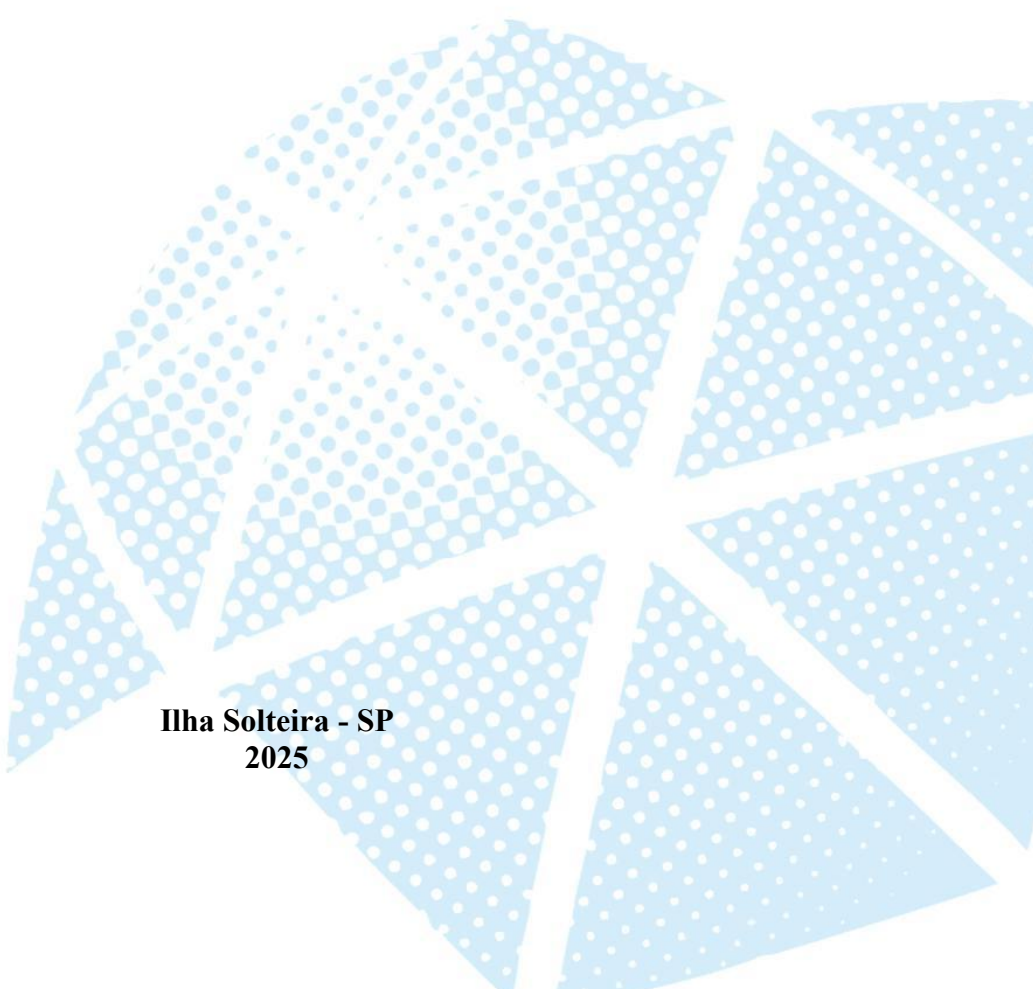


**UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA “JÚLIO DE MESQUITA FILHO”
CAMPUS DE ILHA SOLTEIRA**

MARCELO GOUVEIA SEBASTIÃO

**UMA TÉCNICA HEURÍSTICA PARA A OTIMIZAÇÃO DE PLANOS DE TAREFAS
DE MANUTENÇÃO DE REDES AÉREAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA
ELÉTRICA COM LIMITAÇÃO DE RECURSOS**

**Ilha Solteira - SP
2025**



MARCELO GOUVEIA SEBASTIÃO

**UMA TÉCNICA HEURÍSTICA PARA A OTIMIZAÇÃO DE PLANOS DE TAREFAS
DE MANUTENÇÃO DE REDES AÉREAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA
ELÉTRICA COM RESTRIÇÕES DE RECURSOS**

Tese apresentada à Universidade
Estadual Paulista (UNESP), Faculdade de
Engenharia do Campus Ilha Solteira - SP como
parte dos requisitos para obtenção do título de
Doutor em Engenharia Elétrica

Área de Concentração: Automação

Orientador: José Roberto Sanches Mantovani

Coorientador: Renzo Amilcar Vargas Peralta

Ilha Solteira - SP
2025

FICHA CATALOGRÁFICA
Desenvolvido pelo Serviço Técnico de Biblioteca e Documentação

S443t Sebastião, Marcelo Gouveia.
Uma técnica heurística para a otimização de planos de tarefas de manutenção de redes aéreas de distribuição de energia elétrica com restrições de recursos / Marcelo Gouveia Sebastião. -- Ilha Solteira: [s.n.], 2025
171 f. : il.

Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) - Universidade Estadual Paulista (UNESP), Faculdade de Engenharia, Ilha Solteira. Área de conhecimento: Automação, 2025

Orientador: José Roberto Sanches Mantovani
Coorientador: Renzo Amílcar Vargas Peralta
Inclui bibliografia

1. Confiabilidade. 2. Distribuição de energia elétrica. 3. Falhas de fornecimento de energia. 4. Indicadores de continuidade. 5. Manutenção. 6. Programação linear.

IMPACTO POTENCIAL DESTA PESQUISA

A metodologia desenvolvida ao propor uma abordagem inovadora para a programação otimizada de tarefas de manutenção em redes de distribuição, fortalece o avanço científico na área de confiabilidade e continuidade do serviço de fornecimento de energia de sistemas elétricos de distribuição. Modelam-se matematicamente aspectos de confiabilidade, custos operacionais, custo da energia não suprida, segmentação entre serviços em linhas energizadas e desenergizadas e alocação de equipes especializadas, resultando em uma solução abrangente e operacionalmente consistente, validada em uma rede real. Os resultados obtidos evidenciam benefícios sociais e econômicos expressivos, como a melhoria da qualidade do fornecimento de energia, a redução de interrupções e o aprimoramento da eficiência operacional das concessionárias. Sua aplicabilidade direta ao sistema brasileiro de distribuição de energia elétrica, assegura inserção local, regional e nacional, oferecendo suporte ao aprimoramento dos processos de manutenção em concessionárias de diferentes portes. Além disso, a otimização do planejamento de manutenção contribui para o desenvolvimento sustentável ao promover maior eficiência no uso dos recursos e maior resiliência da rede elétrica. Assim, o estudo reforça a produção de conhecimento estratégico na temática de confiabilidade e otimização de sistemas elétricos.

POTENTIAL IMPACT OF THIS RESEARCH

The developed methodology, by proposing an innovative approach to the optimized scheduling of maintenance tasks in distribution networks, strengthens scientific advancement in the field of reliability and continuity of electric power supply in distribution systems. Key aspects such as reliability, operational costs, cost of unserved energy, segmentation between live-line and de-energized services, and the allocation of specialized crews are mathematically modeled, resulting in a comprehensive and operationally consistent solution validated on a real distribution network. The obtained results demonstrate significant social and economic benefits, including improvements in power supply quality, reductions in service interruptions, and enhanced operational efficiency of distribution utilities. Its direct applicability to the Brazilian electric power distribution system ensures local, regional, and national relevance, providing support for the improvement of maintenance processes in utilities of different sizes. Furthermore, the optimization of maintenance planning contributes to sustainable development by promoting more efficient use of resources and increased resilience of the electric grid. Thus, the study reinforces the production of strategic knowledge in the domain of reliability and optimization of electric power systems



UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA

Câmpus de Ilha Solteira

CERTIFICADO DE APROVAÇÃO

TÍTULO DA TESE: Uma Técnica Heurística para a Otimização de Planos de Tarefas de Manutenção de Redes Aéreas de Distribuição de Energia Elétrica com Limitação de Recursos

AUTOR: MARCELO GOUVEIA SEBASTIÃO

ORIENTADOR: JOSE ROBERTO SANCHES MANTOVANI

COORIENTADOR: RENZO AMILCAR VARGAS PERALTA

Aprovado como parte das exigências para obtenção do Título de Doutor em Engenharia Elétrica, área: Automação pela Comissão Examinadora:

Documento assinado digitalmente
 JOSE ROBERTO SANCHES MANTOVANI
Data: 11/01/2026 14:08:18-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Prof. Dr. JOSE ROBERTO SANCHES MANTOVANI (Participação Presencial)
Departamento de Engenharia Elétrica / UNESP / Câmpus de Ilha Solteira - FEIS

Documento assinado digitalmente
 LUCAS DO CARMO YAMAGUTI
Data: 13/01/2026 11:05:35-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Prof. Dr. LUCAS DO CARMO YAMAGUTI (Participação Presencial)
Departamento de Engenharia Elétrica / UNESP / Câmpus de Ilha Solteira - FEIS

Documento assinado digitalmente
 JUAN MANUEL HOME ORTIZ
Data: 13/01/2026 10:06:22-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Prof. Dr. JUAN MANUEL HOME ORTIZ (Participação Virtual)
Departamento de Sistema de Energia Elétrica / UNICAMP / Faculdade de Engenharia e de Computação

Documento assinado digitalmente
 ANDRE DO AMARAL PENTEADO BISCARO
Data: 25/12/2025 20:05:23-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Prof. Dr. ANDRE DO AMARAL PENTEADO BISCARO (Participação Virtual)
Departamento de Engenharia Elétrica / UNEMAT / Universidade do Estado de Mato Grosso

Documento assinado digitalmente
 JONATHAN PABLO AYALA MARCELO
Data: 11/01/2026 23:54:29-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Prof. Dr. JONATHAN PABLO AYALA MARCELO (Participação Virtual)
Departamento de Sistemas de Energia Elétrica / UNICAMP / Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação

Ilha Solteira, 19 de dezembro de 2025.

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho, inicialmente, aos meus pais, Vitor Antônio Gonçalves Sebastião (in memoriam) e Maria Aparecida Gouveia Sebastião, que sempre estiveram incansavelmente ao meu lado, proporcionando-me condições materiais e afetivas para que eu pudesse ascender os degraus do conhecimento humano e formar meu caráter.

Dedico-o aos meus filhos, Lucas A. Gouveia Sebastião e Leonardo A. Gouveia Sebastião, pela compreensão quanto às minhas ausências e pelo apoio ao longo dessa trajetória.

Dedico, ainda, à minha noiva, Maira Oliveira, pela paciência, pela compreensão das minhas ausências e pelas constantes palavras de incentivo e encorajamento. Sempre disposta a oferecer uma conversa motivadora, tornou esta jornada mais leve ao caminhar ao seu lado.

AGRADECIMENTOS

Agradeço, inicialmente, a Deus pelo dom da vida e por sempre me conduzir nos momentos de angústia e provações.

Registro meu agradecimento especial ao meu orientador, Prof. Dr. José Roberto Sanches Mantovani, pela confiança, pelos ensinamentos e pela orientação ao longo deste trabalho, contribuições que extrapolaram o âmbito acadêmico.

Agradeço também ao meu coorientador, Dr. Renzo Amílcar Vargas Peralta, pela paciência e pela orientação constante.

Aos amigos da antiga CEMAT, Adativo Jr, Antônio Cardoso, Alessandro Paroneto, Aloísio Faleiros, Elias Figueiredo, Itamar Mendonça, Jackson Capistrano, José Adriano Mendes, Luiz Alberto (in memoriam), Marcelo Jorge, Márcio Andrade, Oeleton Lima e Rodrigo Maciel, agradeço a convivência e pelos ensinamentos compartilhados ao longo dos anos de trabalho.

Aos amigos, professores, profissionais técnicos do ensino superior e demais colaboradores, expresso minha gratidão à Universidade do Estado de Mato Grosso.

Ao Governo do Estado de Mato Grosso, agradeço pela confiança, pelo incentivo e pelo financiamento desta qualificação profissional.

Estendo meus agradecimentos a todos os professores, técnicos, funcionários e amigos da Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira (FEIS/UNESP) e do Laboratório de Planejamento de Sistemas de Energia Elétrica (LaPSEE), pelas diversas formas de apoio e auxílio.

“Conheça os teus limites, mas nunca os aceites”
Anônimo.

RESUMO

Neste trabalho, apresenta-se uma nova abordagem para programação otimizada de tarefas de manutenção em redes de distribuição de energia elétrica, fundamentada em uma técnica clássica de otimização. O modelo originalmente de programação não linear binário misto é linearizado por meio da técnica de linearização por partes, sendo a técnica de solução adotada uma abordagem de otimização convexa clássica pseudodinâmica. O objetivo final deste trabalho, consiste em determinar um plano de manutenção otimizado para redes aéreas de distribuição ao longo de um horizonte de planejamento, produzindo a melhoria da confiabilidade do sistema ao longo do período de análise, considerando restrições de recursos financeiros, segmentação das tarefas em serviços realizados em linhas energizadas e desenergizadas, alocação das atividades de manutenção em redes desenergizadas entre as equipes especializadas e limitação do custo da energia não suprida decorrente da execução das tarefas de manutenção em linhas desenergizadas. O modelo matemático de programação linear binário misto foi implementado em linguagem AMPL e resolvido utilizando o solver comercial CPLEX. Os resultados obtidos com os experimentos realizados na implementação computacional da metodologia proposta em uma rede real com 435 equipamentos distribuídos em 56 seções são apresentados e discutidos, mostrando a sua eficiência e aplicação em sistemas reais, demonstrando a melhoria da confiabilidade das suas seções ao longo do período considerado, como a priorização de atribuição de tarefas de manutenção nas seções que contribuem com maior impacto na confiabilidade da rede e dos indicadores de continuidade, além do direcionamento eficiente das atividades de manutenção para equipamentos com maiores taxas de falha e menores custos de intervenção.

Palavras-chave: Confiabilidade; Distribuição de energia elétrica; Falhas de fornecimento de energia; Indicadores de continuidade; Manutenção; Programação linear.

ABSTRACT

This work presents a new approach to the optimized scheduling of maintenance tasks in electric power distribution networks, grounded in a classical optimization technique. The originally formulated mixed-integer nonlinear programming model is linearized using a piecewise linearization technique, and the adopted solution strategy is based on a classical pseudo dynamic convex optimization approach. The main objective of this study is to determine an optimized maintenance plan for overhead distribution networks over a planning horizon, aiming to improve system reliability throughout the analysis period. This is achieved while considering financial resource constraints, the segmentation of tasks into live-line and de-energized services, the allocation of maintenance activities on de-energized networks among specialized crews, and the limitation of the cost of unserved energy resulting from the execution of maintenance tasks on de-energized lines. The mixed-integer linear programming model was implemented in the AMPL modeling language and solved using the commercial CPLEX solver. The results obtained from computational experiments conducted on a real distribution network comprising 435 pieces of equipment distributed across 56 sections are presented and discussed, demonstrating the efficiency and practical applicability of the proposed methodology in real systems. The results also show improvements in section reliability over the considered period, the prioritization of maintenance task assignments in sections that have the greatest impact on network reliability and continuity indices, and the efficient allocation of maintenance activities to equipment with higher failure rates and lower intervention costs.

Keywords: Continuity indicator; Electrical power distribution; Electrical energy failure; Linear programming; Maintenance; Reliability

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 — Evolução da manutenção.....	50
Figura 2 — Níveis hierárquicos SEP.....	53
Figura 3 — Representação da variação de falhas de equipamentos ao longo tempo	55
Figura 4 — Curva da banheira	57
Figura 5 — Distribuição de probabilidade exponencial.....	59
Figura 6 — Diagrama de bloco funcional	60
Figura 7 — Diagrama de bloco funcional-Componentes associados em série	60
Figura 8 — Diagrama de bloco funcional - Sistema com elementos associados em paralelo .	61
Figura 9 — Diagrama de bloco funcional-Sistema radial SDE.....	62
Figura 10 — Diagrama de bloco funcional-Topologia real SDE.....	63
Figura 11 — Diagrama de bloco funcional-Topologia exemplo.....	65
Figura 12 — Fluxograma	76
Figura 13 — Distribuição de probabilidade da confiabilidade ao longo do tempo.....	77
Figura 14 — Função não linear: Confiabilidade x Taxa de falhas.....	78
Figura 15 — Linearização por partes-Pontos de linearização e pesos	79
Figura 16 — Linearização por partes definição do passo incremental.....	80
Figura 17 — Topologia do alimentador e distribuição das seções.....	82
Figura 18 — Diagrama das seções	82
Figura 19 — Relação FO versus recursos financeiros acumulados aplicados	87
Figura 20 — Relação CS versus tarefas de manutenção atribuídas	88
Figura 21 — Relação percentual de recursos aplicados em TM em linha energizada e linha desenergizada.....	88
Figura 22 — Diagrama : TA por seção	92
Figura 23 — Diagrama VAR % CSEC por seção	94
Figura 24 — CENS ao longo do HP.....	98
Figura 25 — CENS por seção ao longo do HP: PM-2	99
Figura 26 — CENS por seção ao longo do HP: PM-5	99
Figura 27 — CENS por seção ao longo do HP: PM-6	100
Figura 28 — CENS por seção ao longo do HP: PM-7	100
Figura 29 — CS (PM-2, PM-5, PM-6 e PM-7).....	101
Figura 30 — CS (PM-5, PM-8 e PM-9)	104
Figura 31 — Horas atribuídas às equipes de LD: PM-5.....	103
Figura 32 — Horas atribuídas às equipes de LD: PM-8.....	104
Figura 33 — Horas atribuídas às equipes de LD: PM-9.....	104
Figura 34 — Relação CS versus tarefas de manutenção atribuídas	118
Figura 35 — Relação FO versus recursos financeiros acumulados aplicados	119
Figura 36 — Painel: PM-14.....	122
Figura 37 — Painel: PM-15.....	123
Figura 38 — Painel: PM-16.....	124
Figura 39 — Painel: PM-17.....	125
Figura 40 — Painel: PM-18.....	126
Figura 41 — Painel: PM-19.....	127
Figura 42 — Painel: PM-20.....	128
Figura 43 — Painel: PM-21.....	129
Figura 44 — Painel: PM-22.....	130
Figura 45 — Painel: PM-23.....	131

Figura 46 — Painei: PM-24.....	132
Figura 47 — Painei: PM-25.....	133
Figura 48 — Painei: PM-26.....	134
Figura 49 — Relação FO versus recursos financeiros acumulados aplicados	139
Figura 50 — Relação CS versus tarefas de manutenção atribuídas	140
Figura 51 — Relação percentual de recursos aplicados em TM em linha energizada e linha desenergizada.....	138
Figura 52 — Painei: PM-27.....	143
Figura 53 — Painei: PM-28.....	144
Figura 54 — Painei: PM-29.....	145
Figura 55 — Painei: PM-30.....	146
Figura 56 — Painei: PM-31.....	147
Figura 57 — Topologia alimentador total	158
Figura 58 — Topologia alimentador total-Quadriculas	158
Figura 59 — Topologia alimentador-Quadricula 1	159
Figura 60 — Topologia alimentador Quadricula 1-Seções	159
Figura 61 — Topologia alimentador-Quadricula 2	160
Figura 62 — Topologia alimentador-Quadricula 2-Seções.....	160
Figura 63 — Topologia alimentador-Quadricula 3	161
Figura 64 — Topologia alimentador-Quadricula 3-Seções.....	161
Figura 65 — Topologia alimentador-Quadricula 4	162
Figura 66 — Topologia alimentador-Quadricula 4-Seções.....	162
Figura 67 — Topologia alimentador-Quadricula 5	163
Figura 68 — Topologia alimentador-Quadricula 5-Seções.....	163
Figura 69 — Topologia alimentador-Quadricula 6	164
Figura 70 — Topologia alimentador-Quadricula 6-Seções.....	164

