os motivos das baixas serão melhor avaliados posteriormente.

Tabela 9.10. Contas do Subgrupo Outros Ativos não circulantes

Subsistema	1	Ativo
Grupo	12	Ativo não circulante
Subgrupo	1219	Outros ativos não circulantes
1º Grau Conta	1219.2	Desativações, alienações e dispêndios a reembolsar em curso
2º Grau Conta	1219.2.01	Desativações em curso (baixas)
2º Grau Conta	1219.2.02	Ordem de dispêndios a reembolsar em curso
2º Grau Conta	1219.2.03	Alienações em curso
2º Grau Conta	1219.2.70	(-) Provisão para redução ao valor recuperável

Tabela 9.11. Contas do Subgrupo Imobilizado

Subsistema	1	Ativo
Grupo	12	Ativo não circulante
Subgrupo	1232	Imobilizado
1º Grau Conta	1232.3	Distribuição
2º Grau Conta	1232.3.01	Imobilizado em serviço – Linhas, redes e subestações
3º Grau Conta	1232.3.01.01	Terrenos
3º Grau Conta	1232.3.01.03	Edificações, obras civis e benfeitorias
3º Grau Conta	1232.3.01.04	Máquinas e equipamentos
3º Grau Conta	1232.3.01.05	Veículos
3º Grau Conta	1232.3.01.06	Móveis e utensílios
2º Grau Conta	1232.3.02	(-) Depreciação acumulada – Linhas, redes e subestações
3º Grau Conta	1232.3.02.01	Terrenos
3º Grau Conta	1232.3.02.03	Edificações, obras civis e benfeitorias
3º Grau Conta	1232.3.02.04	Máquinas e equipamentos
3º Grau Conta	1232.3.02.05	Veículos
3º Grau Conta	1232.3.02.06	Móveis e utensílios

A Tabela 9.11 identifica onde estão contabilizados os principais equipamentos dos serviços de distribuição de energia como ativos não circulantes, imobilizados em serviço. As Unidades de Cadastro são classificadas dentro de contas específicas que apresentam outras contas correspondentes para depreciação.

No caso dos ativos serem bens intangíveis, a Tabela 9.12 funciona de forma similar à dos bens imobilizados.

Tabela 9.12. Contas do Subgrupo Intangível

Subsistema	1	Ativo
Grupo	12	Ativo não circulante
Subgrupo	1233	Intangível
1º Grau Conta	1233.3	Distribuição
2º Grau Conta	1233.3.01	Intangível em serviço – Linhas, redes e subestações
3º Grau Conta	1233.3.01.01	Servidões
3º Grau Conta	1233.3.01.03	Softwares
3º Grau Conta	1233.3.01.99	Outros
2º Grau Conta	1233.3.02	(-) Amortização acumulada – Linhas, redes e subestações
3º Grau Conta	1233.3.02.01	Servidões
3º Grau Conta	1233.3.02.03	Softwares
3º Grau Conta	1233.3.02.99	Outros
2º Grau Conta	1233.3.03	Intangível em curso – Linhas, redes e subestações
3º Grau Conta	1233.3.03.01	Servidões
3º Grau Conta	1233.3.03.03	Softwares
3º Grau Conta	1233.3.03.04	A ratear
3º Grau Conta	1233.3.03.05	Desenvolvimento de projetos
3º Grau Conta	1233.3.03.06	Adiantamento a fornecedores
3º Grau Conta	1233.3.03.07	Depósitos judiciais
3º Grau Conta	1233.3.03.99	Outros

Conforme apresentadas, as contas do almoxarifado, dos bens baixados, dos bens alienados, dos bens imobilizados e dos intangíveis representam os equipamentos em situações específicas para prestação do serviço de fornecimento de energia. A contabilização destes custos depende de um sistema de Ordens que correspondem ao processo de registro, acompanhamento e controle para apuração dos custos dentro do Sistemas de Contas. Entre elas, destacam-se a Ordem de Compra – ODC, referente à aquisição de bens (materiais, matéria-prima e insumos, equipamentos etc), a Ordem de Imobilização – ODI, referente à aplicação de equipamentos em projetos (sub-ODI) da rede para a prestação do serviço de distribuição e a Ordem de Desativação – ODD, referente à desativação (baixa) de ativos.

Os bens totalmente depreciados são contabilizados no Sistema Extrapatrimonial e contém contas conforme mostradas na Tabela 9.13.

Quando se trata de bens intangíveis, as contas dos bens totalmente amortizados têm a organização conforme a Tabela 9.14.

Tabela 9.13. Contas do Subgrupo Bens totalmente depreciados

Subsistema	4	Contas de compensação do ativo
Grupo	41	Bens e direitos próprios
Subgrupo	4102	Ativo imobilizado – Bens totalmente depreciados
1º Grau Conta	4102.3	Distribuição
2º Grau Conta	4102.3.01	Imobilizado em serviço – Linhas, redes e subestações
3º Grau Conta	4102.3.01.01	Terrenos
3º Grau Conta	4102.3.01.03	Edificações, obras civis e benfeitorias
3º Grau Conta	4102.3.01.04	Máquinas e equipamentos
3º Grau Conta	4102.3.01.05	Veículos
3º Grau Conta	4102.3.01.06	Móveis e utensílios
2º Grau Conta	4102.3.02	(-) Depreciação acumulada – Linhas, redes e subestações
3º Grau Conta	4102.3.02.01	Terrenos
3º Grau Conta	4102.3.02.03	Edificações, obras civis e benfeitorias
3º Grau Conta	4102.3.02.04	Máquinas e equipamentos
3º Grau Conta	4102.3.02.05	Veículos
3º Grau Conta	4102.3.02.06	Móveis e utensílios

Tabela 9.14. Estrutura de contas do Sistema Extrapatrimonial

Subsistema	4	Contas de compensação do ativo
Grupo	41	Bens e direitos próprios
Subgrupo	4105	Ativo intangível – Bens totalmente amortizados
1º Grau Conta	4105.3	Distribuição
2º Grau Conta	4105.3.01	Intangível em serviço – Linhas, redes e subestações
3º Grau Conta	4105.3.01.01	Servidões
3º Grau Conta	4105.3.01.03	Softwares
3º Grau Conta	4105.3.01.99	Outros
2º Grau Conta	4105.3.02	(-) Amortização acumulada – Linhas, redes e subestações
3º Grau Conta	4105.3.02.01	Servidões
3º Grau Conta	4105.3.02.03	Softwares
3º Grau Conta	4105.3.02.99	Outros

Tabela 9.15. Estrutura de contas do Sistema do Resultado

Subsistema	6	Resultado antes da contribuição social e o imposto de renda
Grupo	61	Resultado das atividades
Subgrupo	6105	(-) Gastos operacionais
1º Grau Conta	6105.3	Distribuição
2º Grau Conta	6105.3.17	Depreciação
3º Grau Conta	6105.3.17.01	Depreciação
3º Grau Conta	6105.3.17.10	(-) Créditos de tributos recuperáveis
2º Grau Conta	6105.3.18	Amortização
3º Grau Conta	6105.3.18.01	Amortização
3º Grau Conta	6105.3.18.10	(-) Créditos de tributos recuperáveis

Em contrapartida aos valores de depreciação e amortização acumuladas das contas do Sistema Patrimonial há um conjunto de contas do Sistema do Resultado organizado como gastos operacionais indicados na 0. Nestas contas são somados os valores da Quota de depreciação e da Quota de amortização.

9.4 Anexo D – Etapas do método usado pela ANEEL

9.4.1 Pesquisa Internacional

Na pesquisa internacional foi inicialmente apresentada uma caracterização institucional e regulatória da entidade consultada seguida da consulta de legislação específica para o cálculo da vida útil e os métodos de depreciação dos ativos em 34 países.

Tabela 9.16. Países consultados na pesquisa de vida útil da ANEEL

Continente	País	Continente	País
Africano	África do Sul	Europeu	Alemanha
Americano (Norte)	Canadá		Áustria
	Estados Unidos		Bélgica
	México		Croácia
Americano (Sul)	Argentina		Dinamarca
	Chile		Espanha
	Colômbia		França
	Peru		Holanda
	Trinidad e Tobago		Irlanda
Asiático	China		Itália
	Coréia do Sul		Noruega
	Filipinas		Portugal
	Índia		Reino Unido
	Israel		República Tcheca
	Japão	Romênia	
Oceania	Austrália	Suécia	
	Nova Zelândia	Turquia	

Não foram encontradas informações precisas para todos os tipos de unidades de cadastro (TUCs) especificados nas normas brasileiras, mas foram estabelecidos grupos e subgrupos de similaridade que permitiram estender os resultados a todos eles para o processamento da análise final. A classificação das UCs evoluiu de 23 para 80 subgrupos ao final do trabalho.

Para cada um dos subgrupos foram determinados valores mínimos e máximos por país, constituindo intervalos de valores para a vida útil provável dos equipamentos.

De posse dos intervalos disponíveis por país, foi calculada a função densidade de probabilidade usando uma distribuição uniforme de probabilidade para cada país e faixa, da qual a soma normalizada foi dada como função densidade de probabilidade da pesquisa internacional.

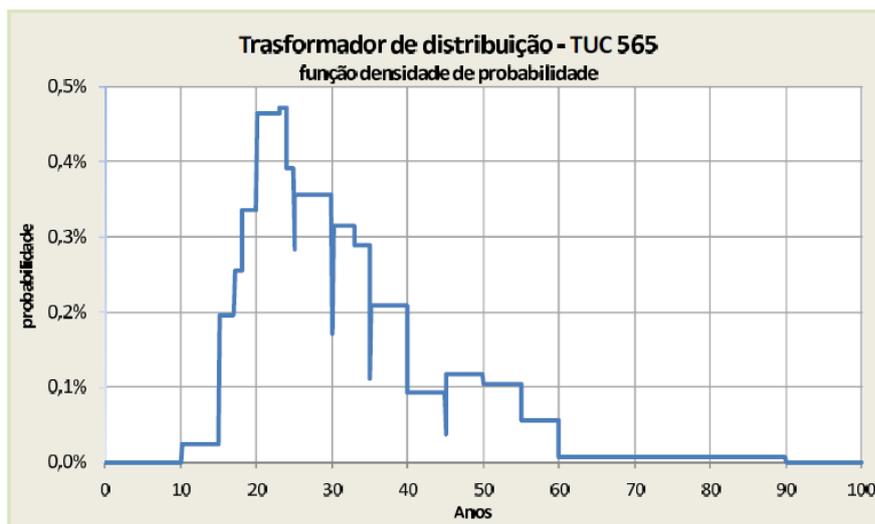


Figura 9.1. Densidade de probabilidade da pesquisa internacional

Adicionalmente, foi construída a função distribuição acumulada de probabilidade, apresentada na Figura 9.2, de onde se extrai os valores do interquartil (25% e 75%) que poderão ser utilizados como o intervalo de referência.

Dessa distribuição acumulada obtém-se uma faixa entre 22 e 38 anos para o intervalo interquartil. Em resumo, a análise realizada pela ANEEL estabeleceu um único intervalo de referência atribuído à pesquisa internacional, de modo que foram incorporados os limites mais frequentemente observados entre as diversas informações disponíveis.