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 — Taxas de falhas iniciais	83
Tabela 2 — Custo de manutenção por equipamento.....	83
Tabela 3 — Parâmetros utilizados nos testes (PM-1,PM-2,PM-3,PM-4)	86
Tabela 4 — TM atribuídas e TA (PM-1,PM-2,PM-3 e PM-4).....	90
Tabela 5 — Relação recursos disponibilizados versus recursos aplicados-IAR	90
Tabela 6 — Parâmetros (PM-2, PM-5, PM-6, PM-7)	96
Tabela 7 — TM atribuídas e TA (PM-2,PM-5,PM-6 e PM-7).....	97
Tabela 8 — Relação recursos disponibilizados versus recursos aplicados-IAR	97
Tabela 9 — Parâmetros (PM-5, PM-8, PM-9)	102
Tabela 10 — TM atribuídas e TA (PM-5,PM-8 e PM-9).....	103
Tabela 11 — Relação recursos disponibilizados versus recursos aplicados-IAR	103
Tabela 12 — Parâmetros (PM-5, PM-10, PM-11, PM-12, PM-13)	106
Tabela 13 — TM atribuídas e TA (PM-5, PM-10, PM-11, PM-12 e PM-13)	107
Tabela 14 — Relação recursos disponibilizados versus recursos aplicados-IAR.....	107
Tabela 15 — Evolução da FO ao longo do HP (PM-5, PM-10, PM-11, PM-12 e PM-13) ...	108
Tabela 16 — Evolução da CS ao longo do HP (PM-5, PM-10, PM-11, PM-12 e PM-13)....	108
Tabela 17 — Variação % confiabilidade sistema (PM-5, PM-10, PM-11, PM-12 e PM-13)	109
Tabela 18 — Variação % função objetivo (PM-5,PM-10,PM-11,PM-12 e PM-13).....	109
Tabela 19 — Função objetivo no HP= $t(12)$ (PM-5, PM-10, PM-11, PM-12 e PM-13)	110
Tabela 20 — Confiabilidade sistema: HP= $t(12)$ (PM-5,PM-10,PM-11,PM-12 e PM-13)	110
Tabela 21 — TM atribuídas e TA	115
Tabela 22 — TA média: Top 10/ Seção	116
Tabela 23 — Relação recursos disponibilizados versus recursos aplicados-IAR.....	117
Tabela 24 — Parâmetros (PM-27, 28, PM-29, PM-30,e PM-31)	136
Tabela 25 — TM atribuídas e TA (PM-27, PM-28, PM-29 e PM-31).....	138
Tabela 26 — TA média:- Top 10/ Seção (PM-27, PM-28, PM-29, PM-30 e PM-32).....	136
Tabela 27 — Relação recursos disponibilizados versus recursos aplicados-IAR.....	139

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

AG	Algoritmo genético
AI	Artificial intelligence
AMPL	A mathematical programming language
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica.
BD	Big data
CEI	Custo esperado de interrupção
CENS	Custo de energia não suprida
CHM	Chave de manobra
CHP	Chave de proteção
CI	Custo da interrupção
CM	Custo de manutenção
CO	Custo de operação
CPC	Custo da perda de carga
CS	Confiabilidade do sistema
CSEC	Confiabilidade da seção
DEC	Duração equivalente de interrupção por unidade consumidora
DIC	Duração de interrupção individual por unidade consumidora
DICRI	Duração da interrupção individual em dia crítico
DL	Deep learning
DMIC	Duração máxima de interrupção contínua por unidade equivalente
EENS	Expectativa de energia não suprida
ENS	Energia não suprida
FEC	Frequência equivalente de interrupção por unidade consumidora
FIC	Frequência de interrupção individual por unidade consumidora
FO	Função objetivo
FP	Fator ponderador
GA	Gerenciamento de ativos
HP	Horizonte de planejamento
IAR	Índice de aplicação de recursos
INC	Inconfiabilidade
LD	Linha desenergizada
LDI	Linha de distribuição
LE	Linha energizada
MBC	Manutenção baseada na condição
MBR	Manutenção baseada no risco
MC	Manutenção corretiva
MCC	Manutenção centrada na confiabilidade
MD	Manutenção detectiva
ML	Machine learning
MPP	Manutenção preventiva periódica
MPred	Manutenção preditiva
NSGA-II	Non-dominated Sorting Genetic Algorithm II
PLBM	Programação linear binária mista
PLIM	Programação linear inteira mista
PNLIM	Programação não linear inteira mista
PRODIST	Procedimentos da distribuição
RF	Restrição financeira
RT	Restrições

SA	Simulated Annealing
SDEE	Sistema de distribuição de energia elétrica
SE	Subestação de energia
SEP	Sistemas elétricos de potência
SMC	Simulação de Monte Carlo
TA	Taxa de atendimento
TF	Taxa de falha
TM	Tarefa de manutenção
TM (LE/LD)	Tarefa de manutenção em linha energizada e linha desenergizada
TMAF	Tempo médio até a falha
TMEF	Tempo médio entre falhas
TMPR	Tempo médio para reparo
TR	Transformador

LISTA DE SÍMBOLOS

Conjuntos:

Φ_S	Conjunto das seções
Φ_{MS}	Conjunto das macro-seções
Φ_{HP}	Conjuntos dos períodos do horizonte de planejamento (HP)
Φ_{EB}	Conjunto dos equipamentos instalados na barra
Φ_{NLIN}	Conjunto do número de linearizações
Φ_{EQP}	Conjunto de quantidade de equipes pesadas para manutenção em LD
Φ_{EQL}	Conjunto de quantidade de equipes leves para manutenção em LD
Φ_I	Conjunto de parâmetros/ponderadores
Φ_{EQ}	Conjunto de tipos de equipamentos
Φ_{PA}	Conjunto de parâmetros
Φ_{PO}	Conjunto de ponderadores
$\Phi_{X_{MLE}}$	Conjunto de variáveis binárias serviços para manutenção em linha energizada
$\Phi_{X_{MLD}}$	Conjunto de variáveis binárias serviços para manutenção em linha desenergizada
Φ_{PP_1}	Conjunto parâmetros: potência fornecida pela seção s por hora
Φ_{PP_2}	Conjunto parâmetros: carregamento médio da seção s
Φ_{PP_3}	Conjunto parâmetros: quantidade de consumidores residenciais da seção s
Φ_{PP_4}	Conjunto parâmetros: quantidade de consumidores rurais da seção s
Φ_{PP_5}	Conjunto parâmetros: quantidade de consumidores- comercial, industrial da seção s
Φ_{PP_6}	Conjunto parâmetros: quantidade de carga de iluminação pública da seção s
Φ_{PP_7}	Conjunto parâmetros: quantidade de consumidores-Grupo prioritários instalados na seção s
Φ_{PP_8}	Conjunto parâmetros: quantidade de consumidores do Grupo A instalados na seção s
Φ_{PP_9}	Conjunto parâmetros: contribuição de cada seção s no indicador DEC apurado durante o ano anterior ao HP;
Φ_{PP_10}	Conjunto parâmetros: contribuição de cada seção s no indicador FEC apurado durante o ano anterior ao HP
Φ_{PP_11}	Conjunto parâmetros: quantitativo de valores monetários pagos compulsoriamente na forma de multa aos consumidores da seção s em função de violação de indicadores individuais de continuidade DIC
Φ_{PP_12}	Conjunto parâmetros: quantitativo de valores monetários pagos compulsoriamente na forma de multa aos consumidores da seção s em função de violação de indicadores individuais de continuidade FIC
Φ_{PP_13}	Conjunto parâmetros: carga instalada interrompida pela seção s mais as cargas das seções a jusante de s

Índices

s	Índice das seções
ms	Índice das macro-seções
t	Índice do horizonte de planejamento (HP)
eb	Índice dos equipamentos instalados em cada barra do sistema
$nlin$	Índice do número de linearizações
eqp	Índice das equipes pesadas para manutenção em LD
eql	Índice das equipes leves para manutenção em LD
i	Índice dos parâmetros ponderadores

eq	Índice do tipo de equipamento
pa_s^i	Índice do parâmetro i para a seção s
po^i	Índice do fator ponderador i
pp_{1_s}	Índice: potência fornecida pela seção s por hora;
pp_{2_s}	Índice: carregamento médio da seção s
pp_{3_s}	Índice: quantidade de consumidores residenciais da seção s
pp_{4_s}	Índice: quantidade de consumidores rurais da seção s
pp_{5_s}	Índice: quantidade de consumidores- comerciais, industriais da seção s
pp_{6_s}	Índice: quantidade de consumidores, iluminação pública da seção s
pp_{7_s}	Índice: quantidade de consumidores-Grupo prioritários instalados na seção s
pp_{8_s}	Índice: quantidade de consumidores do Grupo A instalados na seção s
pp_{9_s}	Índice: contribuição de cada seção s no indicador DEC apurado durante o ano anterior ao HP
pp_{10_s}	Índice: contribuição de cada seção s no indicador FEC apurado durante o ano anterior do HP
pp_{11_s}	Índice: quantitativo de valores monetários pagos compulsoriamente na forma de multa aos consumidores da seção s , em função da violação do indicador individual de continuidade DIC
pp_{12_s}	Índice: quantitativo de valores monetários pagos compulsoriamente na forma de multa aos consumidores da seção s , em função da violação do indicador individual de continuidade FIC
pp_{13_s}	Índice: carga instalada interrompida na seção s mais as cargas das seções a jusante de s

Varáveis Binárias:

$x_{mle_{eb}}^t$	Variável binária de decisão para manutenção em LE, no equipamento e , no período t
$x_{mld_{eb}}^t$	Variável binária de decisão para manutenção em LD, no equipamento e , no período t

Varáveis Contínuas:

$y_{c_s}^t$	Variável contínua da confiabilidade da seção s no período t
$y_{hep_{eqp}}^t$	Variável contínua de horas destinadas a serviços de manutenção em linha desenergizada para eqp no período t
$y_{hel_{eql}}^t$	Variável contínua de horas destinadas a serviços de manutenção em linha desenergizada para eql no período t

Parâmetros:

$P_{\lambda_{eb}}^t$	Taxa de falhas do equipamento eb instalado na barra, no instante t
$P_{\lambda_{ms}}^t$	Taxa de falhas da macroseção ms , no instante t
$P_{\lambda_s}^t$	Taxa de falhas da seção s , no instante t
$\overline{P_{\lambda_s}^t}$	Limite máximo da taxa de falhas da seção s , no instante t
$\underline{P_{\lambda_s}^t}$	Limite mínimo da taxa de falhas da seção s , no instante t
$P_{cmld_{eq}}$	Custo de manutenção do equipamento eq em LD
$P_{cmle_{eq}}$	Custo de manutenção do equipamento eq em LE
P_{orc_t}	Recursos financeiros disponibilizados totais para o período t
P_{ole_t}	Recursos financeiros disponibilizados, para execução de serviços em linha energizada para o período t

P_{old_t}	Recursos financeiros disponibilizados, para execução de serviços em linha desenergizada para o período t
P_{fp_s}	Fator ponderador da seção s
$P_{dim_{eq}}$	Duração da interrupção para manutenção do equipamento eq em linha desenergizada
P_{pfh_s}	Potência fornecida pela seção s por hora
P_{cmwh}	Custo do Megawatt/hora (US\$)
P_{pfm_s}	Potência fornecida pela seção s por mês
P_{lens}	Limite máximo de horas permitidas para energia não suprida (ENS)
P_{fens}	Fator ponderador gerado da relação $\frac{P_{lens}}{720}$
P_{lhep_t}	Limite máximo de horas permitidas para atribuição de tarefas de manutenção em linha LD, para equipes pesadas no período t
P_{lhel_t}	Limite máximo de horas permitidas para atribuição de tarefas de manutenção em LD, para equipes leves no período t
P_{nlin}	Pontos de linearização
P_{α_0}	Fator de atualização da taxa de falha para $x_{mle_s^t} = 0$ ou $x_{mld_s^t} = 0$
P_{α_1}	Fator de atualização da taxa de falha para $x_{mle_s^t} = 1$ ou $x_{mld_s^t} = 1$
$P_{pp_1_s}$	Fator de contribuição: potência fornecida pela seção s por hora;
$P_{pp_2_s}$	Fator de contribuição: carregamento médio da seção s
$P_{pp_3_s}$	Fator de contribuição: quantidade de consumidores residenciais da seção s
$P_{pp_4_s}$	Fator de contribuição: quantidade de consumidores rurais da seção s
$P_{pp_5_s}$	Fator de contribuição: quantidade de consumidores- comercial, industrial da seção s
$P_{pp_6_s}$	Fator de contribuição: quantidade de carga de iluminação pública da seção s
$P_{pp_7_s}$	Fator de contribuição: quantidade de consumidores-Grupo prioritários instalados na seção s
$P_{pp_8_s}$	Fator de contribuição: quantidade de consumidores do Grupo A instalados na seção s
$P_{pp_9_s}$	Fator de contribuição: contribuição de cada seção s no indicador DEC apurado durante o ano anterior ao HP
$P_{pp_{10}_s}$	Fator de contribuição: contribuição de cada seção s no indicador FEC apurado durante o ano anterior ao HP
$P_{pp_{11}_s}$	Fator de contribuição: quantitativo de valores monetários pagos compulsoriamente na forma de multa aos consumidores da seção s em função de violação de indicadores individuais de continuidade DIC
$P_{pp_{12}_s}$	Fator de contribuição: quantitativo de valores monetários pagos compulsoriamente na forma de multa aos consumidores da seção s em função de violação de indicadores individuais de continuidade FIC
$P_{pp_{13}_s}$	Fator de contribuição: carga instalada interrompida pela seção s mais as cargas das seções a jusante de s
P_{po_1}	Peso: potência fornecida pela seção s por hora
P_{po_2}	Peso: carregamento médio da seção s
P_{po_3}	Peso: quantidade de consumidores residenciais da seção s
P_{po_4}	Peso: quantidade de consumidores rurais da seção s
P_{po_5}	Peso: quantidade de consumidores- comercial, industrial da seção s
P_{po_6}	Peso: quantidade de carga de iluminação pública da seção s
P_{po_7}	Peso: quantidade de consumidores-Grupo prioritários instalados na seção s
P_{po_8}	Peso: quantidade de consumidores do Grupo A instalados na seção s

<i>P_po_9</i>	Peso: contribuição de cada seção <i>s</i> no indicador DEC apurado durante o ano anterior ao HP
<i>P_po_10</i>	Peso: contribuição de cada seção <i>s</i> no indicador FEC apurado durante o ano anterior ao HP
<i>P_po_11</i>	Peso: quantitativo de valores monetários pagos compulsoriamente na forma de multa aos consumidores da seção <i>s</i> em função de violação de indicadores individuais de continuidade DIC
<i>P_po_12</i>	Peso: quantitativo de valores monetários pagos compulsoriamente na forma de multa aos consumidores da seção <i>s</i> em função de violação de indicadores individuais de continuidade FIC
<i>P_po_13</i>	Peso: carga instalada interrompida pela seção <i>s</i> mais as cargas das seções a jusante de <i>s</i>

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	23
1.1	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	26
1.2	OBJETIVOS	42
1.3	ORGANIZAÇÃO DO DOCUMENTO	43
2	MANUTENÇÃO E CONFIABILIDADE.....	45
2.1	REVISÃO HISTÓRICA.....	45
2.1.1	Manutenção aplicada ao SEP	53
2.2	CONFIABILIDADE E TAXA DE FALHA	55
2.2.1	Representação da confiabilidade, como distribuição de probabilidade	56
2.2.1.1	Distribuição de probabilidade de Weibull	57
2.2.1.2	Distribuição de probabilidade exponencial	57
2.3	CONFIABILIDADE - AGRUPAMENTOS E ARRANJOS	60
2.3.1	Sistema série	60
2.3.2	Sistema com elementos associados em paralelo	61
2.3.3	Confiabilidade de SDEE: Sistema radial.....	62
2.3.4	Seccionamento e agrupamento da RD e a relação de confiabilidade.....	63
3	METODOLOGIA.....	66
3.1	MODELAGEM DO PROBLEMA DE OTIMIZAÇÃO DE PLANO DE MANUTENÇÃO PREVENTIVA.....	66
3.2	CODIFICAÇÃO DAS VARIÁVEIS	67
3.3	FUNÇÃO OBJETIVO	68
3.4	RESTRIÇÕES	72
3.4.1	Limite de tarefas de manutenção a cada período	72
3.4.2	Limite orçamentário a cada período.....	72
3.4.3	Limite do custo da energia não suprida para execução de manutenção em linha desenergizada	73
3.4.4	Limitação de horas para atribuição de serviços para equipes de execução de serviços em linha desenergizadas	74
3.5	TÉCNICAS DE SOLUÇÃO.....	75
4	RESULTADOS E DISCUSSÕES.....	81
4.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS E APROXIMAÇÕES	81
4.2	RESULTADOS	84
4.2.1	Variação de recursos financeiros disponibilizados para execução do plano de manutenção	85
4.2.2	Limite do custo da energia não suprida por seção.....	95

4.2.3	Limite de horas para atribuição de serviços em linha desenergizada para as equipes de manutenção	101
4.2.4	Número de intervalos de linearizações do modelo	105
4.2.5	Influência individual de cada parâmetro ponderador	110
4.2.6	Influência dos parâmetros ponderadores nos planos de manutenção quando agrupados por segmentos de interesse.....	135
5	CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS.....	148
	REFERÊNCIAS.....	151
	APÊNDICE A – Diagrama de rede.....	158
	APÊNDICE B – Dados das seções	165
	APÊNDICE C – Dados sistema teste alimentador real com 435 equipamentos	167

1 INTRODUÇÃO

O crescimento da demanda por energia elétrica é, geralmente, uma tendência global nas últimas décadas, impulsionada pela crescente dependência da sociedade moderna em relação a esse bem de consumo essencial. Embora o aumento demográfico da população mundial constitua, por si só, um fator justificável para tal expansão, observa-se que o desenvolvimento tecnológico exerce influência ainda mais significativa, uma vez que a difusão de novos equipamentos e sistemas produtivos cada vez mais dependentes de energia amplia consideravelmente o consumo, consolidando a eletricidade como elemento estruturante das dinâmicas socioeconômicas contemporâneas.

Adicionalmente à necessidade de expansão quantitativa da oferta de energia elétrica, observa-se uma demanda crescente quanto à qualidade do produto, a qual é definida por um conjunto de fatores técnicos e não técnicos. Entre esses, destacam-se, pela relevância e impacto direto sobre os usuários finais, as frequências das interrupções e as respectivas durações. Tais indicadores de desempenho constituem métricas fundamentais para a avaliação da confiabilidade das redes de distribuição, permitindo aferir, de forma abrangente, a robustez e a continuidade do serviço prestado pelas empresas distribuidoras. Nesse contexto, o conceito de confiabilidade assume grande destaque, configurando-se como uma categoria analítica amplamente empregada no setor elétrico para mensurar a capacidade do sistema em atender de maneira consistente e previsível às demandas energéticas da sociedade.

As exigências de aprimoramento da confiabilidade impostas às concessionárias de distribuição de energia elétrica em mercados regulados são definidas através de normas e fiscalizadas por agências reguladoras, que estabelecem limites mínimos de desempenho e, em caso de descumprimento, aplicam penalidades. No mercado brasileiro, essa atribuição é de responsabilidade da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), a qual, por meio da Resolução Normativa n.º 1.000, de 7 de dezembro de 2021 que dispõe sobre as *Regras de Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica*, e da Resolução Normativa n.º 956, de 7 de dezembro de 2021, que disciplina os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST), estabelecem as diretrizes centrais de regulação do setor. Entre os principais indicadores de desempenho, destacam-se: Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC), que mensura a duração média, em horas, das interrupções em determinado conjunto de consumidores, geralmente em base anual; Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora (DIC), que expressa a soma das interrupções que afetaram uma unidade consumidora específica; Duração Máxima de Interrupção Contínua por

Unidade Consumidora (DMIC), que se refere ao maior tempo de uma interrupção ininterrupta em uma única unidade; e a Duração da Interrupção Individual em Dia Crítico (DICRI), que considera eventos ocorridos em dias caracterizados por volume excepcional de falhas emergenciais. Complementarmente, no que se refere à frequência, destacam-se a Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FEC), que indica o número médio de interrupções em um grupo de consumidores e a Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora (FIC), que expressa a quantidade de interrupções que impactaram uma unidade consumidora em particular.

Na legislação em vigor estabelecida pela ANEEL, a violação dos limites de indicadores coletivos DEC e FEC, sejam eles indicadores globais ou por conjunto, não gera penalização direta de multas à concessionária, contudo, gera outras consequências às distribuidoras, tais como: a necessidade de realização de um “Plano de Resultados” para melhoria do desempenho; impõem limitação na distribuição de dividendos aos acionistas e em última instância, possibilita a abertura de processo de caducidade da concessão, conforme termos do Anexo VIII da Resolução Normativa nº 948/2021. Adicionalmente, existe um mecanismo de incentivo tarifário denominado Componente Q do Fator X, aplicado a cada reajuste ou revisão tarifária da distribuidora. O Componente Q, resumidamente, altera o reajuste da tarifa de energia elétrica da distribuidora, em caso do não cumprimento de alguns indicadores, impactando diretamente no faturamento da empresa, ou seja, a gestão destes indicadores coletivos de qualidade é objeto de preocupação para os profissionais das empresas.

A violação dos limites dos indicadores individuais, DIC, FIC, DMIC e DICRI, gera compensação financeira (multas) automática às unidades consumidoras. A distribuidora deve realizar a compensação quando ultrapassarem os limites correspondentes, por meio de crédito na fatura de energia elétrica, no prazo de até dois meses após o período de apuração.

Essas exigências regulatórias aliadas ao crescente nível de exigência de qualidade do mercado consumidor fazem com que as empresas cada vez mais se preocupem com investimento em operação, manutenção e obras de expansão e melhorias das redes. Referente à manutenção, tema abordado neste trabalho, normalmente, as empresas buscam maximizar a confiabilidade com reduzido orçamento destinado à manutenção, sendo estes interesses conflitantes, e que provocam um grande desafio, demandando estratégias e uso de ferramentas computacionais que possam auxiliar a tomada de decisão para otimização na gestão dos ativos da empresa. Deve-se destacar que a execução de tarefas de manutenção de forma desordenada e sem maiores critérios implica na interrupção e duração no fornecimento de energia ao consumidor, contribuindo para a deterioração da confiabilidade da rede. Estas condições vêm despertando a preocupação das

empresas, e entre as estratégias usadas para mitigar este impacto, está o uso de manutenção com a linha energizada, conhecida como manutenção ao potencial ou ainda manutenção em linha viva, o que reduz a necessidade de interrupção de energia, embora este tipo de manutenção seja mais oneroso para as empresas. Neste contexto o planejamento de manutenção assume um papel estratégico visando o equilíbrio entre viabilidade técnica e aplicação de recursos financeiros na busca da melhoria da confiabilidade e continuidade do serviço de fornecimento de energia Li; Brown (2004).

Em função da complexidade das características atribuídas aos Sistemas de Distribuição de energia Elétrica (SDEE), tais como, diversidade de componentes, extensão das redes, idade dos componentes, exposição às intempéries ambientais etc., aliadas a outros fatores como baixo nível de monitoramento, automação e uma carência na obtenção de dados confiáveis sobre as falhas ocorridas, o planejamento de manutenção se torna um problema complexo a ser modelado matematicamente e resolvido. Essa complexidade reflete em várias abordagens propostas para a solução do problema, sendo apontadas em Trentini et al. (2021) que apresentam uma ampla análise dos principais trabalhos publicados na literatura sobre o tema desde 1940, destacando os métodos empregados para análise e inferência da confiabilidade, os indicadores adotados, variáveis consideradas, manutenção direcionada a determinado grupo de equipamento, incertezas e abordagens de programação matemática e otimização.

Neste trabalho apresenta-se a proposta de uma metodologia que se constitui de um modelo de otimização não linear, binário, e uma heurística para sua solução, para determinar de forma otimizada a alocação de tarefas de manutenção em componentes de SED. Nos objetivos considerados no modelo estão a maximização da confiabilidade das seções e, por consequência, também a do sistema. As restrições estão relacionadas com o montante de recursos financeiros destinados à mão de obra disponibilizados ao longo do período do horizonte de planejamento; adicionalmente, estes recursos financeiros são limitados considerando as características do tipo de manutenção a ser executada, considerando manutenção em linha energizada (alto custo) ou manutenção em linha desenergizada (baixo custo). A técnica para solução deste problema de programação não linear binário constitui-se na formulação e implementação do modelo matemático desenvolvido, onde o problema é linearizado e implementado em linguagem AMPL, utilizando o “*solver*” comercial CPLEX .

A solução fornecida pela implementação computacional consiste na geração de um conjunto de equipamentos aos quais devem ser atribuídas tarefas de manutenção ao longo do Horizonte de Planejamento (HP). Essa abordagem visa promover a melhoria da confiabilidade individualmente das seções envolvidas, o que reflete na melhoria da confiabilidade média de todo

sistema, otimizar o desempenho e a eficiência operacional na distribuição das atividades destinadas às equipes responsáveis pela manutenção em linhas desenergizadas, além de contribuir para a redução dos custos associados à energia não suprida decorrentes da execução dessas intervenções.

1.1 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

O planejamento e a execução da manutenção em redes de distribuição de energia elétrica têm se consolidado, ao longo dos anos, como atividades estratégicas para as empresas distribuidoras de energia, tanto no que se refere à melhoria da confiabilidade e qualidade do fornecimento quanto na gestão eficiente dos ativos. Essa relevância tem motivado ampla exploração do tema, tanto no meio acadêmico quanto no setor empresarial, sob diferentes perspectivas metodológicas e tecnológicas. Nesse contexto, além do estudo desenvolvido por Trentini et al. (2021), destaca-se a revisão abrangente realizada por Alvarez-Alvarado et al. (2022), o qual evidencia a diversidade de enfoques e técnicas aplicadas à manutenção de redes, reiterando a complexidade inerente a essa atividade e sua importância para a sustentabilidade do setor elétrico.

As redes de distribuição de energia elétrica representam o estágio final do Sistema Elétrico de Potência, sendo responsáveis pela entrega da energia ao consumidor. Essas redes podem ser estruturadas em duas tipologias construtivas principais: aéreas ou subterrâneas. As linhas aéreas, em virtude do menor custo de implementação quando comparadas às subterrâneas, constituem a configuração predominantemente empregada. Contudo, a vantagem econômica associada às redes aéreas é contrabalançada por limitações relevantes, sobretudo em função de sua elevada vulnerabilidade às falhas. Além das falhas intrínsecas aos componentes que as integram, tais sistemas estão sujeitos a uma ampla variedade de fatores externos, entre os quais se destacam condições climáticas adversas, como ventos intensos, tempestades, descargas atmosféricas, acúmulo de neve, maresia e poluição, conforme apontado por Akintola et al. (2017). Adicionalmente, o contato com vegetação e animais constitui uma das principais causas de interrupções, sendo responsável por aproximadamente 35% das ocorrências segundo Brown Richard E. (2009). A esse conjunto de fatores, somam-se ainda incidentes decorrentes de colisões de veículos com postes, atos de vandalismo e outras causas diversas conforme indicado em Sittithumwat et al. (2004) , Balijepalli et al. (2004).

No que se refere aos aspectos construtivos das redes aéreas de distribuição de energia elétrica, destaca-se a heterogeneidade dos componentes que as constituem, tais como

transformadores, postes, cabos, isoladores, chaves de manobras, dispositivos de proteção, conexões, estruturas de sustentação e ferragens. Associados a essa diversidade, incidem fatores adicionais, entre os quais se incluem o desgaste decorrente da utilização, envelhecimento natural dos materiais e as condições operacionais anormais, como sobrecargas e falhas humanas, que impactam de forma significativa os processos de operação e manutenção do sistema. Tais elementos, conforme apontado por (Alvarado et al., 2023; Vasconcelos et al., 2022; Zarei, Bagheri e Dehghanian, 2024), configuram-se como variáveis críticas para a avaliação do desempenho, confiabilidade e planejamento das ações de manutenção em redes de distribuição.

A avaliação do desempenho e da qualidade dos sistemas de distribuição de energia elétrica constitui um amplo campo de investigação, cuja complexidade decorre da multiplicidade de métricas e abordagens analíticas empregadas. Nesse contexto, a definição de indicadores apropriados desempenha papel central, pois orienta processos decisórios relacionados à operação, manutenção e investimento no setor elétrico, contribuindo de forma decisiva para a sustentabilidade técnica e econômica do sistema.

No âmbito regulatório e de gestão operacional, observa-se a aplicação de um conjunto abrangente de indicadores destinados a quantificar e qualificar o nível de confiabilidade do fornecimento de energia elétrica. Esses indicadores têm como objetivo central aferir a robustez e a consistência do fornecimento de energia elétrica ao consumidor final. Dependendo do enfoque adotado, esses indicadores podem estar relacionados à experiência do cliente, ao desempenho dos equipamentos ou ainda às condições operacionais do sistema como um todo, evidenciando a complexidade intrínseca à mensuração da qualidade do serviço prestado e a necessidade de critérios integrados para suporte à tomada de decisão no setor elétrico.

Os indicadores de confiabilidade mais empregado pelas empresas do setor elétrico, conforme apontado por Trentini et al. (2021), normalmente, são:

- EMNF: energia média não fornecida (*AENS-average energy not supplied*)
- ENS: energia não suprida- (*ENS- energy not supplied*);
- EENS: expectativa de energia não suprida- (*EENS- expected energy not supplied*);
- CEI: custo esperado de interrupção (*ECOST- expected interruption cost*);
- CPC: custo de perda de carga (*LOLC- lost of load cost*);
- TMEF: tempo médio entre falhas (*MTBF mean time between failures*);
- TMAF: tempo médio até a falha (*MTTF- mean time to failure*);
- TMPR: tempo médio para reparo (*MTTR- mean time to repair*);
- TF: taxa de falha (*FR-failure rate*);

- IDS: índice de disponibilidade do serviço (ASAI- *service availability index*);
- IIS: índice de indisponibilidade do serviço (ASUI- *service unavailability index*);
- IFIMI: Índice de frequência de interrupção média instantânea (MAIFI *momentary average interruption frequency index*);
- DEC: duração média por consumidor (SAIDI - *System Average Interruption Duration Index*);
- FEC: frequência média por consumidor (SAIFI- *system average interruption frequency index*).
- DIC: duração individual por consumidor;
- FIC: frequência individual por consumidor .

O indicador Energia Não Suprida (ENS), assim como sua formulação probabilística Expectativa de Energia Não Suprida (EENS), conforme apresentado por Billinton, R.; Allan ??(1996), (Vasconcelos et al., 2022), (Yari et al., 2019) e Moghadam et al. (2023), aparece no contexto da avaliação de confiabilidade dos sistemas elétricos a partir das metodologias de análise de risco desenvolvidas nas décadas de 1960 e 1970 por entidades internacionais como o IEEE e o CIGRÉ. Diferentemente dos índices clássicos de continuidade do fornecimento, que consideram apenas a duração e frequência de interrupções, a ENS quantifica a energia elétrica (MWh ou kWh) que não é fornecida aos consumidores em um determinado intervalo de tempo, seja em decorrência de falhas no sistema ou interrupções programadas para execução de serviços de manutenção. Na versão probabilística, EENS, incorporam-se técnicas de modelagem estocástica, estimando valores esperados de energia não suprida com base em taxas de falha, tempos de reparo e diferentes cenários operativos. Sob a perspectiva da manutenção, o indicador ENS/EENS fornece subsídios valiosos para avaliação da eficácia das estratégias de manutenção preventiva, preditiva e corretiva, à medida que evidencia o impacto direto das falhas de equipamentos e o impacto da duração das intervenções para manutenção sobre a energia não suprida aos consumidores.

Na prática, os indicadores ENS/EENS apresentam ampla aplicabilidade no planejamento, operação e manutenção de sistemas elétricos de potência. Em estudos de expansão da geração, eles subsidiam decisões quanto à viabilidade de novas usinas, permitindo comparar o investimento necessário com a redução projetada da energia não suprida. No contexto da integração de fontes renováveis intermitentes, como solar e eólica, o indicador orienta o dimensionamento de reservas operativas, sistemas de armazenamento e estratégias de despacho, contribuindo para mitigar a variabilidade da oferta de energia. Em sistemas de transmissão e distribuição, a EENS é empregada para hierarquizar reforços na rede, priorizar investimentos em manutenção de ativos críticos e

otimizar cronogramas de inspeção, com o objetivo de reduzir tanto a frequência quanto a duração das interrupções. Sob a perspectiva da gestão de manutenção, o ENS/EENS possibilita a comparação de alternativas de intervenção com base não apenas no custo direto das ações, mas também no custo evitado associado à energia não fornecida, fortalecendo a implementação de práticas de Manutenção Centrada na Confiabilidade (MCC) e de gestão de ativos orientada ao risco. Dessa forma, o indicador transcende a mera quantificação técnica da energia não suprida, consolidando-se como uma métrica estratégica que integra dimensões técnicas, econômicas, sociais e de manutenção.

Indicadores de natureza econômica, além dos indicadores ENS/EENS, têm sido empregados na avaliação da confiabilidade e na tomada de decisão no setor elétrico, destacando-se o Custo Esperado de Interrupção (CEI) e Custo da Perda de Carga (CPC), conforme utilizados por Leite da Silva et al. (2005), Ganguly et al. (2013) e Ghorbani et al. (2023). O CEI traduz o impacto financeiro esperado das interrupções de energia elétrica, combinando a probabilidade de falhas com os custos associados ao tempo de indisponibilidade do sistema para diferentes categorias de consumidores. O CPC expressa o custo marginal associado à perda de carga, refletindo o valor da energia não atendida em situações críticas do sistema. Ambos os indicadores são empregados como parâmetros para quantificar os efeitos socioeconômicos da indisponibilidade de energia nos processos de planejamento, operação e regulação. Quando integrados ao ENS/EENS, esses indicadores permitem não apenas quantificar a energia não fornecida, mas também valorar monetariamente o seu impacto, fornecendo subsídios para estratégias de gestão de ativos e manutenção. Na prática, o uso de CEI e CPC possibilita a priorização de intervenções em equipamentos críticos, a definição de políticas de MCC e a otimização de cronogramas de manutenção preventiva, à medida que orientam decisões com base no custo evitado das interrupções, e não apenas em métricas técnicas. Dessa forma, a integração entre ENS/EENS, CEI e CPC fortalece a abordagem de confiabilidade como um problema técnico-econômico, no qual a manutenção exerce papel central para mitigar riscos e reduzir perdas socioeconômicas decorrentes de falhas no sistema elétrico.

Os indicadores TMEF, TMAF, TMPR e TF representam o comportamento operacional dos equipamentos, sendo amplamente utilizados pela área da engenharia de manutenção e nas mais diversas áreas, constituindo a base para elaboração da teoria da confiabilidade. O TMEF mede o intervalo médio de tempo em que um equipamento opera adequadamente entre duas falhas sucessivas, sendo fundamental para avaliar a disponibilidade de ativos críticos. O TMAF aplica-se a componentes não reparáveis (componentes que, em caso de falha, devem ser substituídos), quantificando a expectativa de vida útil até a ocorrência da falha. O TMPR representa o tempo

médio necessário para restaurar equipamentos (reparáveis, ou seja, equipamentos que são passíveis de intervenções de manutenção parcial de seus componentes) após uma falha, refletindo diretamente a eficiência das práticas de manutenção corretiva e da logística de peças e equipes. A TF indica a frequência estatística de ocorrência de falhas em determinado equipamento ou em um determinado conjunto observado em um determinado período, servindo como parâmetro básico nos modelos de confiabilidade e risco.(Lafraia, 2001). A TF constitui-se como um dos principais indicadores de confiabilidade empregados na análise e gestão de sistemas de distribuição de energia elétrica, sendo amplamente reconhecida como uma métrica estatística derivada da observação empírica e registros de falhas ao longo do tempo. Essa métrica permite uma aproximação global do comportamento estocástico da confiabilidade, sintetizando informações acerca da frequência relativa de falhas em função do período de operação considerado. Em termos práticos, a TF não apenas reflete a propensão de um componente ou sistema à ocorrência de falhas, como também possibilita a identificação de tendências temporais associadas a distintos regimes do ciclo de vida do ativo, tais como falhas iniciais, aleatórias ou decorrentes de desgaste. Dessa forma, sua aplicação transcende o caráter meramente descritivo, assumindo papel central na modelagem probabilística da confiabilidade, na definição de políticas de manutenção e na previsão de riscos operacionais, aspectos amplamente discutidos na literatura especializada Janjic; Popovic (2007), Prakash et al. (2014) e Yaser et al. (2020).

Uma análise quantitativa do TMEF indica que quanto maior este indicador, implica em equipamentos mais eficientes, Akl et al. (2022). A modelagem do TMAF, muitas vezes com distribuição Weibull, ajuda a prever a vida útil e a degradação de equipamentos, auxiliando na decisão de substituição (Aravinthan; Jewell, 2013). O TMPR é essencial para planejar a alocação de equipes e recursos de manutenção, seja para manutenção emergencial ou manutenção preventiva programada, Abbasi; Dezfuli (2022)

A obtenção de dados precisos e confiáveis sobre as taxas de falha, apesar de sua importância, representa um dos maiores desafios na otimização das atividades de manutenção. A escassez de informações consistentes sobre taxas de falha e do estado operacional dos equipamentos compromete a modelagem precisa do comportamento da rede, conforme observado por Sittithumwat et al. (2004). Adicionalmente, os dados históricos frequentemente não são suficientes para prever o desempenho futuro dos ativos. A quantificação de parâmetros de confiabilidade envolve elevada complexidade devido às incertezas intrínsecas ao sistema. Akintola et al. (2017) destacam que a qualidade e os procedimentos de coleta de dados variam entre as concessionárias, e a inexperiência dos operadores pode resultar em registros imprecisos das causas das interrupções, evidenciando a necessidade de complementar informações com estimativas

subjetivas fornecidas por especialistas.

De forma a mitigar essas deficiências e em virtude da evolução das áreas de tratamento de grande volume de dados, do inglês *big data* (BD), inteligência artificial, do inglês *artificial intelligence* (AI), aprendizado profundo, do inglês *deep learning* (DL) e aprendizado de máquina, do inglês *machine learning* (ML), nos últimos anos, alguns trabalhos foram publicados, utilizando estas ferramentas computacionais. Yari et al. (2019a) propõem a utilização de técnicas de mineração de dados em BD para extrair taxas de falhas reais e tempos de reparo para cada tipo de componente. Zarei et al. (2024b), Akintola et al. (2017) utilizam ML e a AI para estimar taxas de falhas e caracterizar relações complexas, superando a escassez de dados e as incertezas.

Nos últimos anos, diversas tecnologias têm ganhado relevância na obtenção e no refinamento das taxas de falhas em sistemas de distribuição de energia elétrica. O sistema SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*) é amplamente reconhecido como uma fonte robusta de dados históricos corporativos, permitindo avaliação em tempo real da condição dos equipamentos. As medições de tensão e corrente obtidas pelo SCADA são frequentemente utilizadas em simulações de fluxo de potência, viabilizando a identificação de seções da rede que operam sob violação de limites de tensão ou sobrecargas. Tais condições de estresse operacional estão diretamente associadas à degradação dos ativos, e consequentemente à sua taxa de falhas. Os dados históricos possibilitam a análise da correlação entre o aumento da taxa de falha e o envelhecimento dos equipamentos, proporcionando compreensão aprofundada das causas que levam à evolução das falhas (Vasconcelos et al., 2022b). Paralelamente, a integração de sensores avançados com dispositivos de monitoramento e medidores inteligentes permitem a coleta de um grande volume de informações em tempo real Kumar et al. (2024). Quando esses dados são transmitidos por redes de alta velocidade, como a infraestrutura 5G, e processados por algoritmos de inteligência artificial e aprendizado de máquina, essa integração de tecnologias surge como uma ferramenta promissora para a identificação de padrões de degradação, possibilitando a previsão de falhas com elevada precisão, muitas vezes antes mesmo de sua ocorrência.

Os modelos determinísticos utilizados para a avaliação da taxa de falha em sistemas de distribuição de energia elétrica, conforme pode ser observado, apresentam limitações significativas, especialmente no que se refere à representação das incertezas intrínsecas do comportamento estocástico dos equipamentos. Observa-se que os modelos determinísticos assumem parâmetros fixos e invariáveis ao longo do tempo Kesavakumar; Srihari V. (2015), desconsiderando a variabilidade inerente às condições operacionais, ambientais e ao envelhecimento dos equipamentos. Essa limitação pode resultar em estimativas que não refletem adequadamente a realidade operacional ou que apresentam uma visão excessivamente simplificada

da confiabilidade do sistema. Nesse contexto, diversas metodologias baseadas em formulações analíticas vêm sendo empregadas para a avaliação da confiabilidade, destacando-se aquelas fundamentadas em distribuições de probabilidade paramétricas. Tais abordagens permitem a incorporação explícita da incerteza estatística, viabilizando tanto a quantificação probabilística da taxa de falha quanto a análise de sensibilidade dos parâmetros. Dessa forma, ampliam a capacidade preditiva dos modelos e fornecem suporte robusto à tomada de decisão em políticas de manutenção e no planejamento estratégico das redes de distribuição.

Quando é possível a identificação das taxas de falhas para determinadas fases da vida do equipamento, ou seja, considera-se variável a taxa de falha ao longo da vida útil do equipamento, a distribuição de Weibull é uma das metodologias mais apropriadas e utilizadas, Chukwukadibia Anumaka (2011a), Aruna et al. (2021) Pelegrini et al. (2020), Prasetyo; Mercado Rosita (2020).

Quando a taxa de falhas é apresentada como uma constante, a distribuição exponencial apresenta-se como uma metodologia amplamente usada em engenharia de confiabilidade Chukwukadibia Anumaka (2011b), Kim et al. (2024). Essa simplificação na prática representa a modelagem do “período de vida útil do equipamento”, o que reflete a fase central da “curva da banheira” conforme Lafraia et al, (2001). Contudo uma deficiência da função exponencial está no fato dela não ser capaz de representar com exatidão o envelhecimento do equipamento, o que na prática representa no aumento da taxa de falha próximo do final de vida do equipamento, Ravaghi Ardabili et al. (2021)

A distribuição de probabilidade Log-Normal tem baixa aplicabilidade na área de confiabilidade de SED. Wei et al. (2022) apresentam um estudo experimental/empírico que realiza projeção de vida útil do óleo isolante de transformadores usando essa distribuição.