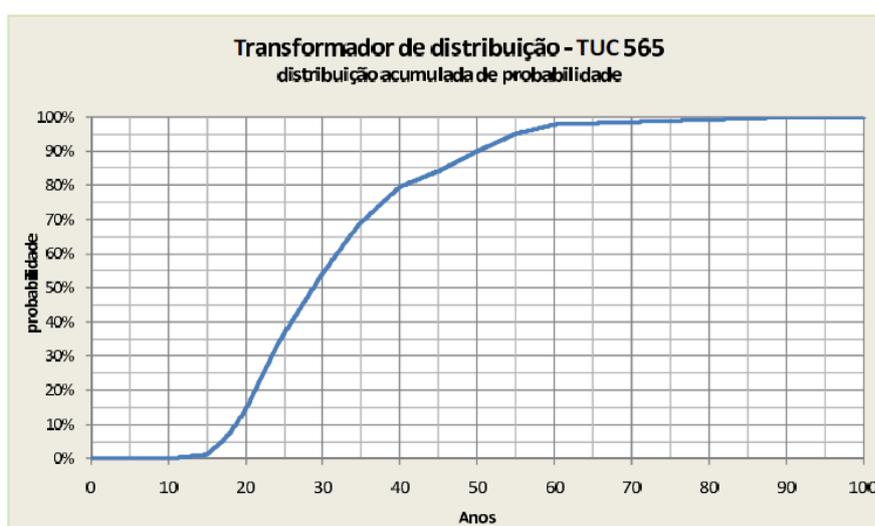


Figura 9.2. Distribuição de probabilidade acumulada da pesquisa internacional

9.4.2 Pesquisa de Fabricantes e Normas Técnicas

A metodologia de pesquisa consistiu na avaliação das informações disponíveis de fabricantes, laboratórios, artigos técnicos e normas técnicas. A pesquisa também foi realizada para cada tipo de unidade de cadastro (TUC), com fins de obtenção de dados relativos à vida útil dos equipamentos e instalações do setor elétrico.

Além da pesquisa realizada em aproximadamente 500 fabricantes e 1.100 normas técnicas, abrangendo todos os Tipos das Unidades de Cadastro (TUC), foram consultados 29 laboratórios e instituições.

Ressalte-se que foram encontradas dificuldades na compilação dos dados, em especial, pela reduzida quantidade de informações de fabricantes disponíveis por TUC. Em geral, a vida útil de um ativo pode variar em função de inúmeros fatores operacionais, o que impede ao fabricante informar, com precisão, a durabilidade de um equipamento. Por outro lado, para determinados TUC essas informações foram obtidas para os casos de sua operação em condições nominais.

Quanto às normas técnicas que, em geral, atêm-se aos ensaios necessários para garantir a vida útil, foram levantadas informações disponíveis acerca da durabilidade dos equipamentos. Finalmente, foi realizada ampla pesquisa em laboratórios nacionais e internacionais, nos quais foi possível encontrar resultados dos ensaios e artigos publicados acerca do tema.

Seguindo o critério da primeira etapa, a análise realizada pela ANEEL pautou-se pela definição de um intervalo de referência atribuído às pesquisas de fabricantes e normas técnicas (valores mínimos e máximos), no qual procurou-se, quando possível, estabelecer os valores mais freqüentemente observados dentre as informações disponíveis.

9.4.3 Pesquisa dos Agentes

A abordagem das empresas teve o objetivo de buscar informações mais próximas da realidade do setor elétrico brasileiro a partir dos dados de baixas de ativos ocorridas no período de 2005 a 2009. Como não há uma padronização para o motivo de baixa do ativo, poucas empresas tentaram fornecer este tipo de dado, e quando o fizeram informaram a atividade executada pela descrição da Ordem de Desativação – ODD vinculada à baixa.

A pesquisa teve a contribuição de 29 empresas com dados de baixas de equipamentos de redes, linhas e subestações da distribuição, linhas e subestações da transmissão e equipamentos da geração. Também foram informados dados de ativos imobilizados em serviço obtidos das bases blindadas de 11 das empresas anteriores.

Outra fonte solicitada às empresas foi de estudos próprios de engenharia sobre vida útil de equipamentos realizados pelas áreas de manutenção.

Para estimar a vida útil de cada equipamento foi calculado o período em serviço dado pela diferença de tempo entre as datas de imobilização e de baixa. A faixa de valores e o valor esperado foram obtidos dos parâmetros da distribuição de probabilidade resultante das quantidades e tempos de todos os itens baixados de todas as empresas para tentar ser o mais representativo para o Brasil.

Apesar de a análise incluir todos os tipos de baixas juntos, alguns equipamentos não forneceram quantidades suficientes de itens baixados para gerar uma distribuição nítida, mas outros equipamentos tiveram a distribuição de Weibull bem ajustada.

A consistência do resultado obtido foi conferida pela comparação da vida útil dos ativos baixados com o tempo de operação dos ativos que superaram a vida útil regulatória (idade dos ativos já totalmente depreciados). Se os componentes mais antigos estão mais sujeitos a falha, os equipamentos baixados virão desta parcela mais antiga. Isto é válido se a falha desses equipamentos ocorrer unicamente ou preferencialmente pelo fator físico. De qualquer modo, se a idade observada para a amostra de baixas for muito inferior à idade da população mais antiga, não é sustentado o valor menor pelo tamanho da amostra ou correção dos dados usados.

Também é analisada a quantidade de ativos totalmente depreciados em operação, que para a ANEEL sinaliza que o equipamento está sendo aproveitado por maior tempo que o tempo de depreciação regulatório, indicando potencial para elevá-lo. Porém, Douglas (2007) mostra que este número indica o risco da empresa em operar com infraestrutura envelhecida, o que demandaria um sinal regulatório oposto, para renovação.

Como as outras pesquisas, com os dados dos agentes é obtida uma distribuição de probabilidade e de probabilidade acumulada para a idade do ativo, de onde são extraídos um intervalo interquartil (de 25% a 75%), o valor médio e a mediana.