A modelagem por Processos de Markov ou Modelo de Markov, apresenta-se como uma poderosa ferramenta para representação de processo estocásticos, onde as probabilidades são identificáveis a partir de dados de condições disponíveis Ravaghi Ardabili et al. (2021), Kovač et al. (2013). Nestes modelos, os componentes do sistema são representados em diferentes estados (por exemplo, em operação ou estado de falha).

A NBR 5462/94 (1994) apresenta duas técnicas de modelagem para avaliação da probabilidade de falha de sistemas. Nos diagramas de blocos de confiabilidade utilizam-se diagramas lógicos que representam como as falhas de subitens (representados por blocos) ou combinações dessas falhas podem resultar na falha do sistema completo. Esses diagramas evidenciam a configuração estrutural do sistema em termos de seus componentes, geralmente organizados em arranjos em série ou paralelo, Pelegrini et al. (2020), Piasson et al. (2012). Em um arranjo em série, a falha de qualquer componente implica na falha do sistema, enquanto em

um arranjo em paralelo o sistema permanece operacional desde que pelo menos um dos componentes paralelos esteja funcionando. Por sua vez, a análise da árvore de falhas constitui um método qualitativo e/ou quantitativo que utiliza um diagrama lógico para identificar quais modos de falha de subitens, eventos externos ou suas combinações podem levar a um modo de falha específico de um item(Aruna et al., 2021).

A Simulação de Monte Carlo (SMC) constitui uma ferramenta robusta e flexível, amplamente empregada na avaliação probabilística da confiabilidade de sistemas de energia, especialmente quando métodos analíticos se tornam inviáveis devido à complexidade do sistema Garip et al. (2022). Esse método experimental gera falhas aleatórias com base em dados de falha de cada componente, incluindo taxas de falha e de reparo, permitindo a análise do comportamento estocástico do sistema por meio de simulações computacionais.

As metodologias de avaliação da confiabilidade em sistemas de energia têm evoluído para abordagens mais sofisticadas, frequentemente combinando diferentes técnicas para superar as limitações de métodos isolados e lidar com a crescente complexidade dos sistemas modernos Garip et al. (2022). Essas combinações são comumente referidas como métodos híbridos e buscam integrar o melhor de cada abordagem, seja analítica, de simulação, inteligente ou baseada em multicritérios, para fornecer avaliações de confiabilidade mais precisas e robustas, especialmente no contexto de planejamento e gestão da manutenção.

A aplicação da inferência *fuzzy* no cálculo da confiabilidade, particularmente no que se refere à taxa de falha, constitui uma abordagem poderosa para lidar com incertezas inerentes a sistemas complexos. Esse método permite incorporar conhecimento especializado, considerando múltiplos fatores operacionais que influenciam a variável sob análise, possibilitando uma representação mais realista do comportamento dos componentes e do sistema como um todo em condições de operação não determinísticas Piasson et al. (2016), Bahrami et al. (2020) , Alizadeh et al. (2022)

A elaboração de um plano de manutenção otimizado para redes de distribuição de energia elétrica constitui um desafio de elevada complexidade no âmbito da otimização matemática. Esse processo demanda a consideração de múltiplos fatores, incluindo a heterogeneidade dos componentes, a idade avançada de parcela significativa dos ativos, a elevada dimensionalidade das redes e as restrições impostas por marcos regulatórios. Adicionalmente, a limitação dos recursos financeiros disponíveis impõe barreiras adicionais à definição de estratégias eficientes para estabelecer programas de manutenção. Diante desse conjunto de condicionantes, a busca por soluções que promovam simultaneamente a melhoria da confiabilidade e a viabilidade econômica configura-se como uma tarefa de natureza desafiadora, de elevada relevância científica e prática.

A escolha do método de otimização depende das especificidades do problema, considerando fatores como linearidade, número de objetivos, tipos de variáveis e dimensão, bem como a necessidade de garantir a otimalidade em contraposição à obtenção de soluções de boa qualidade dentro de um tempo computacional adequado para solução do modelo. Com frequência, abordagens híbridas que combinam múltiplas técnicas são empregadas para explorar as vantagens de cada método. Diversos métodos computacionais têm sido utilizados como solução para problemas de otimização da manutenção em sistemas de energia elétrica, permitindo equilibrar eficiência operacional, confiabilidade e restrições econômicas.

O Algoritmo Genético (AG) é uma técnica de otimização inspirada na seleção natural e na genética, na qual soluções são representadas como "cromossomos" e operadores de seleção, cruzamento (*crossover*) e mutação são aplicados para evoluir populações de soluções ao longo das gerações. Essa abordagem se mostra particularmente eficaz para problemas combinatórios complexos, não lineares e multiobjetivos, apresentando capacidade de encontrar soluções globalmente ótimas ou próximas do ótimo, além da robustez devido à natureza estocástica de seus operadores. Ravaghi Ardabili et al. (2021) apresentam um AG para o planejamento de ações de manutenção preventiva e corretiva em sistemas elétricos, com o objetivo de minimizar os custos de interrupção e alocar eficientemente os recursos de manutenção preventiva, formulando o problema como um problema de Programação Não Linear Inteira Mista (PNLIM). Ganguly et al. (2013) combinam AG com o método de *Simulated Annealing* (SA) para resolver modelos multiobjetivos de otimização, baseados no princípio da frente de Pareto, no planejamento e confiabilidade de sistemas elétricos. Mirhosseini; Keynia (2021) aplicam AG multiobjetivo para otimizar a alocação de orçamento limitado de manutenção em componentes críticos, buscando simultaneamente minimizar custos de manutenção e maximizar a confiabilidade. Vasconcelos et al. (2022b) propõem a combinação de heurísticas com AG para o planejamento de agendamento de inspeções em redes de distribuição, priorizando segmentos críticos da rede. De forma geral, o uso de AG demonstra grande potencial na otimização de estratégias de manutenção, considerando restrições orçamentárias, operacionais e de confiabilidade do sistema.

Uma variação do algoritmo genético, denominado Algoritmo Genético de Ordenação Não-Dominada (*Non-dominated Sorting Genetic Algorithm II* - NSGA-II), é amplamente utilizada para resolver problemas de otimização multiobjetivo. Este algoritmo está fundamentado na ideia de ordenação não-dominada, em que as soluções são classificadas de acordo com sua dominância em relação às demais, formando diferentes frentes de Pareto. Jaramillo-Leon; Leite (2022) resolve um problema combinatório multiobjetivo de programação de realização de poda de árvores utilizando o NSGA-II, que busca programar a poda para minimizar custos e maximizar a

confiabilidade da rede. Wu R.; Sansavini G.(2020)utilizam o (NSGA-II) para ajustar dez parâmetros que ordenam as distribuições de probabilidade de falha e duração. Yari et al. (2019b) empregam o (NSGA-II) para equilibrar custos de manutenção preventiva com melhoria da confiabilidade, considerando risco econômico e restrições orçamentárias. Piasson et al. (2016) desenvolvem uma metodologia baseada em um modelo multiobjetivo resolvido por meio do NSGA-II para otimizar o processo de elaboração de um plano de MCC. Neste trabalho, na função objetivo utilizada, modelam-se a minimização dos custos de manutenção e a inconfiabilidade da rede (considerada como sendo o complemento da confiabilidade), considerando como restrições os limites dos indicadores de confiabilidade DIC e FIC de cada grupo de consumidores; tempo de disponibilidade das equipes de manutenção e limites de tarefas de manutenção por equipamento, entre outras. Misari et al. (2020) propõem a utilização do NSGA-II para solução de uma formulação matemática multiobjetivo, dinâmica e não linear, minimizando custos de manutenção e maximizando a confiabilidade, considerando restrições de recursos financeiros, onde é aplicado uma atualização monetária dos custos de manutenção devido à projeção inflacionária do período, limitação de recursos humanos e limites de indicadores de frequência e duração de interrupção de fornecimento de energia elétrica.

A otimização por enxame de partículas (*Particle Swarm Optimization -PSO*) constitui um algoritmo meta-heurístico inspirado no comportamento coletivo de aves e cardumes. Nesse método, cada partícula representa uma solução candidata que se desloca pelo espaço de busca, ajustando sua posição com base em sua própria experiência e na experiência coletiva do grupo. Entre suas principais vantagens destacam-se a simplicidade de implementação, a rapidez na convergência e a capacidade de resolver eficientemente problemas não lineares e multidimensionais. Por outro lado, suas limitações incluem a tendência à convergência em mínimos locais, sensibilidade aos parâmetros de ajuste do algoritmo e que a metodologia foi desenvolvida para problemas que não possuem variáveis discretas e/ou inteiras. Aruna et al. (2021) apresentam uma revisão sobre o uso destes algoritmos meta-heurísticos como PSO e AG. Bruno A. S. Costa et al. (2018) empregam PSO para minimizar simultaneamente as penalidades e os custos de manutenção da poda de árvores. Dashti; Rouhandeh (2023) aplica a PSO na criação de uma estrutura abrangente para otimizar o planejamento de sistemas de distribuição. Mirsaedi et al. (2018) utilizam o PSO para agendamento de manutenção de longo prazo e determinar os orçamentos dessa manutenção com o objetivo de aumentar a confiabilidade através do agendamento ótimo de tarefas de manutenção preventiva e da alocação de chaves automáticas. Phoothong N. et al. (2007) propõem um algoritmo PSO para definir o orçamento ótimo de manutenção preventiva com o objetivo principal de minimizar o custo total de interrupção

experimentado pelos clientes, visando a melhoria do índice de satisfação dos clientes. Soltani; Kouhanjani (2023) compara três algoritmos de otimização discretos: PSO discreto, otimização baseada em aprendizagem por ensino discreta (OBAED) e otimização por acasalamento de abelhas discreta (OAAD) para encontrar a melhor estratégia de planejamento de manutenção de sistemas de geração.

A programação linear inteira mista (PLIM) é uma técnica de otimização que combina variáveis contínuas, inteiras ou binárias em modelos lineares, permitindo representar restrições práticas de decisão. Suas vantagens incluem a capacidade de modelar problemas complexos com precisão, garantir soluções ótimas e flexibilidade na formulação. Entre as desvantagens estão o alto custo computacional em problemas de grande porte e a necessidade de modelagem rigorosa do problema sob estudo. No planejamento da manutenção de redes de distribuição de energia elétrica, a PLIM vem sendo amplamente utilizada para otimizar cronogramas de inspeção da rede, alocação de recursos financeiros e humanos, priorização de reparos e redução de custos associados às falhas e indisponibilidades.

Azimi Hosseini et al. (2022) apresentam uma implementação para gerenciamento de transformadores de distribuição elaborando otimização de realocação de médio prazo, sendo o problema modelado como um modelo de PLIM, que apresenta restrições de custos de operação, depreciação de ativos e energia não fornecida. Esse modelo foi implementado utilizando otimização clássica, usando método *Branch and Cut*, implementado em linguagem GAMS e resolvido pelo solver comercial GUROBI. Enjavimadar; Rastegar (2022) implementam um modelo PLIM para determinar uma estratégia de manutenção ótima de redes de distribuição, baseada em manutenção centrada em confiabilidade, sujeita a restrições de tempo, orçamento de números de equipes de manutenção. O problema foi implementado em linguagem GAMS e resolvido com *solver* comercial CPLEX. A implementação computacional do modelo apresentou como resultado redução nos custos de manutenção anual. Sebastião et al. (2024) apresentam um modelo de programação não linear multiobjetivo, otimizando atribuição de tarefas de manutenção em redes de distribuição, minimizando custos de manutenção e minimizando a inconfiabilidade, com restrições de recursos financeiros. O problema de programação não linear é linearizado e o modelo PLIM é resolvido utilizando otimização clássica. Este modelo foi implementado em linguagem AMPL e utilizado o solver comercial CPLEX. A implementação computacional do modelo foi experimentada em um sistema teste composto por 159 equipamentos agrupados em 13 seções, apresentado por Os resultados obtidos mostraram-se consistentes, fornecendo um conjunto de tarefas de manutenção ao longo do período de manutenção, garantindo a alocação otimizada dos recursos financeiros disponibilizados e melhoria da confiabilidade do sistema ao final do

período do horizonte de planejamento. Abiri-Jahromi et al. (2009) apresentam um modelo PLIM para elaboração de plano de manutenção, que foi implementado em linguagem GAMS e utilizando solver comercial CPLEX. A abordagem proposta foi testada nos alimentadores de distribuição apresentados por Roy Billinton, especificamente, foi utilizada a rede de distribuição RBTS de 11 alimentadores (*11-feeder RBTS distribution network*). O modelo proposto foi testado com sucesso em dois estudos de caso que revelaram a precisão e a eficiência do método proposto. Mirsaedi et al. (2023) apresentam uma proposta de planejamento otimizado de manutenção, formulada como um problema PLIM, que visa reduzir o custo total de interrupções aos clientes (custo de energia não fornecida), o custo total de manutenção (custo total de materiais e mão de obra para reparos), respeitando as limitações econômicas. A relação não linear (exponencial) entre o orçamento de planos de manutenção (PM) e a redução da taxa de falha é aproximada e linearizada por uma função escada (*stair-wise function*).

A PNLIM é um método de otimização que combina variáveis contínuas, inteiras e binárias em modelos com restrições e/ou funções objetivo não lineares. Suas vantagens são a capacidade de representar os problemas físicos de forma mais próxima da realidade, representando relações não lineares complexas e restrições operacionais. As desvantagens incluem alta complexidade computacional, maior tempo de processamento e dificuldade de encontrar a solução ótima global.

Masteri et al. (2018) abordam o planejamento de ativos do sistema de distribuição, incorporando sistemas de armazenamento de energia por bateria, buscando o plano de expansão com menor custo. A formulação proposta é um modelo de (PNLIM), sendo de natureza multiobjetivo. A função multiobjetivo propõe a minimização do custo total (investimento, substituição e manutenção) e a minimização do DEC. As restrições incluem o balanço complexo de potência, limites de fluxo nas linhas, limites da capacidade e energia dos sistemas de armazenamento de energia por baterias e limites de magnitude de tensão nos barramentos. O problema PNLIM foi resolvido utilizando o *solver* BONMIN que faz parte da ferramenta OPTI do MatLab. Wang et al. (2016) apresentam um modelo matemático de um problema de otimização para reconfiguração da rede de distribuição que visa minimizar o quantitativo da ENS, as restrições garantem o balanço de potência nodal, limites de fluxo e tensão, e que fundamentalmente, a rede mantenha uma topologia radial (estrutura de árvore) usando variáveis binárias de decisão. Este problema de PNLIM é reformulado com programação mista-inteira cônica de segunda ordem (PMICSO) através de uma relaxação convexa das equações de fluxo de potência. Usberti et al. (2015) apresentam uma formulação multiobjetivo que visa a minimização do custo total de manutenção e do limite máximo do indicador DEC, considerando o período de planejamento. Para

considerar a natureza multiobjetivo, o problema é transformado em um problema monoobjetivo através do método da restrição *épsilon*, sendo resolvido heurísticamente por um algoritmo genético híbrido (AGH). Ravaghi Ardabili et al. (2021) apresentam um problema de minimização de custos, composto por custo total de interrupção ao cliente, custo total de manutenção preventiva e corretiva e custo de energia não suprida, com restrição de recursos financeiros, restrição de fluxo de carga, restrição de limites de tensão e restrições térmicas dos alimentadores. O problema é formulado como um problema de PNLIM, sendo usada como técnica de otimização um AG que gera o conjunto de equipamentos que são atribuídas tarefas de manutenção preventiva.

A gestão de ativos, conforme definida pelas normas ISO 55000, é uma abordagem sistêmica e coordenada para gerenciar ativos físicos, financeiros, humanos e intangíveis de uma organização. O objetivo principal é maximizar o valor dos ativos ao longo de seu ciclo de vida, equilibrando desempenho, custo e risco. Desconsiderando não haver nenhuma falha de projeto ou falha de fabricação, o bom desempenho do ativo passa por acompanhamento com maior rigor que objetiva estabelecer um programa de manutenção otimizado; nesse contexto, um adequado plano de manutenção é de vital importância para obter o melhor aproveitamento do ativo. Em Abbasi E. (2009) apresenta-se uma proposta de programação dinâmica baseada em prioridades para otimizar o cronograma de manutenção de longo prazo de redes de distribuição aéreas para priorização de tarefas de manutenção. Duas heurísticas são propostas, no primeiro nível são avaliadas as taxas de falhas individuais de cada componente e os impactos de possíveis manutenções efetuadas, e no segundo nível são avaliados os impactos da manutenção nos índices de confiabilidade do sistema, essa avaliação em dois níveis reduz-se o espaço de busca, reduzindo o tempo de processamento da implementação computacional da metodologia. Em Adoghe et al. (2013) apresenta-se uma proposta de planejamento de manutenção de gestão de ativos baseada na MCC, usando análise estatística quantitativa de dados das interrupções de energia, que indica os componentes de maior criticidade. Em Amalete Sam et al. (2021) abordam-se os efeitos da indústria 4.0 combinadas com o gerenciamento de ativos na melhoria do ciclo de vida dos sistemas de distribuição, ressaltando os avanços na área de manutenção e o uso integrado de uma infraestrutura de medição avançada, característica fundamental das redes inteligentes. Valencia; Pinzon (2021) propõem um modelo de gestão de ativos (GA) para a infraestrutura SCADA de centros de controle, baseado no padrão ISO 5500. No modelo utilizam-se indicadores de gestão e desempenho calculados a partir de monitoramento em tempo real para a tomada de decisões de manutenção. O objetivo é reduzir o número de falhas, o tempo de falhas e a frequência de interrupção, buscando a tomada de decisões baseada na condição dos ativos. Khuntia et al. (2016) apresentam uma pesquisa bibliográfica abrangente sobre GA em redes de transmissão e distribuição, abordando sua classificação (por

tempo e atividade), domínios, gerenciamento de dados e avaliação de risco. Apresentam-se diversas estratégias como manutenção centrada na confiabilidade, manutenção baseada na condição e manutenção preventiva, tendo como objetivo maximizar o retorno sobre o investimento, maximizando o desempenho e minimizando despesas em CapEx (*Capital Expenditures*) e OpEx (*Operational Expenditures*), utilizando um AG como técnica de solução do problema de otimização.

A intervenção na rede para execução de atividades de manutenção, quando associada ao desligamento do sistema, contribui para a degradação dos indicadores de confiabilidade. Como alternativa para mitigar esse impacto, a manutenção em linhas energizadas, também denominada manutenção de linhas vivas, configura-se como uma estratégia relevante e promissora no âmbito da manutenção de redes de transmissão e distribuição.

A adoção de manutenção em linha energizada, apesar de apresentar custos de implementação maiores que a manutenção em linha desenergizada, apresenta algumas vantagens, tais como: a ausência de interrupção, o que contribui para a redução da ENS; a rápida intervenção na rede quando identificada alguma avaria que apresente risco de falha ou mesmo questões de segurança. Um outro aspecto que deve ser avaliado em relação às manutenções em linha desenergizada, quando planejadas, refere-se aos pedidos de desligamentos. Os pedidos de desligamento da rede devem ser feitos ao centro de operação com antecedência de 10 dias úteis conforme Resolução 956/2021-ANEEL, 2021, Item 26, e ainda, segundo a Resolução 1000/2021-ANEEL, 2021, Art. 436 as interrupções devem ser comunicadas aos consumidores em geral via meios de comunicação em massa com até 72 horas de antecedência e para consumidores industriais e ou prioritários a comunicação deve ser via documento físico em até 3 dias úteis. Além dos custos envolvidos neste processo, há custos envolvidos na mobilização de equipes operacionais destinadas a manobras para isolamento do trecho a ser executado o serviço de manutenção, e ou manobras para interligação a outros segmentos de rede. Essas exigências regulatórias fazem com que a manutenção em linha energizada se apresente como alternativa mais ágil quando é necessária uma intervenção em caráter de urgência. Al-Aqeeli; Habiballah (2020) apresentam uma revisão das práticas utilizadas em manutenção em linhas de transmissão energizadas, avaliação de ferramental utilizado e tendências futuras, como o uso de robótica. De forma semelhante Badgujar (2019) realiza uma revisão do trabalho em linha energizada na perspectiva da rede indiana. Enjavimadar; Rastegar (2022) apresentam uma estratégia de manutenção centrada na confiabilidade para sistemas de distribuição de energia, empregando análise de modo e efeitos de falhas combinada com análise relativa de falhas, para priorizar falhas de equipamentos mais críticos que apresentem maior grau de risco. No modelo de otimização matemática propõe-se a

escolha de manutenção ideal considerando manutenção em linha energizada, linha desenergizada, minimizando custos operacionais, custo de interrupção e a energia não fornecida.