9.4.4 Definição do valor regulatório

O processo de revisão da vida útil dos equipamentos usa os intervalos e médias obtidos da pesquisa internacional e da pesquisa dos agentes para fazer uma estimativa inicial do valor que seria a vida útil média. Com os intervalos e médias obtidos da pesquisa de fabricantes e dos ativos em operação (com idade acima do valor regulatório) foram feitos testes de consistência para validar esta estimativa. O fluxograma do processo decisório é mostrado na Figura 9.3.

Recomenda-se verificar a quantidade de dados antes de se fazer qualquer estimativa para mudar o valor vigente, dada a falta de dados para alguns equipamentos.

A leitura deste fluxograma segue os seguintes passos:

- a) Estimativa inicial (Pesquisa internacional e Agentes – ativos baixados)
 - b) 1º. Teste de consistência (Fabricantes e Agentes – ativos em operação)
 - c) Para o intervalo dos ativos em operação, deve-se obter a distribuição (assumir como normal) desses dados e calcular o intervalo entre $\pm 2 \sigma$ (95% de confiança)
 - d) Além desses intervalos também deve ser obtida a probabilidade associada à média estimada dada a distribuição (assumida nesse caso como normal) dos ativos em operação. Essa medida nos dará idéia se a média calculada está muito acima ou abaixo e poderá ser um critério de descarte da estimativa nos passos seguintes.
 - e) Se a estimativa estiver dentro dos intervalos (quando disponíveis), deverá verificar se o valor obtido é próximo de $\pm 5\%$ do valor atual regulatório. Caso positivo, mantém-se o atual.
 - f) Caso a estimativa estiver fora dos intervalos anteriores, deverá ser feita nova checagem nos dados, verificando possíveis inconsistências ou pouca significância da estimativa. Caso seja verificada alguma inconsistência, mantém-se o valor atual. Caso as informações estejam corretas e os intervalos obtidos na fase de consistência sejam significantes, adota-se o limite mais próximo.
-

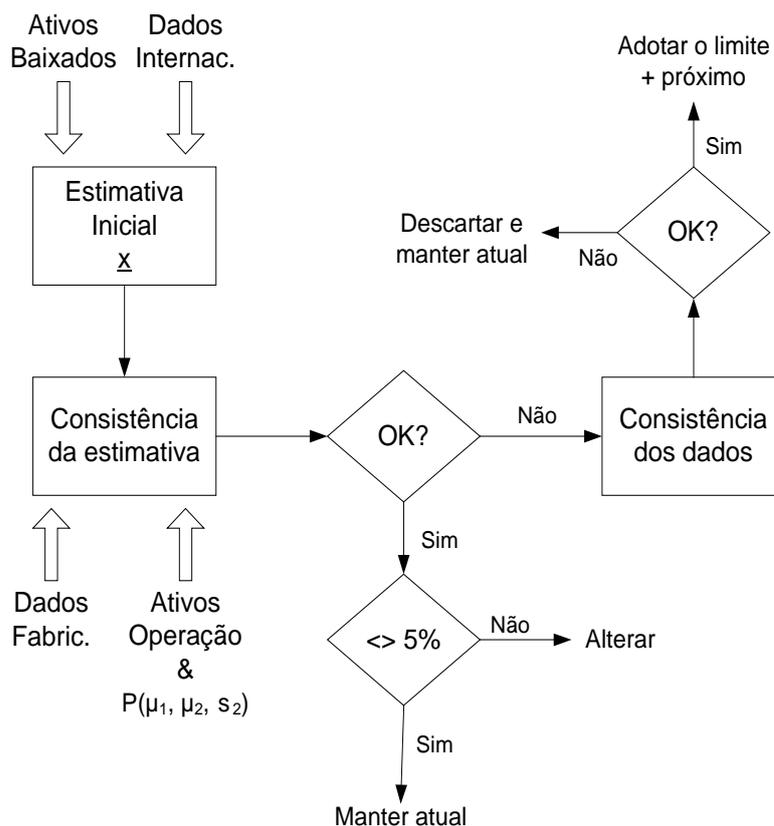


Figura 9.3. Fluxograma de definição do valor de vida útil

9.4.4.1 Obtenção da Estimativa Inicial

Após as análises dos dados da pesquisa internacional e dos ativos baixados dos agentes a ANEEL determinou que fosse calculada a curva resultante destas análises a partir da multiplicação das curvas de distribuição da pesquisa internacional com as curvas de distribuição dos agentes.

Esta multiplicação foi feita utilizando as probabilidades de cada intervalo de tempo de cada curva. Observa-se que a curva resultante tem a capacidade de anular quaisquer valores de uma pesquisa onde na outra há um valor nulo. Esta propriedade é vista como um filtro de “*outliers*” para os valores muito baixos ou muito altos.

É importante comentar que a multiplicação de probabilidades não é equivalente ao cálculo da probabilidade condicional obtida para a probabilidade dos agentes dada uma probabilidade internacional, até porque uma pesquisa não está condicionada a outra.

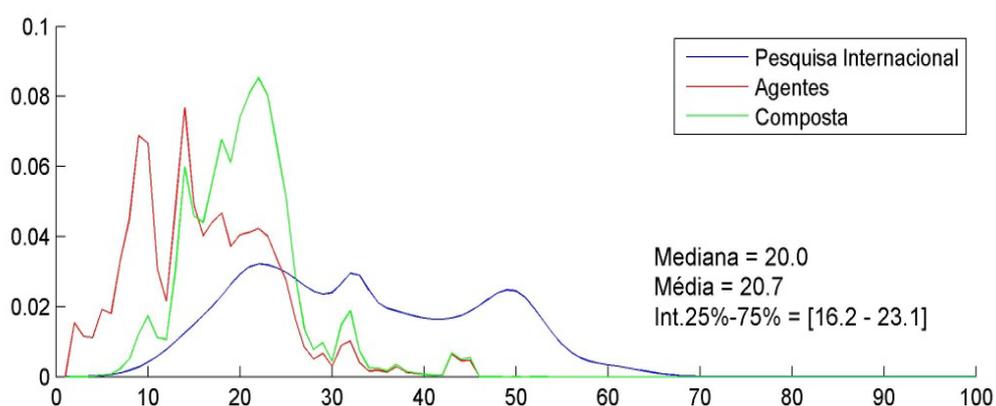


Figura 9.4. Obtenção da estimativa inicial

9.4.4.2 Primeiro Teste de Consistência

O primeiro teste é usado para verificar se a estimativa \underline{x} está dentro do intervalo da pesquisa de fabricantes, sendo feita uma anotação se é consistente ou não.

9.4.4.3 Segundo Teste de Consistência

O segundo teste é usado para verificar se o tamanho da amostra dos bens baixados é significativo em relação ao tamanho da população em operação.

Também é comparada a estimativa de \underline{x} com a faixa dos ativos em operação já totalmente depreciados com tempo de uso acima da vida útil regulatória e anotar se é consistente ou não.

9.4.4.4 Comparação com o Valor Regulatório

Após as análises anteriores com validações afirmativas é comparada a vida útil média encontrada na estimativa inicial de \underline{x} com o valor da vida útil regulatória.

Caso este valor esteja dentro dos limites de +/- 5% do valor vigente, mantém-se o regulatório, senão sugere-se utilizar o resultado apontado na estimativa \underline{x} .

9.4.4.5 Reanálise dos Dados

Caso a estimativa \underline{x} não passe nas validações anteriores, os dados dos ativos baixados são reanalisados e apontadas observações pertinentes. Havendo problemas nos dados, a tendência é descartar a pesquisa e permanecer com o valor regulatório vigente.

Mas se não há problemas nos dados, compara-se os valores das médias das pesquisas com dados relevantes e significativos, o valor mais próximo do atualmente vigente será o proposto. A faixa será a respectiva da média escolhida.

9.5 Anexo E – Outros métodos de depreciação

9.5.1 Método da soma dos dígitos

O termo soma dos dígitos também pode ser encontrado em referências como soma dos tempos, referindo-se ao termo do denominador. Este método consiste em definir um valor de depreciação de tal forma que a cada ano esse valor é diminuído ou aumentado.

Este método de depreciação é adequado para bens que não estão sujeitos a um desgaste linear no tempo. Esses bens podem depreciar de forma crescente ou decrescente no decorrer de sua vida útil.

No caso do valor ser diminuído, o método é chamado de **Método de Cole** ou método da soma dos dígitos **decrescente**. A parcela inicial é calculada pelo produto do valor do bem pela razão entre o dígito do último ano pela soma dos dígitos dos anos até a vida útil do bem.

Para o equacionamento do método associa-se a cada período de tempo de uso do bem (p_i) uma fração cujo denominador é dado pela soma de todos os seus períodos de uso (S_p). Logo, a parcela de depreciação de cada período de tempo de uso do bem (D_i) será dada por (10) e o período por (11).

$D_i = (\text{Valor do bem} - \text{Valor residual}) * \frac{p_i}{S_p}$	(9.1)
$p_i = (n + 1 - i)$	(9.2)

Sendo:

D_i : Depreciação no período i

p_i : Período i , sendo i um número natural positivo ($i = 1, 2, 3, \dots, n$)

S_p : Soma dos períodos

$S_p = p_1 + p_2 + p_3 + \dots + p_n$, onde n é a vida útil, ou:

Agrupando-se os termos, tem-se a equação (12):

$S_p = \sum_{i=1}^n (p_i) = \frac{(1 + p_n) * n}{2}$	(9.3)
------------------------------------------------------	-------

Note que, a cada período, o valor da depreciação diminui gradativamente de modo que ao final da vida útil a depreciação total acumulada será igual ao valor inicial do equipamento.

Já no caso da parcela de depreciação ser aumentada, o método é chamado de método da soma dos dígitos **crescente**. E a fração é calculada pela equação (13), sendo o período dado por (14).

$D_i = (\text{Valor do bem} - \text{Valor residual}) * \frac{p_i}{S_p}$	(9.4)
$p_i = (i)$	(9.5)

Sendo:

D_i : Depreciação no período i

p_i : Período i , sendo i um número natural positivo ($i = 1, 2, 3, \dots, n$)

S_p : Soma dos períodos

Tabela 9.17. Exemplo do método de depreciação soma dos dígitos crescente

Custo inicial R\$ 45.000,00

Valor residual R\$ 5.000,00

Tempo (anos) 10

Ano	Fk (Fração)	Quota de depreciação (Q)	Fundo de depreciação (FD)	Valor Contábil (VC)
0				
1	0,02	R\$ 727,27	R\$ 727,27	R\$ 44.272,73
2	0,04	R\$ 1.454,55	R\$ 2.181,82	R\$ 42.818,18
3	0,05	R\$ 2.181,82	R\$ 4.363,64	R\$ 40.636,36
4	0,07	R\$ 2.909,09	R\$ 7.272,73	R\$ 37.727,27
5	0,09	R\$ 3.636,36	R\$ 10.909,09	R\$ 34.090,91
6	0,11	R\$ 4.363,64	R\$ 15.272,73	R\$ 29.727,27
7	0,13	R\$ 5.090,91	R\$ 20.363,64	R\$ 24.636,36
8	0,15	R\$ 5.818,18	R\$ 26.181,82	R\$ 18.818,18
9	0,16	R\$ 6.545,45	R\$ 32.727,27	R\$ 12.272,73
10	0,18	R\$ 7.272,73	R\$ 40.000,00	R\$ 5.000,00

A Tabela 9.17 e a Tabela 9.18 ilustram dois exemplos de depreciação, através da utilização do método de depreciação de soma dos dígitos, sendo o primeiro representado pela soma crescente e o segundo pela soma decrescente.