Com base na revisão bibliográfica realizada, nesta pesquisa identificam-se diversas lacunas e desafios críticos no campo da manutenção de SDEE, abrangendo desde a modelagem matemática até a aplicação prática. A análise da literatura revela um claro predomínio de abordagens baseadas em métodos heurísticos e meta-heurísticos, tais como AG e PSO, amplamente empregadas na resolução de problemas de planejamento da manutenção em sistemas de distribuição. Embora estas técnicas apresentem flexibilidade e boa capacidade de exploração do espaço de busca, elas não asseguram, em geral, a obtenção de soluções ótimas globais, além de estarem sujeitas à dependência de calibração de parâmetros e à variabilidade dos resultados. Nesse contexto, observa-se uma lacuna relevante na literatura quanto ao desenvolvimento de modelos determinísticos e estruturados para o problema de programação otimizada de tarefas de manutenção, como formulações de programação linear binária mista, capazes de oferecer maior consistência e robustez na geração de soluções ótimas ou próximas do ótimo, contribuindo para uma representação mais fiel e escalável dos sistemas reais e para o aprimoramento do processo decisório do problema.

A gestão do impacto operacional das atividades de manutenção em redes de distribuição, especialmente no que se refere à escolha entre intervenções em linha energizada e em linha desenergizada, constitui um desafio relevante ainda pouco explorado de forma estruturada na literatura. Embora a manutenção em linha viva represente uma alternativa para mitigar interrupções no fornecimento, a execução desordenada de tarefas e a ausência de critérios rigorosos de priorização podem, paradoxalmente, contribuir para a degradação da confiabilidade da rede, uma vez que intervenções não planejadas tendem a ampliar a necessidade de desligamentos. Considerando ainda que a manutenção em linha energizada apresenta custos significativamente mais elevados, podendo atingir valores superiores aos da manutenção em linha desenergizada, impõe-se um delicado equilíbrio entre restrições orçamentárias e o atendimento dos indicadores regulatórios de continuidade, tais como DEC e FEC. Nesse contexto, a literatura aponta a necessidade de que os modelos de planejamento de manutenção incorporem de forma mais integrada o CENS e as penalidades regulatórias associadas à violação de indicadores individuais de continuidade, como DIC e FIC, de modo a subsidiar decisões mais consistentes e economicamente eficientes quanto à adoção de serviços em linha viva ou linha energizada. No Quadro — 1 apresenta-se um resumo dos principais trabalhos envolvendo o tema manutenção aplicado ao SEP, considerando os principais parâmetros utilizados bem como as abordagens e técnicas de solução empregadas no processo de otimização de planos de manutenção

Quadro — 1-Resumo de referências empregadas em manutenção

Referência ⁽¹⁾	FO ⁽¹²⁾ RT ⁽¹³⁾	CM ⁽²⁾	CENS ⁽³⁾	INC ⁽⁴⁾	DEC ⁽⁵⁾	FEC ⁽⁶⁾	CI ⁽⁷⁾	CO ⁽⁸⁾	ENS ⁽⁹⁾	RF ⁽¹⁰⁾	TM (LE/LD) ⁽¹¹⁾	Poda Árvore	Outros	Abordagem/ Técnica de Solução
[1]	FO	✓	✓	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	PLIM/AG
	RT	—	—	—	—	—	—	—	—	✓	—	—	—	
[2]	FO	✓	✓	—	✓	✓	—	—	—	—	—	—	—	PLIM/FUZZI-
	RT	—	—	—	✓	—	—	—	—	✓	—	—	—	
[3]	FO	✓	—	—	—	✓	—	—	✓	—	—	—	—	PLIM
	RT	—	—	—	—	—	—	—	—	✓	—	—	—	
[4]	FO	✓	✓	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	PLIM
	RT	—	—	—	✓	✓	—	—	✓	✓	—	—	✓	
[5]	FO	—	✓	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	PLIM
	RT	—	—	—	—	—	✓	—	—	—	—	—	—	
[6]	FO	✓	—	✓	—	—	—	—	—	—	—	—	—	PLIM/ CPLEX
	RT	—	—	—	—	—	—	—	—	✓	—	—	—	
[7]	FO	✓	—	—	✓	✓	—	—	—	—	—	—	—	PLIM/ CPLEX
	RT	—	—	—	—	—	—	—	—	✓	—	—	—	
[8]	FO	✓	—	—	—	—	✓	✓	—	—	—	—	—	PIM/ CPLEX
	RT	—	—	—	—	—	—	—	—	✓	✓	—	—	
[9]	FO	✓	—	—	✓	—	—	—	✓	—	—	—	—	PNLIM/ GA
	RT	—	—	—	—	—	—	—	—	✓	—	—	✓	
[10]	FO	✓	—	—	✓	—	—	—	✓	—	—	—	—	PL
	RT	—	—	—	—	—	—	✓	—	✓	—	—	—	
[11]	FO	✓	—	—	✓	—	—	—	—	—	—	—	✓	PSO
	RT	—	—	—	—	—	—	—	—	✓	—	—	✓	
[12]	FO	✓	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	PSO
	RT	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	✓	
[13]	FO	✓	—	—	✓	✓	—	—	—	—	—	—	✓	PSO
	RT	—	—	—	—	—	—	—	—	✓	—	—	✓	
[14]	FO	✓	—	—	—	—	✓	—	—	—	—	✓	—	NSGA-II-
	RT	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	✓	
[15]	FO	✓	—	✓	—	—	—	—	—	—	—	—	✓	NSGA-II-
	RT	—	—	—	✓	✓	—	—	—	—	—	—	✓	
[16]	FO	✓	—	✓	—	—	—	—	—	—	—	—	—	NSGA-II-
	RT	—	—	—	✓	✓	—	—	—	—	—	—	✓	
[17]	FO	—	—	—	✓	✓	—	—	✓	—	—	—	✓	NSGA-II-
	RT	—	—	—	—	—	—	—	—	✓	—	—	—	
[18]	FO	✓	—	—	✓	—	—	—	—	—	—	—	—	Técnica de Otimização Fuzzi
	RT	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	✓	
[19]	FO	✓	—	—	✓	—	—	—	—	—	—	—	—	Método Epsilon restrito
	RT	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	✓	
[20]	FO	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	✓	PLI/VND/ Path Relinking
	RT	—	—	—	—	—	—	—	—	✓	—	—	—	

Nota: ⁽¹⁾ : Legenda:[1]-Abiri-Jahromi et al. (2009); [2]-Mohammadnezhad-Shourkaei et al. (2011); [3]-Sittithumwat et al. (2004); [4]-Moghadam et al. (2023); [5]-Mirsaeedi et al. (2023); [6]-Marcelo G. Sebastião et al. (e Sebastião et al. (2024); [7]-Abiri-Jahromi et al. (2009); [8]-Enjavimadar; Rastegar (2022); [9]-Ravaghi Ardabili et al. (2021); [10]-Moghadam et al. (2024); [11]-Bruno A. S. Costa et al. (2018); [12]- Gilber, 2008; [13]-Mirsaeedi et al. (2018); [14]-Jaramillo-Leon; Leite (2022); [15]-Misari et al. (2020); [16]-Piasson et al. (2016); [17]-Yari et al. (2019b); [18]-Masteri et al. (2018); [19]-Matin et al. (2022); [20]-Parreño et al. (2023)
Nota ⁽²⁾ :CM-Custo de manutenção; Nota ⁽³⁾ :CENS-Custo de energia não suprida; Nota ⁽⁴⁾ :INC- Inconfiabilidade; Nota ⁽⁵⁾ : DEC-Duração equivalente por consumidor; Nota ⁽⁶⁾ : Frequência equivalente por consumidor, Nota ⁽⁷⁾ : CI-Custo da Interrupção; Nota ⁽⁸⁾ : CO- Confiabilidade; Nota ⁽⁹⁾ : ENS- Energia Não Suprida; Nota ⁽¹⁰⁾ : RF- Restrição financeira; Nota ⁽¹¹⁾ : TM (LE/LD)-Tarefa de manutenção em linha energizada e linha desenergizada; Nota ⁽¹²⁾ :FO: Função Objetivo; Nota ⁽¹⁰⁾ : RT-Restrição.
Fonte: Elaborado pelo autor

Seguindo a forma de análise empregada no Quadro — 1, no Quadro — 2 apresenta-se o resumo da proposta de pesquisa desse trabalho.

Quadro — 2- Proposta da pesquisa

	FO ⁽¹²⁾ RT ⁽¹³⁾	CM ⁽²⁾	CENS ⁽³⁾	INC ⁽⁴⁾	DEC ⁽⁵⁾	FEC ⁽⁶⁾	CI ⁽⁷⁾	COP ⁽⁸⁾	ENS ⁽⁹⁾	RF (LE/LD) ⁽¹⁰⁾	TM (LE/LD) ⁽¹¹⁾	Poda Árvore	Horas Equipes Manut. LD	Abordagem/ Técnica de Solução
Proposta	FO	—	—	—	—	—	—	✓	—	—	—	—	—	PLBM/CPLEX
	RT	—	✓	—	—	—	—	—	—	✓	—	—	✓	
Nota ⁽²⁾ :CM-Custo de manutenção; Nota ⁽³⁾ :CENS-Custo de energia não suprida; Nota ⁽⁴⁾ :INC- Inconfiabilidade; Nota ⁽⁵⁾ : DEC-Duração equivalente por consumidor; Nota ⁽⁶⁾ : Frequência equivalente por consumidor, Nota ⁽⁷⁾ : CI-Custo da Interrupção; Nota ⁽⁸⁾ : COP- Confiabilidade ponderada; Nota ⁽⁹⁾ : ENS- Energia Não Suprida; Nota ⁽¹⁰⁾ : RF (LE/LD)- Restrição financeira, Linha Energizada e Linha desenergizada; Nota ⁽¹¹⁾ : TM (LE/LD)-Tarefa de manutenção em linha energizada e linha desenergizada; Nota ⁽¹²⁾ :FO: Função Objetivo; Nota ⁽¹⁰⁾ : RT-														
Fonte: Elaborado pelo autor														

1.2 OBJETIVOS

Constitui como objetivo central desta pesquisa determinar um plano de manutenção otimizado para redes aéreas de distribuição de energia elétrica ao longo de um horizonte de planejamento preestabelecido, com o objetivo de maximizar a confiabilidade do sistema e das suas seções, garantindo a melhor aplicação dos recursos financeiros e operacionais disponíveis.

De forma a alcançar o objetivo geral desta pesquisa, os seguintes objetivos específicos integram a pesquisa proposta:

- Desenvolvimento e Linearização de Modelos Matemáticos: Propor para o problema de

planejamento otimizado de tarefas de manutenção um modelo originalmente de programação não linear binário misto, transformando-o em um modelo de programação linear binário misto (PLBM) por meio da técnica de linearização por partes;

- Aplicação de Técnicas de Otimização Clássica: Desenvolver uma técnica heurísticas aplicando uma abordagem de otimização convexa clássica pseudodinâmica para resolver o problema de alocação de tarefas de manutenção ao longo do horizonte de planejamento, garantindo a obtenção de soluções ótimas globais ou próximas do ótimo de maneira eficiente;
- Segmentação de Serviços (Linha energizada vs. Linha desenergizada): Integrar ao modelo a distinção entre tarefas realizadas em linhas energizadas (linha viva), que possuem custo superior, mas não interrompem o fornecimento, e tarefas em linhas desenergizadas, que são mais baratas, porém geram impacto nos indicadores de continuidade;
- Gestão do Custo da Energia Não Suprida (CENS): Estabelecer restrições que limitem o impacto financeiro e regulatório decorrente das interrupções programadas para manutenção, controlando o custo da energia não suprida durante as intervenções em linhas desenergizadas;
- Otimização de Recursos Humanos e Materiais: Promover a alocação eficiente de equipes especializadas, segmentando as atividades entre equipes “leves” e “pesadas”, de acordo com a complexidade técnica de cada equipamento (como transformadores, chaves fusíveis e ramais e componentes do sistema de distribuição);
- Priorização Estratégica via Fatores Ponderadores: Implementar um conjunto de fatores ponderadores (parâmetros técnicos e regulatórios como DEC, FEC, DIC, FIC, carregamento de carga e tipos de consumidores) para classificar a criticidade das seções e priorizar a manutenção naquelas que mais impactam a confiabilidade global;
- Validação em Ambiente Real: Testar e validar a metodologia proposta em uma rede de distribuição real, composta por 435 equipamentos e 56 seções, localizada em um município do interior do Mato Grosso, assegurando a aplicabilidade prática do modelo em sistemas de médio e grande porte.

1.3 ORGANIZAÇÃO DO DOCUMENTO

Este documento está organizado em cinco capítulos. Neste primeiro capítulo é apresentada uma breve introdução do problema de manutenção de redes áreas de distribuição, acompanhada de uma revisão bibliográfica dos principais trabalhos publicados na literatura

especializada relacionados ao tema de manutenção do SEP e aos objetivos desta pesquisa.

No Capítulo 2 é apresentado, de forma geral, um breve resumo histórico da evolução dos conceitos de manutenção, bem como a sua aplicação no setor de energia, destacando os sistemas de distribuição de energia elétrica, área de interesse deste trabalho. Apresentam-se também os conceitos de confiabilidade utilizados pelas empresas do setor elétrico, com destaque no índice de taxa de falhas, e como eles são obtidos e aplicados pela academia e pelas empresas operadoras do mercado de energia. São apresentados os modelos de representação série, paralela dos equipamentos para determinação da confiabilidade e a relação da formação das seções e composição da confiabilidade do sistema.

O Capítulo 3 é dedicado à apresentação da metodologia proposta, detalhando a modelagem do problema de otimização multiperíodo, a definição das variáveis de decisão, a formulação da função objetivo e das restrições, juntamente com a técnica de solução proposta para o problema.

No Capítulo 4 são apresentados os resultados obtidos por meio da implementação computacional da metodologia proposta em linguagem AMPL, conforme a formulação proposta do problema de otimização de tarefas de manutenção em redes de distribuição de energia elétrica. Nesta implementação utiliza-se uma técnica heurística para a solução do modelo de programação linear binária e mista multiperíodos, que é experimentada através de diferentes tipos de testes em um sistema de distribuição de uma cidade do interior do estado de Mato Grosso.

No Capítulo 5 são apresentadas as conclusões em relação aos resultados obtidos, análises de vulnerabilidade, lacunas encontradas e pontos de melhoria da metodologia desenvolvida, sendo finalizado com propostas de trabalhos e implementações futuras.

Ao final do trabalho é apresentado o Apêndice A, contendo a topologia de rede do sistema teste utilizado; Apêndice B que apresenta os dados das seções; e, no Apêndice C é apresentada a distribuição de equipamentos instalados no sistema.

2 MANUTENÇÃO E CONFIABILIDADE

A manutenção, em sua essência, é a prática de cuidar de algum “recurso material” para prolongar sua vida útil ou garantir seu bom funcionamento, segundo a NBR 5462/94 (1994), em que “recurso material” pode ser considerado qualquer componente, dispositivo, subsistemas ou unidade funcional. Ao longo da história, a manutenção acompanhou a evolução da tecnologia e das necessidades humanas, desempenhando um papel essencial na garantia da confiabilidade e eficiência produtiva das indústrias, constituindo uma função estratégica para a sustentabilidade operacional e econômica dos meios produtivos. Inicialmente concebida como uma atividade meramente corretiva, sua evolução ao longo dos anos transformou-a em um campo multidisciplinar, no qual interagem conceitos de confiabilidade, disponibilidade, risco e gestão de ativos. Atualmente, a manutenção transcende a simples reparação de falhas, posicionando-se como elemento essencial para a competitividade, segurança, continuidade e eficiência operacional das organizações. Mounbray, J. (1997). Verifica-se que as principais técnicas e estratégias de manutenção têm sua origem na indústria, sendo posteriormente apropriadas pelas empresas do setor elétrico, tanto na geração, transmissão como na distribuição.

Nesta seção é apresentada uma revisão histórica em relação à manutenção de modo geral, manutenção aplicada ao SEP, conceituação de taxa de falha e sua aplicação na definição da confiabilidade, utilização de distribuição de probabilidades para inferência da confiabilidade ao longo do tempo e conceitos adotados para segmentação e composição das seções de um sistema elétrico.

2.1 REVISÃO HISTÓRICA

Com o advento da 1ª revolução industrial no século XVIII, a manutenção adquire uma dimensão ainda maior, pois estava diretamente ligada ao funcionamento contínuo das máquinas nas fábricas, e nesse momento a manutenção era predominantemente corretiva, ou seja, a intervenção só ocorria após a falha.

Segundo (Kardec; Nascif, 2009), a manutenção pode ser subdividida em quatro gerações. A primeira geração ocorre antes da Segunda Guerra Mundial, ainda na primeira revolução industrial, quando as indústrias eram pouco mecanizadas e os equipamentos não eram tão complexos e, na maioria das vezes, superdimensionados para a função. A segunda geração ocorre após a 2ª revolução industrial, em função do aumento de demanda de produtos e da escassez de mão de obra na indústria que apresenta um aumento significativo da mecanização juntamente com o aumento da complexidade das máquinas. Essa necessidade e maior disponibilidade implicaram

na exigência do aumento da confiabilidade dos equipamentos, buscando cada vez mais o aumento da produtividade, e dessa necessidade de aumento de confiabilidade, consequentemente, da redução da taxa de falhas dos equipamentos, surge o conceito de manutenção preventiva, ou seja, se estabelece a ideia de intervenções em equipamento em intervalos pré-programados fixos. A aplicação da estratégia de manutenção preventiva sem critérios cuidadosamente elaborados, contudo, fez com que os custos de manutenção nas indústrias aumentassem, o que levou ao desenvolvimento técnico e teórico dos conceitos de sistemas de planejamento e controle de manutenção.

A terceira geração ocorre a partir da década de 70 com o aumento significativo no nível de automação da indústria aliado ao alto índice de produção, exigências ligadas às condições de segurança, minimização dos impactos ambientais e exigências cada vez maiores da qualidade dos produtos. Essas exigências fazem com que a área de engenharia de manutenção se consolide como segmento estratégico na indústria. Esse período é marcado pela consolidação da utilização da manutenção preditiva, avanço do aumento de sistemas informatizados e utilização de computadores pessoais, fazendo com que softwares dedicados para o controle e planejamento de manutenção fossem desenvolvidos. O conceito de confiabilidade passou a ser cada vez mais utilizado, o que resultou na incorporação do processo de MCC. Este conceito foi desenvolvido pela indústria aeroespacial, na década de 1960, que passou a ser incorporado pela indústria em geral.

A quarta geração, se dá na década de 90, com a consolidação dos conceitos estabelecidos na terceira geração, maior confiabilidade, maior disponibilidade, preservação do meio ambiente, segurança, preocupação com os resultados do negócio e agregação do conceito de GA. A manutenção 4.0 é considerada a evolução atual da engenharia de manutenção, e está relacionada à indústria 4.0 (também chamada a quarta revolução industrial) Lafraia (2001), sendo caracterizada pelos seguintes aspectos:

- Eficiência, a otimização dos dados enviados pelas máquinas permite antecipar reparos, evitando prejuízos;
- Produtividade, a integração e conectividade dos processos resultam em maior eficiência e produtividade;
- Segurança industrial: o acompanhamento em tempo real aumenta a segurança dos ativos.
- Economia: a manutenção preventiva e preditiva reduzem custos e maximizam a rentabilidade do negócio.

A implementação da indústria 4.0 aliadas ao conceito de IoT (internet of things, “internet das coisas”), que permite a conexão das máquinas e a troca de informações em tempo real, abre uma nova perspectiva de uso de ML, IA e BD para identificação e análise de padrões, tornando as tomadas de decisão mais rápidas e com grau de precisão ainda maior.

Essa evolução na área de manutenção trouxe a consolidação de práticas e métodos utilizados ao longo desse período e tem conceitos definidos que fazem parte da estratégia do plano de manutenção das empresas. Esses conceitos de técnicas de manutenção, hoje consolidados são apresentados por Kardec; Nascif (2009), e podem ser definidos como:

- a) Manutenção Corretiva (MC): É caracterizada pela atuação direta para correção da falha ou de desempenho indesejado ou deficiência verificada; ela pode ocorrer de forma planejada ou não planejada. A manutenção corretiva não planejada é também chamada de manutenção emergencial, sendo caracterizada por envolver custos mais altos se comparada com a manutenção corretiva planejada;
- b) Manutenção Preventiva Periódica (MPP): É caracterizada pela atuação realizada de forma a reduzir ou evitar a falha ou redução do desempenho. Ela ocorre baseada em períodos preestabelecidos com base na estratégia de manutenção adotada pela empresa ou orientação do fabricante do equipamento;
- c) Manutenção Preditiva (MPred): É caracterizada pela atuação com base na variação da condição de funcionamento ou desempenho, observada através de um acompanhamento sistemático. A atividade de manutenção necessária para correção, quando necessária, é realizada através de uma manutenção corretiva planejada. Essa seletividade de atuação sob demanda produz uma redução nos custos de manutenção.