Tabela 9.18. Exemplo do método de depreciação soma dos dígitos decrescente

Custo inicial R\$ 45.000,00
 Valor residual R\$ 5.000,00
 Tempo (anos) 10

Ano	Fk (Fração)	Quota de depreciação (Q)	Fundo de depreciação (FD)	Valor Contábil (VC)
0				
1	0,18	R\$ 7.272,73	R\$ 7.272,73	R\$ 37.727,27
2	0,16	R\$ 6.545,45	R\$ 13.818,18	R\$ 31.181,82
3	0,15	R\$ 5.818,18	R\$ 19.636,36	R\$ 25.363,64
4	0,13	R\$ 5.090,91	R\$ 24.727,27	R\$ 20.272,73
5	0,11	R\$ 4.363,64	R\$ 29.090,91	R\$ 15.909,09
6	0,09	R\$ 3.636,36	R\$ 32.727,27	R\$ 12.272,73
7	0,07	R\$ 2.909,09	R\$ 35.636,36	R\$ 9.363,64
8	0,05	R\$ 2.181,82	R\$ 37.818,18	R\$ 7.181,82
9	0,04	R\$ 1.454,55	R\$ 39.272,73	R\$ 5.727,27
10	0,02	R\$ 727,27	R\$ 40.000,00	R\$ 5.000,00

9.5.2 Método da taxa constante (i)

Também conhecido como método da depreciação real exponencial, **Método de Matheson** ou saldo decrescente. Este método consiste em estabelecer uma taxa constante de depreciação anual, a qual é calculada sobre o valor do bem ao final de cada exercício. O cálculo da taxa é realizado partindo-se do valor do ativo ao final do período da vida útil e descontando uma parcela de depreciação (equações 15 e 16).

$R = C * (1 - i)^n$	(9.6)
$i = 1 - \left(\frac{R}{C}\right)^{\frac{1}{n}}$	(9.7)

Sendo:

C: Custo do ativo

R: Valor residual do bem após o período *n*

n: Vida útil do bem

i: Taxa de depreciação

$Porcentagem\ anual = \beta = 1 - \left(\frac{Valor\ residual}{Custo\ do\ bem}\right)^{\frac{1}{n}}$	(9.8)
$Q_t = \beta * Custo\ do\ bem * (1 - \beta)^{t-1}$	(9.9)

Sendo:

n: Vida útil estimada do bem em anos

β : Taxa de depreciação

Na Tabela 9.19 ilustra-se o método de taxa constante (i).

Tabela 9.19. Exemplo do método de depreciação soma da taxa constante

Custo inicial	R\$ 45.000,00
Valor residual	R\$ 5.000,00
Tempo (anos)	10

Ano	Taxa de depreciação (i)	Quota de depreciação (Qk)	Fundo de depreciação (FDk)	Valor Contábil (Vck)
0				R\$ 45.000,00
1	0,20	R\$ 8.876,63	R\$ 8.876,63	R\$ 36.123,37
2	0,20	R\$ 7.125,64	R\$ 16.002,27	R\$ 28.997,73
3	0,20	R\$ 5.720,05	R\$ 21.722,32	R\$ 23.277,68
4	0,20	R\$ 4.591,72	R\$ 26.314,04	R\$ 18.685,96
5	0,20	R\$ 3.685,96	R\$ 30.000,00	R\$ 15.000,00
6	0,20	R\$ 2.958,88	R\$ 32.958,88	R\$ 12.041,12
7	0,20	R\$ 2.375,21	R\$ 35.334,09	R\$ 9.665,91
8	0,20	R\$ 1.906,68	R\$ 37.240,77	R\$ 7.759,23
9	0,20	R\$ 1.530,57	R\$ 38.771,35	R\$ 6.228,65
10	0,20	R\$ 1.228,65	R\$ 40.000,00	R\$ 5.000,00

9.5.3 Método de uso ou unidade de produção (coeficientes variáveis)

Existem bens que sofrem maior ou menor depreciação de um período de uso para outro, sem que haja uma ordem crescente ou decrescente no valor das depreciações no decorrer de sua vida útil. Nesses casos, convém associar o cálculo da depreciação de cada período a uma variável ligada ao uso do bem como, por exemplo, unidades produzidas, horas trabalhadas, etc (equações 17 e 18). No entanto, deve ser conhecida a capacidade total de produção ou o tempo total de horas de operação estimadas do equipamento.

$F_d = \frac{\text{Produção do período}}{\text{Capacidade total de produção}}$	(9.10)
$\text{Valor da Depreciação} = Q = F_d * \text{Valor do Bem}$	(9.11)

Sendo:

F_d: Fundo de depreciação

Q: Valor da quota de depreciação no período *n*

Neste caso, observa-se que o fator de depreciação é variável mensalmente e anualmente, sempre que o uso for diferente. Grandes equipamentos como geradores que

contém horímetros para registro do tempo operativo para fins de manutenção permitiriam o uso deste método muito divulgado no meio industrial.

Na Tabela 9.20 pode ser visualizado um exemplo de depreciação pelo método de uso ou produção, também conhecido por método de coeficientes variáveis, onde a capacidade total de 40 mil peças é depreciada ano a ano e em quantidades diferentes. Note que a soma da coluna “Produção (peças)” corresponde exatamente à capacidade total.