Dentro deste conceito de manutenção preditiva, algumas estratégias foram desenvolvidas. Em (Alvarez-Alvarado *et al.*, 2022), apresentam-se alguns destes conceitos usados na indústria de fornecimento de energia elétrica, tais como:

- a) Manutenção Centrada na Confiabilidade (MCC);
- b) Manutenção Baseada na Condição (MBC);
- c) Manutenção Baseada em Risco (MBR);
- d) Manutenção Detectiva (MD).

A MCC configura-se como uma metodologia estratégica de gestão de ativos, cujo objetivo central consiste em promover o equilíbrio entre desempenho, confiabilidade e custos Enjavimadar; Rastegar (2022) Da Silva et al. (2023). Em função de suas características, apresenta um caráter sistemático e predominantemente qualitativo, orientado para a preservação das funções operacionais essenciais do sistema, definindo atividades de manutenção de forma econômica de

modo a restaurar e manter a capacidade operacional adequada. Trata-se de uma metodologia estruturada destinada à definição dos requisitos de manutenção aplicáveis a qualquer ativo, independentemente de sua função operacional. Seu emprego pressupõe a realização de uma análise aprofundada das funções desempenhadas, das falhas operacionais, dos modos potenciais de falha, bem como de seus efeitos e consequências, de modo a subsidiar a formulação de um planejamento de atividades de manutenção que seja mais adequado às necessidades específicas do ativo e aos objetivos de desempenho do sistema. Essa característica de avaliação das condições baseada nos históricos e nas condições traz uma abordagem proativa do método Prasetyo; Mercado Rosita (2020).

Ao possibilitar a elaboração de um plano de manutenção direcionado às necessidades reais do sistema, a MCC viabiliza a otimização dos recursos empregados na execução das atividades previstas, resultando em redução de custos e redução do número de interrupções. Essa abordagem metodológica promove o incremento do desempenho organizacional ao potencializar a confiabilidade dos equipamentos, elevar a produtividade e assegurar maior qualidade operacional, com menor tempo de inatividade. O foco central da MCC concentra-se na análise da criticidade e na preservação das funções do sistema, estabelecendo a priorização de componentes críticos a partir de critérios de confiabilidade. Desta forma, conforme apresentado por Bahrami et al. (2020) basicamente a abordagem do MCC envolve três etapas principais:

- Identificação e priorização dos componentes críticos;
- Inspeção detalhada, identificação dos modos de falhas e análise de seus efeitos;
- Seleção da estratégia de manutenção mais eficaz e economicamente atraente.

A implementação da MCC, mesmo considerando as vantagens previamente mencionadas, enfrenta desafios significativos, destacando-se, entre eles, a necessidade de dispor de dados de entrada consistentes, que contemplem informações técnicas e operacionais com elevado grau de precisão. Dentre as principais limitações, ressalta-se a dificuldade de obtenção de taxas de falhas representativas da realidade operacional, condição indispensável para assegurar a eficácia das análises e a adequação do planejamento de manutenção.

A MBC, também denominada manutenção controlada, insere-se no escopo das estratégias de manutenção preditiva, configurando-se como uma abordagem proativa voltada ao monitoramento do estado operacional de componentes a partir de métricas físicas mensuráveis Alvarez-Alvarado et al. (2022). Esse método consiste na determinação periódica do grau de deterioração dos equipamentos, fundamentada em medições, inspeções e na análise de indicadores de desempenho e parâmetros técnicos (tais como inspeções termográficas e análises físico-químicas de óleo em transformadores de potência, por exemplo). Quando as condições observadas

apresentam valores fora dos limites aceitáveis previamente estabelecidos, as ações de manutenção são executadas de forma direcionada e conforme a demanda identificada. A MBC apresenta-se como uma alternativa economicamente mais viável em relação à MPP. Embora possa ser considerada um elemento fundamental para a implementação da MCC, sua aplicação de forma isolada não assegura, necessariamente, a redução global dos custos de manutenção nem a melhoria abrangente da confiabilidade do sistema, uma vez que seu foco de atuação permanece restrito ao nível do equipamento individual.

A MBR é uma estratégia essencial no gerenciamento de ativos, pois avalia as consequências das falhas, identificando componentes críticos que contribuem para consequências severas; os impactos destas falhas podem ser de ordem técnica, segurança, saúde ou mesmo indicadores de confiabilidade. A implementação da MBR envolve três etapas principais:

- Estimação de risco: Determina o nível do risco associado às falhas;
- Avaliação de risco: Avaliação se o risco é aceitável;
- Planejamento da manutenção: Desenvolver um plano de manutenção que minimize a ocorrência de falhas.

No âmbito dos sistemas elétricos de potência (SEP) a MBR tem sido aplicada em diferentes contextos, dentre os quais se destacam: identificação de alimentadores críticos, cujos indicadores de confiabilidade exercem influência significativa sobre os índices globais das concessionárias; gestão de elementos estratégicos em sistemas de transmissão; operação de usinas de geração; e, ainda, ambientes regulados, nos quais os mecanismos de recompensa ou penalidade vinculados ao desempenho de indicadores podem implicar perdas financeiras expressivas para as empresas. A adoção de estratégias orientadas pela MBR possibilita ampliar o controle dos riscos associados, além de conferir maior alinhamento estratégico ao planejamento da manutenção, favorecendo processos decisórios mais robustos, consistentes e alinhados à sustentabilidade operacional do sistema.

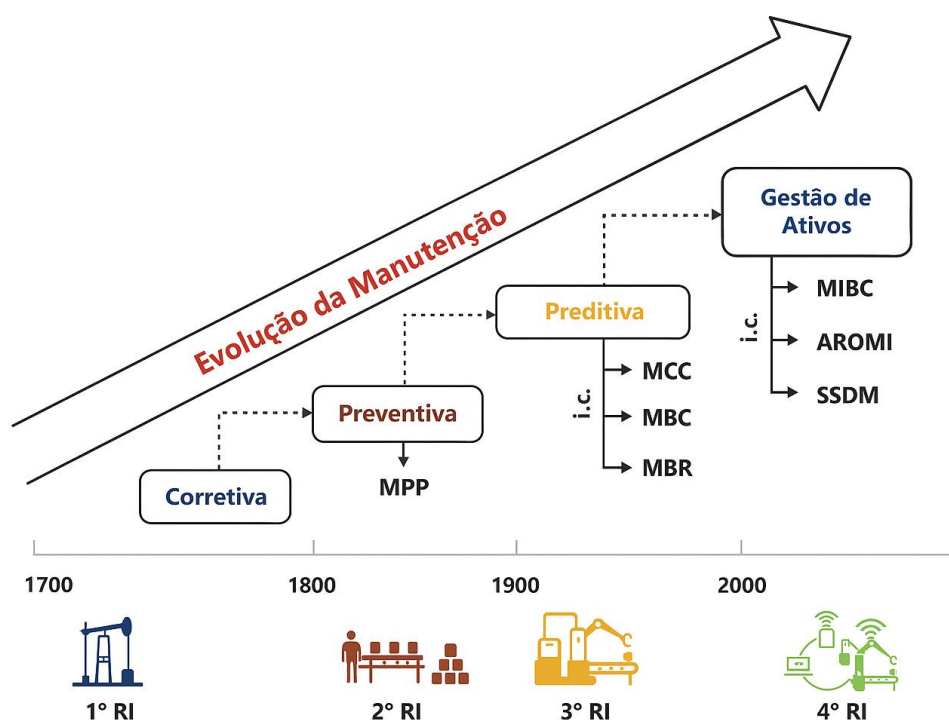
Historicamente, a MCC e a MBR foram abordadas de forma separada, ainda que sejam complementares. Em Da Silva et al. (2023) apresentam-se a combinação destas duas estratégias, chamadas de Manutenção Centrada na Confiabilidade e no Risco (MCCR), aplicadas ao plano de manutenção de uma planta de geração hidroelétrica.

A MD constitui uma estratégia alinhada às políticas de busca de falhas e realização de testes de inspeção, sendo particularmente aplicável a situações em que as falhas se apresentam de forma oculta ou quando se faz necessária a avaliação contínua do estado operacional para a definição do momento adequado de intervenção. Seu objetivo principal consiste na identificação de falhas latentes, ou seja, falhas já existentes, porém ainda não evidenciadas. No contexto do SEP,

na MD empregam-se diversas atividades investigativas, dentre as quais se destacam: inspeções termográficas, destinadas à detecção de pontos de aquecimento associados a mau contato ou falhas de conexão; análises físico-químicas do óleo isolante em transformadores de potência; verificações funcionais em sistemas de proteção, com simulações de condições reais de operação; bem como testes de contato e de resistência em equipamentos elétricos. Via de regra, a MD está associada a outras estratégias de manutenção MCC, MBC e MBR; essa integração proporciona a redução do custo de manutenção, melhor direcionamento das atividades e melhoria da confiabilidade.

Essa evolução temporal da manutenção e os conceitos empregados são ilustrados na Figura 1.

Figura 1 — Evolução da manutenção



Fonte Adaptado de (Alvarez-Alvarado et al. (2022))

Considerando a consolidação das técnicas de manutenção ao longo dos anos (manutenção corretiva, manutenção preventiva periódica e manutenção preditiva) combinadas com as estratégias adotadas para elaboração de planos de manutenção otimizados (MCC, MBC, MBR e MD), fez com que estas práticas fossem incorporadas pelas empresas, propiciando uma gestão integrada, que recebe o nome de gestão de ativos (GA). Atualmente, o conceito de GA é definido pelo conjunto de normas ISO 55000, que teve sua última atualização em 2024. Ressalta-se que as normas ISO têm a sua origem na norma PAS 55000 (*Publicly Available Specification*),

publicada pela *British Standards Institution* em 2004.

O conjunto de normas ISO 55000 é composto pelas normas:

- ISO 55001 (Sistemas de Gestão de Ativos – Requisitos);
- ISO 55002 (Sistemas de Gestão de Ativos – Diretrizes para aplicação);
- ISO 55010 (Sistemas de Gestão de Ativos – Diretrizes para a fundamentação econômica).

A GA é uma abordagem sistêmica e coordenada para gerenciar ativos em uma empresa, sendo que os ativos de uma empresa são representados na forma de:

- Capital;
- Equipamentos e instalações (Ativos físicos);
- Capital humano (Colaboradores);
- Base de clientes;
- Estrutura Empresarial;
- Marcas;
- Faturamento;

No setor elétrico a GA está diretamente relacionada aos ativos físicos, com vistas a obter o melhor rendimento operacional dos equipamentos, maximizando os lucros a um custo reduzido, e suprir a área gerencial de informações sobre as ações a serem implementadas, o que pode determinar uma ação de: adquirir, conservar, eliminar, substituir ou modernizar (atualizar) o ativo. Nessa perspectiva, a GA surge como uma ferramenta extremamente importante para otimizar o planejamento da manutenção em sistemas complexos como as redes de distribuição de energia elétrica. Ao adotar uma perspectiva holística sobre os ativos, a GA permite uma análise aprofundada da criticidade dos equipamentos, da história de falhas e das condições operacionais. Essa análise aprofundada possibilita a identificação precisa dos equipamentos que requerem maior atenção e a definição de estratégias de manutenção mais eficazes. A partir dessa compreensão é possível estabelecer um plano de manutenção customizado, que busque o equilíbrio entre os custos de manutenção e a garantia da disponibilidade e confiabilidade do sistema.

A criticidade dos equipamentos, um dos pilares da gestão de ativos, determina o impacto de uma falha na operação do sistema. Equipamentos classificados como críticos exigem um monitoramento mais rigoroso e intervenções de manutenção mais frequentes. Considerando o histórico de falhas, é possível identificar padrões e tendências que antecipam futuras falhas, indicando a realização de ações preventivas. Ao integrar essas informações, a GA possibilita a criação de modelos preditivos que auxiliam na tomada de decisão sobre a melhor época para

realizar a manutenção.

A GA também contribui para a otimização dos recursos alocados à manutenção. Ao priorizar os equipamentos mais críticos e com maior probabilidade de falha, é possível direcionar os esforços e recursos para onde eles são mais necessários. Além disso, a GA permite a otimização do estoque de equipamentos de reposição, otimização de alocação de equipes de manutenção, reduzindo custos. Quando possível adotar uma abordagem baseada em dados, a GA transforma a manutenção de uma atividade reativa em uma atividade proativa, alinhando os objetivos de manutenção com os objetivos estratégicos da organização.

O conceito de vida útil do equipamento está diretamente relacionado ao período em que ele desempenhe suas funções de forma satisfatória nas condições para as quais foi projetado, gerando valores à organização. Ressalta-se que, além de um plano de manutenção adequado, outros fatores impactam a vida útil dos equipamentos, entre eles as condições de operação e a sua qualidade. Um outro ponto de avaliação empregado pela GA, relaciona a vida útil do equipamento ao retorno financeiro e contábil, pois é esperada uma depreciação ao longo desse período, ou seja, período em que o investimento inicial realizado deve ser recuperado. Dessa forma, custos excessivos em operação e manutenção passam a gerar despesas que não são remuneradas contabilmente, justificando a substituição por um equipamento novo.

A análise detalhada e abrangente do funcionamento dos equipamentos e das instalações, conforme anteriormente destacado, é realizada por meio de indicadores de desempenho. Alguns desses indicadores apresentam relevância significativa para o adequado planejamento das atividades de manutenção, destacando-se, entre eles, o histórico de falhas, a criticidade dos equipamentos e as condições operacionais.

Nos SEPs vários indicadores são usados para avaliar a confiabilidade do sistema. Desta maneira, a GA desempenha um papel fundamental no planejamento da manutenção de redes de distribuição de energia elétrica; assim algumas estratégias de implementação de um plano de manutenção foram desenvolvidas entre elas Alvarez-Alvarado et al. (2022):

- Manutenção Inteligente Baseada em Confiabilidade (MIBC): Essa estratégia se utiliza de inspeções inteligentes, dispositivos inteligentes e serviços inteligentes, reduzindo o número de manutenções e os custos;
- Avaliação de Risco Operacional com Manutenção Inteligente (AROMI): Avalia e identifica o melhor cronograma de manutenção com base na operação de cada ativo envolvido em alguns processos;
- Sistema de Suporte à Decisão de Manutenção Inteligente (SSDMI): Esse sistema permite que o ativo físico tenha um plano de manutenção definido que utiliza

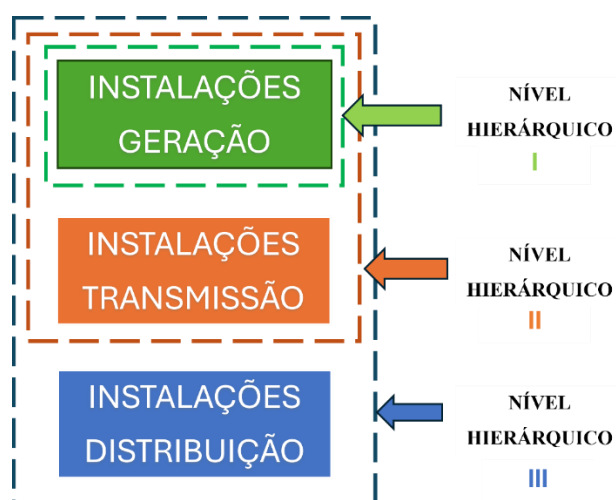
modelos analíticos para tomar ações de decisões.

2.1.1 Manutenção aplicada ao SEP

A energia elétrica deve ser considerada como um produto fornecido aos consumidores, e o mercado exige altos padrões de qualidade e confiabilidade do serviço. No SEP, a qualidade da energia elétrica reflete basicamente na idealização de um sistema que forneça energia de forma ininterrupta, com frequência e nível de tensão adequados. Dessa forma, a garantia desses padrões de qualidade está diretamente ligada ao planejamento da expansão, operação eficiente e manutenção do SEP.

O SEP é subdividido em três grandes áreas: geração, transmissão e distribuição, e para efeitos de operação e manutenção ele pode ser classificado em duas zonas funcionais Billinton, Roy.; Allan (1996), uma onde são consideradas a geração e a transmissão (Nível hierárquico I e II), designada de primeira zona e outra a distribuição (Nível hierárquico III), designada de segunda zona, conforme ilustrado na Figura 2. A primeira zona, apesar de envolver grandes volumes de energia e sua falha ocasionar alto impacto para o SEP, a operação e manutenção se tornam menos complexas se comparadas com a segunda zona, a distribuição.

Figura 2 — Níveis hierárquicos SEP



Fonte : Adaptado de Billinton, R.; Allan (1996)

O conceito de distribuição é definido pela ANEEL (2021) como o conjunto de instalações e equipamentos elétricos existentes na área de atuação da distribuidora e de propriedade da mesma. O sistema elétrico de distribuição (SED) é a ligação direta entre uma subestação de energia elétrica e os consumidores finais (residenciais, empresas, indústrias e outros tipos de consumidores).

O SED está dividido em duas categorias, média tensão (cargas ligadas acima de 2,3 kV e

inferior a 69 kV) e baixa tensão (inferior ou igual a 2,3 kV), composto por redes e linhas de distribuição, contendo um conjunto de estruturas, condutores e equipamentos elétricos, podendo ser aéreo ou subterrâneo.

O SED é caracterizado pela grande quantidade de equipamentos que o compõem (cabos, transformadores, chaves, disjuntores, para-raios, postes, cruzetas etc.), e pelo baixo nível de monitoramento e automação na maioria das redes. Aliadas a essas características e composição do SED outros aspectos devem ser considerados para a operação e manutenção desse sistema, como:

- **Acessibilidade:** Dificuldades de acesso a equipamentos em áreas remotas ou de difícil acesso, como linhas aéreas em regiões alagadas, florestas, montanhas;
- **Extensão Geográfica:** Sistemas com grandes extensões de rede;
- **Interrupções de fornecimento:** Alto impacto social quando há necessidade de interrupção de fornecimento de energia da rede de forma programada ou existência de ocorrência emergencial;
- **Interferências externas:** Alta interferência devido a fenômenos climáticos (tempestades, variação de temperatura), ambientais (vegetação, animais, descargas atmosféricas), humana (acidentes, vandalismos);
- **Diversidade de componentes:** A rede é composta por uma variedade de equipamentos com diferentes características de operação e manutenção;
- **Envelhecimento das redes e linhas:** Além do envelhecimento natural devido às ações do tempo e às condições operacionais, esse envelhecimento não é homogêneo devido às manutenções parcialmente ocorridas ao longo do tempo e à expansão da rede.

Nesse contexto, a área de planejamento da manutenção em redes de distribuição de energia elétrica tem recebido atenção crescente, impulsionando o desenvolvimento de diversas pesquisas ao longo dos últimos anos. Este interesse está associado ao aumento contínuo da demanda por energia elétrica, às exigências impostas pelos órgãos reguladores e a busca pela eficiência financeira das empresas distribuidoras. Dessa forma, o planejamento da manutenção consolida-se como uma área estratégica, essencial para o equilíbrio entre a viabilidade técnica e a sustentabilidade econômica dos recursos destinados às atividades de manutenção. Li; Brown (2004).

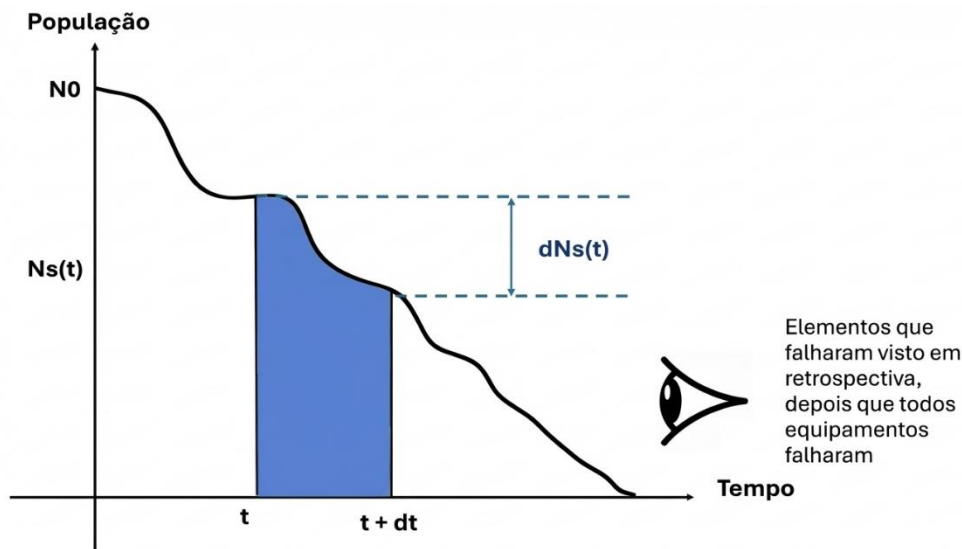
Em função das características apresentadas pelo sistema de distribuição, as empresas buscam ferramentas computacionais de análise para a tomada de decisão e determinar as ações de manutenção Abbasi E. (2009). Nessa perspectiva, várias abordagens têm sido objeto de pesquisas

nos últimos anos, atendendo a critérios técnicos, econômicos e de confiabilidade.

2.2 CONFIABILIDADE E TAXA DE FALHA

Considerando como sendo N a população de equipamentos existentes, assumindo que uma parcela desses equipamentos ao longo do tempo apresentará algum tipo de falha, e outra parcela de equipamentos que não apresentam falhas em um intervalo de tempo t , chamada neste tempo de referência t de “sobreviventes”, é representada por $N_s(t)$. Considerando essa representação, é possível estabelecer a variação dos equipamentos sobreviventes ao longo do tempo t . Tomando um determinado período para análise, entre t e $t+dt$, a variação de $N_s(t)$ é dada por $dN_s(t)$ (Smith, 2011), conforme ilustrado pela Figura 3.

Figura 3 — Representação da variação de falhas de equipamentos ao longo tempo



Fonte Smith (2011) Adaptado pelo autor

A taxa de falha é dada pela relação da parcela de equipamentos que falharam dividida pelos equipamentos existentes, ao longo do período considerado, representada em (1):

$$\lambda(t) = \frac{1}{N_s(t)} \frac{-d N_s(t)}{dt} \quad (1)$$

Multiplicando o denominador e o numerador por NO ,

$$\lambda(t) = \frac{1}{N_s(t)} \frac{-d N_s(t)}{dt} \frac{NO}{NO} \quad (2)$$

Sabendo que a definição da confiabilidade é dada por (3):

$$C(t) = \frac{Ns(t)}{N0} \quad (3)$$

$$-\lambda(t) = \frac{d C(t)}{dt} \frac{1}{C(t)} \quad (4)$$

Integrando ambos os lados da equação (4):

$$-\int_0^t \lambda(t) dt = \int_1^{C(t)} \frac{d C(t)}{C(t)} \quad (5)$$

$$-\int_0^t \lambda(t) dt = \ln C(t) \Big|_1^{C(t)} \quad (6)$$

$$-\int_0^t \lambda(t) dt = \ln C(t) \quad (7)$$

$$C(t) = \frac{1}{\ln} * \left[-\int_0^t \lambda(t) dt \right] \quad (8)$$

Considerando a taxa de falha contante, a confiabilidade é dada por:

$$C(t) = \exp * [-(\lambda t - \lambda 0)] \quad (9)$$

$$C(t) = \exp * [-(\lambda t)] \quad (10)$$

Desta forma a confiabilidade, é equacionada como:

$$C(t) = e^{-\lambda t} \quad (11)$$

2.2.1 Representação da confiabilidade, como distribuição de probabilidade

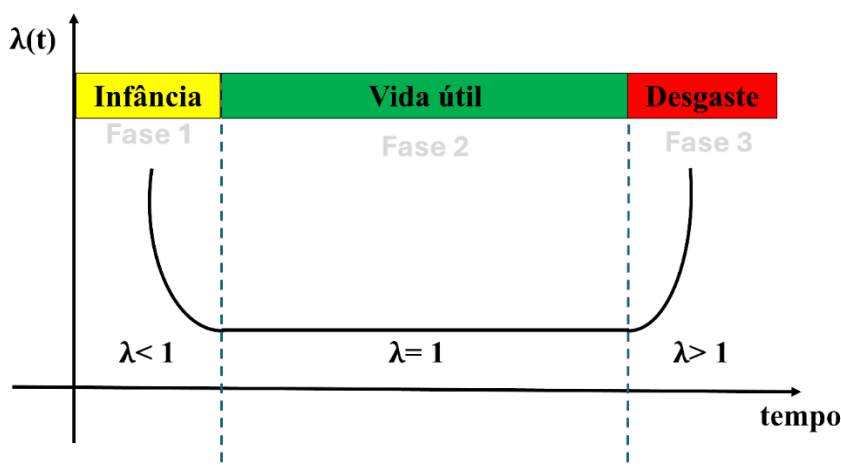
A característica aleatória da variável taxa de falha motivou a utilização de diferentes funções de distribuição de probabilidade encontradas na literatura, que foram aplicadas na área de sistemas de energia elétrica. Conforme Trentini et al. (2021) há uma predominância das funções de distribuição de probabilidade Weibull e Exponencial.

2.2.1.1 Distribuição de probabilidade de Weibull

A distribuição de Weibull é amplamente utilizada para modelar situações em que a taxa de falhas varia ao longo do tempo, sendo comumente associada ao conceito da “curva da banheira” Lafraia (2001) conforme ilustrado na Figura 4.

Essa distribuição considera três estágios distintos no comportamento da taxa de falhas. Na primeira fase, as falhas estão geralmente relacionadas a causas prematuras, como defeitos de fabricação, erros de instalação ou de projeto, apresentando, portanto, uma taxa de falha decrescente. Na segunda fase, predominam falhas aleatórias, muitas vezes decorrentes de condições de uso irregulares, sendo caracterizada por uma taxa de falha aproximadamente constante. Por fim, na terceira fase, correspondente ao final da vida útil do equipamento, ocorre o aumento da taxa de falhas em decorrência do desgaste e da degradação acelerada dos componentes.

Figura 4 — Curva da banheira



Fonte Lafraia (2001) Adaptado pelo autor

2.2.1.2 Distribuição de probabilidade exponencial

O processo de Poisson, no contexto da teoria da probabilidade, é aplicado em modelos onde é necessária a “contagem” e modelagem de ocorrências de eventos independentes uns dos outros, onde a taxa média de ocorrências seja constante e a probabilidade de dois ou mais eventos ocorrerem exatamente no mesmo instante de tempo seja praticamente nula.

A formulação da Distribuição de Poisson, que é a base desse processo, permite calcular a probabilidade $P(X = k)$, que um número k de eventos ocorra em determinado intervalo, sendo dada pela média λ (média de ocorrências de eventos no intervalo de interesse), e apresentada por (12):

$$P(X = k) = \frac{\lambda^k e^{-\lambda}}{k!} \quad (12)$$

Considerando que $N(t)$ representa o número de eventos que ocorreram até o tempo t , então, a probabilidade pode ser escrita conforme (13).

$$P(N(t) = k) = \frac{(\lambda t)^k e^{-\lambda t}}{k!} \quad (13)$$

Sendo X igual o tempo até o primeiro evento e considerando que “nenhum evento ocorreu até o tempo t ”, isso implica na Eq.(14) :

$$\{X > t\} \Leftrightarrow \{N(t) = 0\} \quad (14)$$

O que corresponde em termos de probabilidade à equação (15) .

$$P(X > t) = P(N(t) = 0) \quad (15)$$

Sabendo que a $N(t)$ segue a distribuição de Poisson e, considerando a ausência de eventos, $k=0$, conforme equação (16).

$$P(N(t) = 0) = \frac{(\lambda t)^0 e^{-\lambda t}}{0!} = e^{-\lambda t} \quad (16)$$

Dessa forma, a função de sobrevivência pode ser representada como função da confiabilidade ao longo do tempo t , equação (17).

$$C(t) = P(X > t) = e^{-\lambda t} \quad (17)$$

Dessa forma a função de distribuição acumulada é dada pela equação (18).

$$f(t) = 1 - e^{-\lambda t}, t \geq 0 \quad (18)$$

Derivando (18) em relação ao tempo t , obtém-se a função densidade de probabilidade

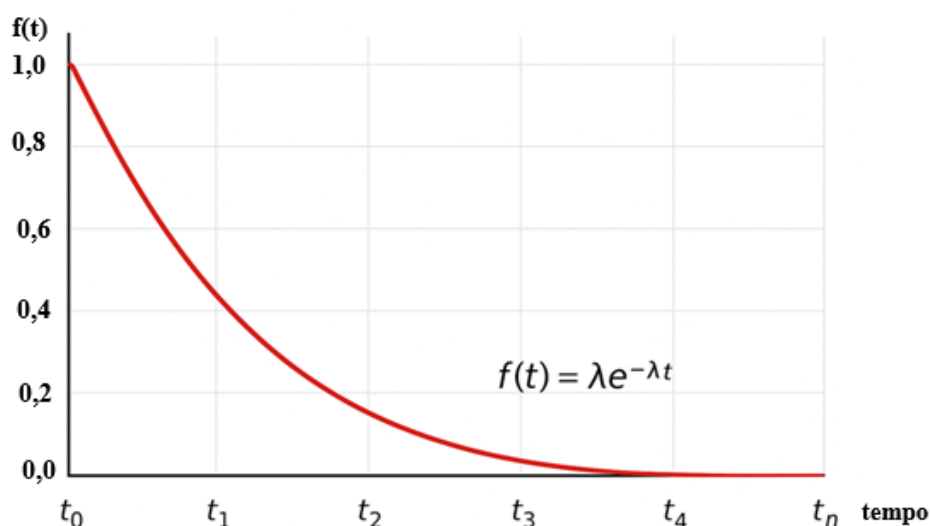
exponencial, conforme a equação (19).

$$f(t) = F'(t) = \lambda e^{-\lambda t}, t \geq 0 \quad (19)$$

A distribuição de probabilidade exponencial é uma distribuição contínua amplamente utilizada para cálculo da confiabilidade, quando se tem uma taxa de falha constante. Caracteriza-se pela sua propriedade de falta de memória, o que significa que a probabilidade de um evento ocorrer em um intervalo futuro é independente de quanto tempo já passou. A propriedade de falta de memória da distribuição exponencial também tem implicações práticas importantes. Em manutenção, isso significa que a probabilidade de falha em um período futuro próximo é a mesma, independentemente da idade atual do equipamento. Essa característica simplifica a modelagem e a análise de sistemas de manutenção, tornando a distribuição exponencial uma escolha comum para análises iniciais Ross (2010). A curva característica da função de densidade da distribuição de probabilidade exponencial é ilustrada na Figura 5.

A distribuição de probabilidade exponencial é um modelo valioso na análise de tempos entre eventos, especialmente em confiabilidade e manutenção de sistemas. Sua formulação matemática simples e suas propriedades únicas permitem ampla aplicação em diversas áreas, incluindo a manutenção de redes de distribuição de energia elétrica. A compreensão e a aplicação correta dessa distribuição são fundamentais para otimizar planos de manutenção e operações da rede e garantir a confiabilidade do sistema.

Figura 5 — Distribuição de probabilidade exponencial



Fonte: Elaborado pelo autor

2.3 CONFIABILIDADE - AGRUPAMENTOS E ARRANJOS

O agrupamento de componentes, interconectados e operando simultaneamente, define de forma geral, a confiabilidade do sistema. Em outras palavras, a configuração e a interação entre esses elementos determinam o desempenho global do sistema, influenciando diretamente o seu nível de confiabilidade e sua capacidade de manter o funcionamento adequado diante de falhas ou perturbações.

Para representação gráfica da confiabilidade, entre dois pontos (A e B), faz-se uso de blocos funcionais para representar os arranjos de acordo com a Figura 6; os blocos funcionais podem representar o componente individual, um subsistema ou mesmo o sistema como um todo, representado por i nessa figura.

Figura 6 — Diagrama de bloco funcional



Fonte Adaptado de (Fogliatto; Ribeiro, 2011)

2.3.1 Sistema série

Um sistema composto por n componentes associados em série é configurado de modo que a falha em qualquer um desses elementos coloca o sistema, observado entre os pontos A e B, em condição de falha, conforme ilustrado na Figura 7. Embora essa configuração seja amplamente empregada em aplicações industriais devido ao seu menor custo de implementação, apresenta como principal desvantagem a ausência de redundância funcional, o que reduz a confiabilidade global do sistema.

Figura 7 — Diagrama de bloco funcional-Componentes associados em série



Fonte Adaptado de (Fogliatto; Ribeiro, 2011)

A confiabilidade do sistema série considerando todos os componentes operantes em termos de probabilidade de ocorrência de um evento, tal que $P(x_i) = C_i$ é expressa por (20).

$$Cs = P(x_1 \cap x_2 \cap \dots x_n) \quad (20)$$

Logo, a confiabilidade do sistema é dada pelo produto das confiabilidades dos elementos individuais, conforme (21).

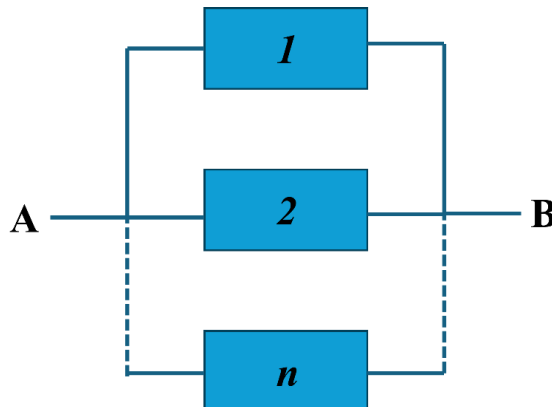
$$Cs = P(x_1) \times P(x_2) \dots P(x_n) = \prod_{i=1}^n Ci \quad (21)$$

2.3.2 Sistema com elementos associados em paralelo

No arranjo de componentes dispostos paralelamente, Figura 8, considera-se que o sistema só apresentará falha geral quando todos os componentes falharem. A confiabilidade de um sistema com componentes associados em paralelo independentes é determinada a partir da sua não confiabilidade, dada por (22).

$$\overline{Cs} = P(\overline{x_1} \cap \overline{x_2} \cap \dots \overline{x_n}) \quad (22)$$

Figura 8 — Diagrama de bloco –Sistema com elementos associados em paralelo



Fonte Adaptado de (Fogliatto; Ribeiro, 2011)

Logo a confiabilidade do sistema é dada pelo produto das não confiabilidades dos elementos individuais, conforme (23).

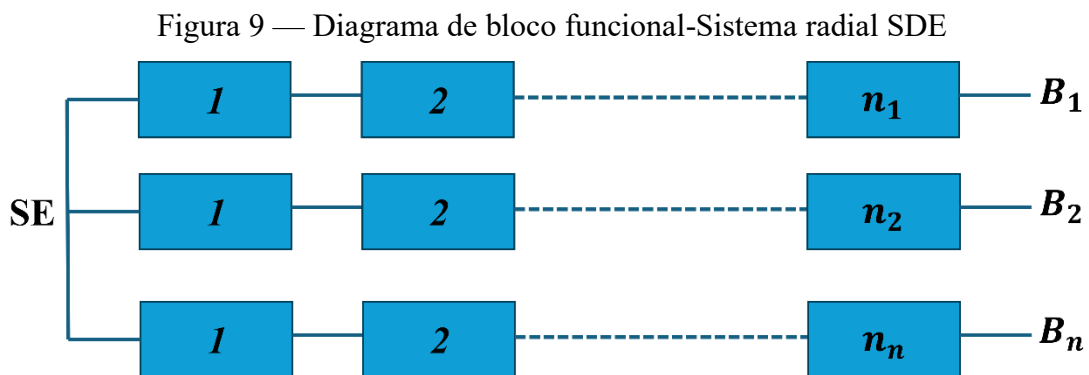
$$\overline{C_s} = P(\overline{x_1}) \times P(\overline{x_2}) \dots P(\overline{x_n}) = \prod_{i=1}^n (1 - C_i) \quad (23)$$

Dessa forma, a confiabilidade do sistema é dada pela probabilidade complementar, conforme (24):

$$C_s = 1 - \prod_{i=1}^n (1 - C_i) \quad (24)$$

2.3.3 Confiabilidade de SDEE: Sistema radial

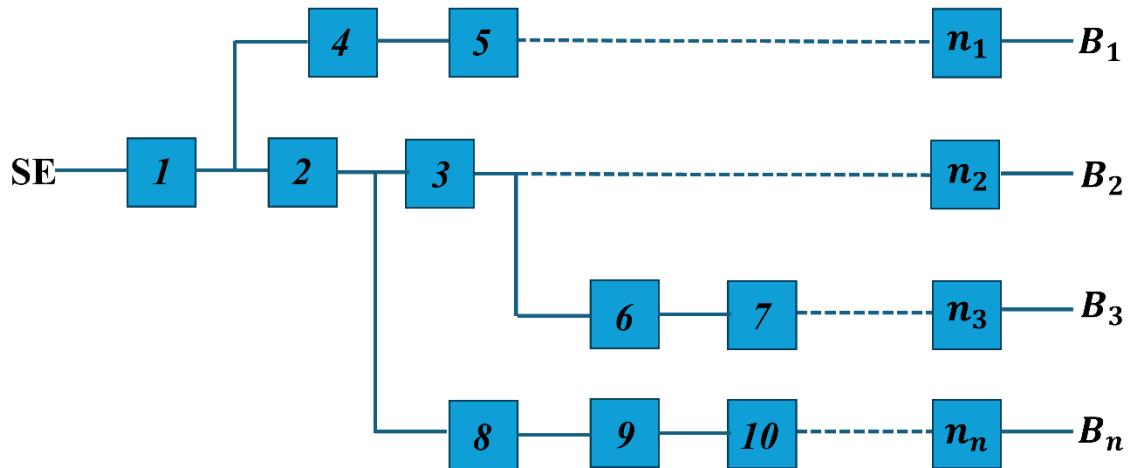
A topologia mais comumente empregada nas redes de distribuição de energia elétrica apresenta-se na forma radial. Nesse tipo de configuração, pode-se considerar, em uma análise inicial de confiabilidade, que a conexão entre a subestação (SE) e o n -ésimo consumidor se comporta de maneira análoga a um arranjo em série, cujo cálculo pode ser realizado conforme (21), da forma mostrada na Figura 9 . Nessa estrutura, ao se admitir que cada ramo possua a capacidade de isolar falhas em um equipamento ou em um conjunto de equipamentos, verifica-se que a ocorrência de falhas em um ramo específico não afeta a confiabilidade dos demais, permitindo uma avaliação segmentada do desempenho do sistema.



Fonte Elaborado pelo autor

Na prática, contudo, as redes de distribuição apresentam topologias bem diversificadas, podendo ser consideradas uma estrutura de árvore, onde determinados equipamentos podem fazer parte de mais de um ramo , conforme o exemplo ilustrativo apresentado na Figura 10, o que torna o cálculo da confiabilidade do sistema total uma tarefa complexa.

Figura 10 — Diagrama de bloco funcional-Topologia real SDE



Fonte Elaborado pelo autor

Considerando a necessidade de avaliar a confiabilidade global do sistema, e de acordo com os conceitos de componentes associados em série e paralelo, uma forma de representá-la consiste em calcular a média aritmética das confiabilidades individuais de cada um dos n ramos que se estendem da SE até o n -ésimo equipamento de cada circuito. Para isso, somam-se as confiabilidades associadas a cada ramo e divide-se o resultado pelo número total de ramos (n). Essa média aritmética pode ser interpretada como fator de desempenho da confiabilidade do sistema, essa relação é apresentada na equação (25).

$$C_s = \frac{\sum_{k=1}^n C_{B_k}}{n} \quad (25)$$

2.3.4 Seccionamento e agrupamento da RD e a relação de confiabilidade

Conforme anteriormente destacado, uma das principais características das redes de distribuição de energia elétrica está relacionada com a sua ampla extensão e na elevada quantidade de equipamentos que as compõem. Uma estratégia amplamente empregada para otimizar sua operação e manutenção consiste no seccionamento da rede em segmentos menores. Esse seccionamento pode ser delimitado fisicamente por meio de dispositivos de proteção e manobra, como disjuntores, religadores e chaves de proteção, ou por elementos exclusivamente de manobras, como chaves unipolares, tripolares ou de *by-pass*. Essa estratégia pode ser analisada sob duas perspectivas complementares: a operacional e a de manutenção. Operacionalmente, em

situações de falha, os elementos de proteção limitam a propagação do distúrbio, restringindo seus efeitos a uma área específica. Com relação à manutenção, o seccionamento favorece intervenções mais precisas em casos de falhas emergenciais ou urgentes, além de permitir uma alocação mais eficiente de recursos em manutenções programadas. Dessa forma, o seccionamento da rede exerce impacto direto e positivo na melhoria da confiabilidade e continuidade do serviço de fornecimento do sistema elétrico.