Tabela 9.20. Exemplo do método de depreciação dos coeficientes variáveis (peças)

Custo inicial	R\$ 45.000,00
Valor residual	R\$ 5.000,00
Tempo (anos)	10
Capacidade total (peças)	40.000

Ano	Produção (peças)	Fração de depreciação (Fk)	Quota de depreciação (Qk)	Fundo de depreciação (FDk)	Valor Contábil (Vck)
0					R\$ 45.000,00
1	1.000	2,5%	R\$ 1.000,00	R\$ 1.000,00	R\$ 44.000,00
2	2.000	5,0%	R\$ 2.000,00	R\$ 3.000,00	R\$ 42.000,00
3	2.000	5,0%	R\$ 2.000,00	R\$ 5.000,00	R\$ 40.000,00
4	3.000	7,5%	R\$ 3.000,00	R\$ 8.000,00	R\$ 37.000,00
5	1.000	2,5%	R\$ 1.000,00	R\$ 9.000,00	R\$ 36.000,00
6	4.000	10,0%	R\$ 4.000,00	R\$ 13.000,00	R\$ 32.000,00
7	7.000	17,5%	R\$ 7.000,00	R\$ 20.000,00	R\$ 25.000,00
8	3.000	7,5%	R\$ 3.000,00	R\$ 23.000,00	R\$ 22.000,00
9	8.000	20,0%	R\$ 8.000,00	R\$ 31.000,00	R\$ 14.000,00
10	9.000	22,5%	R\$ 9.000,00	R\$ 40.000,00	R\$ 5.000,00

De forma análoga, este método é empregado também no exemplo mostrado na Tabela 9.21, sendo que a capacidade total é dada em horas. Percebe-se que os coeficientes são aplicados com maior intensidade nos primeiros anos, ao contrário do exemplo anterior.

Tabela 9.21. Exemplo do método de depreciação dos coeficientes variáveis (horas)

Custo inicial	R\$ 45.000,00
Valor residual	R\$ 5.000,00
Tempo (anos)	10
Capacidade total (horas)	87.600

Ano	Produção (horas)	Fração de depreciação (Fk)	Quota de depreciação (Qk)	Fundo de depreciação (FDk)	Valor Contábil (VCK)
0					R\$ 45.000,00
1	7.500	8,6%	R\$ 3.424,66	R\$ 3.424,66	R\$ 41.575,34
2	10.000	11,4%	R\$ 4.566,21	R\$ 7.990,87	R\$ 37.009,13
3	11.200	12,8%	R\$ 5.114,16	R\$ 13.105,02	R\$ 31.894,98
4	9.000	10,3%	R\$ 4.109,59	R\$ 17.214,61	R\$ 27.785,39
5	8.500	9,7%	R\$ 3.881,28	R\$ 21.095,89	R\$ 23.904,11
6	6.600	7,5%	R\$ 3.013,70	R\$ 24.109,59	R\$ 20.890,41
7	8.500	9,7%	R\$ 3.881,28	R\$ 27.990,87	R\$ 17.009,13
8	9.300	10,6%	R\$ 4.246,58	R\$ 32.237,44	R\$ 12.762,56
9	8.000	9,1%	R\$ 3.652,97	R\$ 35.890,41	R\$ 9.109,59
10	9.000	10,3%	R\$ 4.109,59	R\$ 40.000,00	R\$ 5.000,00

9.5.4 Depreciação acelerada

A depreciação acelerada pode ser aplicada de duas formas. A primeira delas é reconhecida contabilmente pelo uso excedente do ativo em turnos de operação e a segunda é considerada depreciação incentivada acelerada.

Existem casos em que o bem é utilizado em jornadas diárias de dois ou até três turnos de oito horas de trabalho. Nesses casos, a legislação permite, apenas para os bens móveis, a utilização de coeficientes de aceleração da taxa de depreciação.

- a) 1,5 para dois turnos diários (16 horas)
- b) 2,0 para três turnos diários (24 horas)

A depreciação acelerada permite que seja reconhecida uma maior despesa com depreciações a cada exercício social. Os bens que sofrem esse tipo de depreciação tendem a diminuir mais rapidamente seu valor contábil. Mesmo sofrendo depreciação acelerada, vale lembrar que a depreciação acumulada do bem depreciável nunca poderá ultrapassar seu valor de custo.

A forma incentivada traz um benefício fiscal para aceleração da recuperação do capital investido na compra de equipamentos porém, durante parte da vida útil após o valor ter sido totalmente recuperado não há depreciação do equipamento no fluxo de caixa.

A forma incentivada pode ser encontrada com taxa de depreciação de 200% conhecida por método de balanço de declinação dobrada (do inglês, *Double-declining-balance Depreciation* – DDB). Este método é igual ao método linear durante parte da vida útil, que sofre depreciação em dobro.

Através deste método são incentivados investimentos em novas tecnologias e substituição do ativo, mas se ocorrer obsolescência ou por outro motivo o ativo tiver que ser substituído antes do final da vida útil seriam gerados custos afundados.

Tabela 9.22. Exemplo do método de depreciação linear (acelerada 150%)

Custo inicial	R\$ 45.000,00
Valor residual	R\$ 5.000,00
Tempo (anos)	10

Ano	Quota de depreciação (Q)	Fundo de depreciação (FD)	Valor Contábil (VC)
0			
1	R\$ 6.000,00	R\$ 6.000,00	R\$ 39.000,00
2	R\$ 6.000,00	R\$ 12.000,00	R\$ 33.000,00
3	R\$ 6.000,00	R\$ 18.000,00	R\$ 27.000,00
4	R\$ 6.000,00	R\$ 24.000,00	R\$ 21.000,00
5	R\$ 6.000,00	R\$ 30.000,00	R\$ 15.000,00
6	R\$ 6.000,00	R\$ 36.000,00	R\$ 9.000,00
7	R\$ 4.000,00	R\$ 40.000,00	R\$ 5.000,00
8	R\$ 0,00	R\$ 40.000,00	R\$ 5.000,00
9	R\$ 0,00	R\$ 40.000,00	R\$ 5.000,00
10	R\$ 0,00	R\$ 40.000,00	R\$ 5.000,00

Mostra-se, na Tabela 9.22, um exemplo de depreciação que utiliza o método de depreciação acelerada de 150%. Verifica-se que a quota de depreciação deixa de existir a partir do oitavo ano.

Na Tabela 9.23, é mostrado outro exemplo, onde foi aplicado o mesmo método de depreciação acelerada, apenas aumentando a taxa de depreciação para 200%. Percebe-se, claramente, que a quota de depreciação torna-se igual a zero já a partir do sexto ano.

Tabela 9.23. Exemplo do método de depreciação linear (acelerada 200%)

Custo inicial	R\$ 45.000,00
Valor residual	R\$ 5.000,00
Tempo (anos)	10

Ano	Quota de depreciação (Q)	Fundo de depreciação (FD)	Valor Contábil (VC)
0			
1	R\$ 8.000,00	R\$ 8.000,00	R\$ 37.000,00
2	R\$ 8.000,00	R\$ 16.000,00	R\$ 29.000,00
3	R\$ 8.000,00	R\$ 24.000,00	R\$ 21.000,00
4	R\$ 8.000,00	R\$ 32.000,00	R\$ 13.000,00
5	R\$ 8.000,00	R\$ 40.000,00	R\$ 5.000,00
6	R\$ 0,00	R\$ 40.000,00	R\$ 5.000,00
7	R\$ 0,00	R\$ 40.000,00	R\$ 5.000,00
8	R\$ 0,00	R\$ 40.000,00	R\$ 5.000,00
9	R\$ 0,00	R\$ 40.000,00	R\$ 5.000,00
10	R\$ 0,00	R\$ 40.000,00	R\$ 5.000,00

9.5.5 Método das anuidades

Este método é baseado na premissa de que os ativos tenham vida útil infinita e que seria errado depreciá-los por um período de vida finito. Neste método é gerado um fluxo de caixa com um valor de anuidade suficiente para manter a capacidade operativa do ativo.

O método é melhor ajustado para equipamentos com vida útil longa como obras civis de hidroelétricas.

$Q = i * \text{Custo do bem} + (\text{Custo do bem} - \text{Valor residual}) * \left[\frac{i}{(1+i)^n - 1} \right]$	(9.12)
$J = i * \text{Custo do bem} - (\text{Custo do bem} - \text{Valor residual}) * \left[\frac{(1+i)^{t-1} - 1}{(1+i)^n - 1} \right]$	(9.13)

Sendo:

Q: Valor da quota de depreciação no período *n*

J: Valor dos juros

A Tabela 9.24 exemplifica o método das anuidades considerando o mesmo valor residual ao final do período da depreciação.

Tabela 9.24. Exemplo do método de depreciação das anuidades

Custo inicial	R\$ 45.000,00
Valor residual	R\$ 5.000,00
Tempo (anos)	10
i (taxa de juros)	0,1

Ano	Quota de depreciação (Q)	Juros (J)	Saldo (Q-J)	Fundo de depreciação (FD)	Valor Contábil (VC)
0					
1	R\$ 7.009,82	R\$ 4.500,00	R\$ 2.509,82	R\$ 2.509,82	R\$ 42.490,18
2	R\$ 7.009,82	R\$ 4.249,02	R\$ 2.760,80	R\$ 5.270,61	R\$ 39.729,39
3	R\$ 7.009,82	R\$ 3.972,94	R\$ 3.036,88	R\$ 8.307,49	R\$ 36.692,51
4	R\$ 7.009,82	R\$ 3.669,25	R\$ 3.340,56	R\$ 11.648,06	R\$ 33.351,94
5	R\$ 7.009,82	R\$ 3.335,19	R\$ 3.674,62	R\$ 15.322,68	R\$ 29.677,32
6	R\$ 7.009,82	R\$ 2.967,73	R\$ 4.042,08	R\$ 19.364,76	R\$ 25.635,24
7	R\$ 7.009,82	R\$ 2.563,52	R\$ 4.446,29	R\$ 23.811,05	R\$ 21.188,95
8	R\$ 7.009,82	R\$ 2.118,89	R\$ 4.890,92	R\$ 28.701,97	R\$ 16.298,03
9	R\$ 7.009,82	R\$ 1.629,80	R\$ 5.380,01	R\$ 34.081,99	R\$ 10.918,01
10	R\$ 7.009,82	R\$ 1.091,80	R\$ 5.918,01	R\$ 40.000,00	R\$ 5.000,00

9.6 Anexo F – Lista de Fatos Geradores de interrupção

Os fatos geradores de interrupções são apresentados pelo Prodlist na forma da Tabela 9.25, sendo a origem interna ou externa ao sistema de distribuição. O fator de falha, conforme apresentado neste trabalho, é classificado em relação ao equipamento.

Tabela 9.25. Fatos geradores de interrupção (Prodlist)

Origem	Tipo	Causa	Detalhe	Fator de falha
Interna	Programada	Alteração	Para melhoria	Funcional
			Para ampliação	Funcional
		Manutenção	Corretiva	Funcional
			Preventiva	Funcional
	Não programada	Meio ambiente	Poluição	Cronológico
			Corrosão	Cronológico
			Erosão	Cronológico
			Inundação	Externo
			Queima ou Incêndio	Físico
			Árvore ou Vegetação	Externo
			Descarga Atmosférica	Externo
			Animais	Externo
			Vento	Externo
		Terceiros	Vandalismo	Externo
			Abalroamento	Externo
			Roubo	Externo
			Acidente	Externo
			Pipa	Externo
			Defeito cliente afetando outros	Externo
			Ligação Clandestina	Externo
		Empresas de serviços públicos ou suas contratadas	Externo	
		Falha operacional	Erro de operação	Externo
			Serviço mal executado	Externo
			Acidente	Externo
		Próprias do sistema	Subtensão	Físico
			Sobretensão	Físico
			Sobrecarga	Físico
Desligamento para manutenção emergencial	Externo			
Desligamento por segurança	Externo			
Falha de material ou equipamento	Físico			
Não identificada				
Alívio de carga	-	Funcional		
Não classificada	-			
Externa	Programada			
	Não programada			