Dessa forma, tomando como referência a metodologia de seccionamento da rede, torna-se necessário conceituar o comportamento da confiabilidade de cada seção em relação às demais. Considerando que a confiabilidade experimentada pelo último grupo de consumidores, localizado no final do alimentador, resulta de um arranjo em série composto por todos os componentes existentes entre esse ponto e a subestação (SE), a confiabilidade total da seção, denotada por C_{ts} , é determinada em função da confiabilidade dos componentes instalados na própria seção s e dos equipamentos instalados nas sm seções localizadas a montante, ou seja, entre a seção s e a SE.

$$C_{ts_s} = C_{S_s} \times \prod_{sm=1}^{SM} C_{S_{sm}} \quad \forall s \in \Phi_S \text{ e } sm \in \Phi_{SM} \quad (26)$$

Para exemplificar, considere a configuração apresentada na Figura 11. A confiabilidade total da seção 1 restringe-se exclusivamente aos equipamentos instalados na própria seção. A confiabilidade total da seção 2 é determinada pelos equipamentos instalados na seção 2, acrescidos daqueles instalados na seção 1. De forma análoga, a confiabilidade total da seção 3 é calculada considerando os equipamentos dessa seção juntamente com os instalados na seção 1. No caso da seção 4, além dos equipamentos próprios da seção 4, sua confiabilidade total é influenciada pelos equipamentos instalados nas seções 3 e 1, compondo o conjunto de elementos que impactam o desempenho dessa seção específica.

Aplicando o modelo matemático dado por (26) no exemplo acima, tem-se a confiabilidade das seções 1 a 4 dada pelas equações (27), (28), (29) e (30).

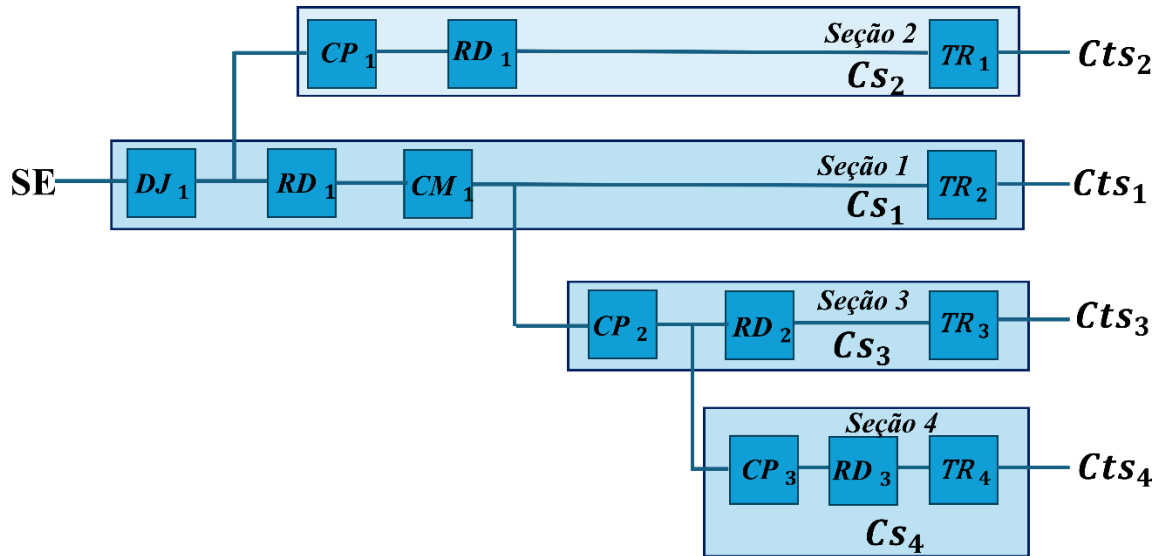
$$C_{ts_1} = C_{S_1} \quad (27)$$

$$C_{ts_2} = C_{S_2} \times C_{S_1} \quad (28)$$

$$C_{ts_3} = C_{S_3} \times C_{S_1} \quad (29)$$

$$Cts_4 = Cs_4 \times Cs_3 \times Cs_1 \quad (30)$$

Figura 11 — Diagrama de bloco funcional-Topologia exemplo



Fonte Elaborado pelo autor

Logo, o fator de desempenho da confiabilidade de todo o sistema, definido em (25) aplicado ao sistema exemplo da Figura 11, apresenta-se conforme a equação (31).

$$Cs = \frac{Cts_1 + Cts_2 + Cts_3 + Cts_4}{4} \quad (31)$$

3 METODOLOGIA

Neste capítulo apresenta-se a metodologia adotada para formulação de uma estratégia de manutenção otimizada aplicada às redes de distribuição de energia elétrica. O objetivo central consiste em promover a melhoria contínua da confiabilidade do sistema, considerando restrições impostas por recursos financeiros limitados ao longo do horizonte de planejamento, restrições de atividades de manutenção considerando a execução de serviços em linha energizadas e desenergizadas, restrições de segmentação dos serviços em linha desenergizada considerando a composição das equipes e limitação de horas destinadas à manutenção. Esses elementos são integrados de forma a garantir coerência entre os aspectos teóricos e práticos da abordagem, permitindo a aplicação eficiente da estratégia em cenários reais de operação.

Na formulação proposta considera-se que sua aplicação seja para um sistema real, e que seja aderente aos conceitos teóricos da literatura e apresentados anteriormente, incluindo as hipóteses iniciais sobre taxas de falhas, e melhorias da confiabilidade da rede com o aumento das execuções das tarefas de manutenção, simplificações topológicas adotadas para viabilizar o modelo, técnicas de solução aplicadas e a formulação matemática do conjunto de equações que fundamentam a validação do modelo matemático

3.1 MODELAGEM DO PROBLEMA DE OTIMIZAÇÃO DE PLANO DE MANUTENÇÃO PREVENTIVA

A tarefa de modelar matematicamente um plano de manutenção, que encontre o equilíbrio ótimo entre aplicação restrita de recursos financeiros em tarefas de manutenção e um sistema que apresente alto nível de confiabilidade, é um grande desafio para a área de planejamento de manutenção de redes de distribuição de energia elétrica enfrentado pelas empresas distribuidoras de energia elétrica. Na metodologia proposta nesse trabalho considera-se a melhoria da confiabilidade da rede através da execução de tarefas de manutenção, em que se espera a redução da taxa de falha dos equipamentos, o que impacta diretamente na taxa de falha total do sistema.

A confiabilidade em sistemas de energia elétrica é um conceito multifacetado, cuja avaliação pode ser realizada por meio de diferentes metodologias e indicadores. Conforme discutido na Capítulo 2, essa avaliação é essencial para a compreensão do desempenho operacional e da qualidade do fornecimento de energia ao consumidor. Dentre os principais indicadores utilizados para mensurar a confiabilidade, destacam-se a taxa de falhas dos equipamentos, a duração e a frequência das interrupções no fornecimento, tais como a energia não suprida e os índices de indisponibilidade. As métricas relacionadas à duração e frequência das interrupções

podem ser classificadas em dois grupos distintos: interrupções emergenciais, decorrentes de falhas nos equipamentos ou de fatores externos que provocam a saída involuntária de componentes, seções do sistema e até de todo o sistema; e interrupções programadas associadas à execução de atividades de manutenção preventiva, corretiva e preditiva. Embora as interrupções programadas sejam planejadas, elas também impactam negativamente nos índices de disponibilidade, contribuindo para aumentar o tempo de indisponibilidade experimentado pelo consumidor.

A distinção entre interrupções emergenciais e programadas, portanto, é fundamental para a análise precisa da confiabilidade dos sistemas elétricos. Ambas influenciam diretamente nos indicadores de desempenho, sendo necessário considerar seus efeitos de forma integrada na formulação de estratégias de manutenção que visem a otimização da disponibilidade e a redução dos impactos no fornecimento de energia aos consumidores finais.

Uma alternativa para mitigar o impacto da interrupção de energia para realização de manutenção preventiva, corretiva e preditiva, é o emprego de manutenção com a rede energizada, conhecida como manutenção em linha viva ou ao potencial. A manutenção em linha energizada é uma estratégia eficaz que se apresenta alternativamente, contribuindo para melhorar a continuidade do serviço de fornecimento em redes de distribuição de energia. Apesar dos desafios associados à sua implementação, sejam em relação à segurança e custos mais elevados, muitas tarefas de manutenção podem ser executadas sem interrupção de energia. A técnica de manutenção em rede energizada é amplamente utilizada e consolidada em sistemas de transmissão Al-Aqeeli; Habiballah (2020), Badgujar (2019) . Essa técnica vem ganhando espaço também na área de distribuição de energia elétrica em função das exigências cada vez maiores das agências reguladoras de serviços de energia elétrica de manter dentro de padrões rígidos a continuidade do fornecimento de energia e do aumento do nível de exigência dos consumidores. Dessa maneira, a formulação de um modelo matemático que produza uma estratégia de manutenção otimizada que aborde, efetivamente, toda a ampla variedade de métricas constitui um desafio significativo, sendo essa uma das contribuições desse trabalho.

3.2 CODIFICAÇÃO DAS VARIÁVEIS

Define-se Φ_{EB} como sendo o conjunto de componentes instalados na rede (equipamentos, condutores, estruturas) e Φ_{HP} o conjunto de períodos do horizonte de planejamento (HP) estabelecido, considera-se que para cada equipamento $eb \in \Phi_{EB}$, possa ser atribuída uma tarefa de manutenção em linha desenergizada ou energizada, ou ainda, nenhuma manutenção seja realizada, a cada período $t \in \Phi_{HP}$. Essa definição das variáveis de decisão binárias do modelo

matemático é apresentada a seguir, onde 0 representa que nenhuma manutenção foi atribuída, enquanto 1, representa a atribuição de uma tarefa de manutenção.

$$x_{mle}_{eb}^t \in \{0,1\}, \text{ para } t = 1, \dots, \Phi_{HP} \text{ e } eb = 1, \dots, \Phi_{EB}$$

$$x_{mld}_{eb}^t \in \{0,1\}, \text{ para } t = 1, \dots, \Phi_{HP} \text{ e } eb = 1, \dots, \Phi_{EB}$$

Em que $x_{mle}_{eb}^t$ representa a variável de decisão para execução de manutenção em linha energizada para o equipamento $eb \in \Phi_{EB}$ no instante $t \in \Phi_{HP}$, e $x_{mld}_{eb}^t$ representa a variável de decisão para execução de manutenção em linha desenergizada para o equipamento $eb \in \Phi_{EB}$ no instante $t \in \Phi_{HP}$.

Considerando a hipótese que para execução de uma tarefa de manutenção preventiva, preditiva ou corretiva programada, deva existir uma inspeção prévia para efeitos de mobilização de mão de obra e dimensionamento e quantificação de materiais necessários para a sua execução e que a demanda por serviços supera os recursos disponíveis (mão de obra e material) devendo-se minimizar o tempo de interrupção de energia, as empresas distribuidoras necessitam de ferramentas computacionais para apontar a priorização dos equipamentos que devem receber manutenção. Neste cenário, a metodologia desenvolvida apresenta uma proposta que visa fornecer um plano de manutenção otimizado, garantindo a melhor aplicação dos recursos financeiros e garanta a maximização da confiabilidade do SDEE ao longo do HP.

3.3 FUNÇÃO OBJETIVO

O modelo matemático proposto para o problema de planejamento de manutenção preventiva programada em SDEE é formulado, de maneira geral como um problema de programação não linear binária mista (PNLBM). O objetivo da modelagem é a geração de um plano otimizado de manutenção preventiva a ser realizado ao longo do horizonte de planejamento, que promova melhoria contínua da confiabilidade do sistema, considerando a restrição de orçamento total disponibilizado para execução de serviços, restrição orçamentária para serviços em linhas energizada e desenergizada, restrição da energia não suprida devido a execução de manutenção em linha desenergizada para cada seção s , e distribuição de tarefas de manutenção para as equipes de manutenção em linha desenergizada, considerando limites de horas disponíveis para execução dos serviços.

O cálculo da confiabilidade e a metodologia empregada para sua determinação são

apresentados no Capítulo 2. A melhoria da confiabilidade do SDEE está diretamente relacionada à melhoria individual das confiabilidades das seções que por sua vez estão relacionadas à redução da taxa de falhas dos componentes da rede. Desta forma, considerando um HP preestabelecido e os recursos financeiros disponibilizados faz-se necessária a priorização das seções que mais impactam na composição da confiabilidade da rede. Contudo, além da taxa de falha, outros parâmetros são considerados para inferir um fator de majoração da confiabilidade, de forma que determinada seção tenha prioridade em detrimento a outra, fazendo que receba maior número de manutenções ou exerça prioridade a cada período do horizonte de planejamento.

A função objetivo proposta é modelada pela equação (32), pois considera-se que a maximização da confiabilidade de cada seção, ponderada pelo conjunto de fatores ponderadores, P_fp_s implica na melhoria da confiabilidade do sistema como um todo, dessa forma o valor aferido pela função objetivo pode ser entendido como um pseudo índice de inferência da confiabilidade ao longo do horizonte de planejamento desejado.

$$FO = \sum_{s \in \Phi_s} (y_c_s^t \times P_fp_s) \quad \forall (t \in \Phi_{HP}) \quad (32)$$

Esse fator de majoração, quantitativamente, é representado pelo conjunto Φ_t , sendo que nesse trabalho que para determinar P_fp_s são utilizados treze parâmetros ponderadores, conforme apresentados nas equações (33) e (34). O fator de contribuição $P_pp_1_s$ da seção $s \in \Phi_s$, equação (33), representa a potência fornecida pela seção s por hora, pp_1_s , dividida pela soma da potência fornecida por hora de todas as seções que compõem o sistema. Esse parâmetro representa uma medida relativa da potência fornecida pela seção s com relação à potência de todas as seções do sistema.

$$P_pp_1_s = \frac{pp_1_s}{\sum_{s \in \Phi_s} pp_1_s} \quad \forall (s \in \Phi_s) \quad (33)$$

Da mesma forma, os fatores de contribuição $P_pp_i_s, i = 2, \dots, 13$, da seção $s \in \Phi_s$ equação (34), representam, respectivamente, o carregamento médio, da seção s dividido pelo carregamento de todas as seções que compõem o sistema, $i=2$; quantidade de consumidores residenciais da seção s , dividido pela quantidade de consumidores residenciais de todas as seções que compõem o sistema, $i=3$; quantidade de consumidores rurais da seção s , dividido pelo número

de consumidores rurais de todas as seções que compõem o sistema, $i=4$; carga de iluminação pública da seção s dividida pela carga de iluminação pública de todas seções da rede, $i=5$; número de consumidores prioritários da seção s , dividido pela soma do número de consumidores prioritários de todas as seções do sistema, $i=6$; número de consumidores comerciais e industriais da seção s , dividido pelo número de consumidores comerciais e industriais de todas as seções da rede, $i=7$; número de consumidores do Grupo A da seção s , dividido pelo número de consumidores do Grupo A de todas as seções da rede, $i=8$; Contribuição da seção s no indicador DEC apurado no ano anterior, dividido pela soma dos indicadores DEC de todas as seções da rede, $i=9$; Contribuição da seção s no indicador FEC apurado no ano anterior, dividido pela soma dos indicadores FEC de todas as seções da rede, $i=10$; valores monetário pagos compulsoriamente na forma de multas aos consumidores da seção s em função da violação dos indicadores de continuidade DIC, dividido valores monetário pagos compulsoriamente na forma de multas aos consumidores de todas as seções da rede em função da violação dos indicadores de continuidade DIC, $i=11$; valores monetário pagos compulsoriamente na forma de multas aos consumidores da seção s em função da violação dos indicadores de continuidade FIC, dividido valores monetário pagos compulsoriamente na forma de multas aos consumidores de todas as seções da rede em função da violação dos indicadores de continuidade FIC, $i=12$; carga instalada interrompida na seção s , mais as cargas a jusante da seção s , dividida pelas cargas instaladas interrompidas da seções da rede, $i=13$. Esse parâmetro representa uma medida relativa das características pré-estabelecidas da seção s , com relação às mesmas características das outras seções da rede elétrica. Matematicamente:

$$P_{pp_i_s} = \frac{pp_i_s}{\sum_{s \in \Phi_s} pp_i_s} \quad \forall (s \in \Phi_s), i = 2, \dots, 13 \quad (34)$$

Os parâmetros P_{po_i} , $i = 1, \dots, 13$, devem ser maiores ou igual a zero. Representam os pesos atribuídos para cada fator de contribuição apresentado pelas equações apresentadas em (33) e (34), esses pesos são determinados pelo tomador de decisão de acordo com a abordagem estratégica adotada pela organização para formular um plano de manutenção adequado aos requisitos distintos de cada alimentador em função dos interesses da empresa, e deve-se garantir que a somatória desses pesos sejam igual a unidade, o que assegura a conservação da grandeza total, conforme apresentado por (35).

$$\begin{aligned}
P_{po_1} + P_{po_2} + P_{po_3} + P_{po_4} + P_{po_5} + P_{po_6} + P_{po_7} \\
+ P_{po_8} + P_{po_9} + P_{po_10} + P_{po_11} + P_{po_12} \\
+ P_{po_13} = 1
\end{aligned} \tag{35}$$

As equações (33) e (34), representando os fatores de contribuições dos 13 parâmetros e os referidos pesos destacados anteriormente, a equação (36), fornecem o fator ponderador P_{fp_s} para cada seção s .

$$\begin{aligned}
P_{fp_s} = (P_{pp_1_s} \times P_{po_1}) + (P_{pp_2_s} \times P_{po_2}) + (P_{pp_3_s} \times P_{po_3}) \\
+ (P_{pp_4_s} \times P_{po_4}) + (P_{pp_5_s} \times P_{po_5}) \\
+ (P_{pp_6_s} \times P_{po_6}) + (P_{pp_7_s} \times P_{po_7}) \\
+ (P_{pp_8_s} \times P_{po_8}) + (P_{pp_9_s} \times P_{po_9}) \\
+ (P_{pp_10_s} \times P_{po_10}) + (P_{pp_11_s} \times P_{po_11}) \\
+ (P_{pp_12_s} \times P_{po_12}) + (P_{pp_13_s} \times P_{po_13})
\end{aligned} \tag{36}$$

$$\forall (s \in \Phi_S)$$

A confiabilidade da seção $s \in \Phi_S$ é calculada considerando as taxas de falhas de todos os equipamentos instalados, contudo os equipamentos que estão instalados nas seções localizadas anteriormente à seção também influenciam na confiabilidade, sendo necessário que se considerem todos os equipamentos instalados na macro-seções ms , definida como sendo o conjunto de seções existentes a montante da seção s até a subestação. Logo, a taxa de falha que representa essa condição é dada por (37).

$$P_{\lambda_s^t} = \sum_{eb \in \Phi_{EB}} P_{\lambda_{eb}^t} + \sum_{ms \in \Phi_{MS}} P_{\lambda_{ms}^t}, \tag{37}$$

$$\forall t \in \Phi_{HP}, \forall s \in \Phi_S \mid eb \in \Phi_{EB} \subset s \in \Phi_S$$

Adotando-se a utilização da distribuição de probabilidade exponencial e a taxa de falha que compõe a equação (37), a confiabilidade da seção s é obtida por (38).

$$y_{c_s^t} = e^{-P_{\lambda_s^t}} \quad \forall s \in \Phi_S, \forall t \in \Phi_{HP} \tag{38}$$

Ressalta-se que a função objetivo, da forma como é avaliada na metodologia, não representa a confiabilidade geral da rede, que independente de ser uma rede nova ou uma rede em que foi realizada a manutenção de todos os seus elementos, na prática nunca apresenta 100% de confiabilidade. O que está sendo considerada é uma medida de desempenho do impacto das ações de manutenção na confiabilidade da rede relacionada com as taxas de falhas de seus componentes

com, e sem realizar as tarefas de manutenção.

3.4 RESTRIÇÕES

A função objetivo do modelo matemático está sujeita às restrições de recursos financeiros a cada período $t \in \Phi_{HP}$, que restringe o orçamento total mensal, destinado aos custos com serviços em linhas desenergizada e energizada, limitação da energia não suprida pela seção, considerando o custo dessa energia não comercializada e o limite de horas destinadas às equipes de manutenção para execução de serviços em linha desenergizada. A seguir são apresentadas as restrições e suas formulações matemáticas e informações adicionais.

3.4.1 Limite de tarefas de manutenção a cada período

A cada período faz-se necessário que seja atribuída apenas uma tarefa de manutenção a cada equipamento instalado, seja para manutenção em linha desenergizada ou energizada, ou ainda que nenhuma manutenção seja atribuída, evitando que um equipamento receba atribuição duplicada de serviços, no mesmo período. Essa restrição é dada por (39).

$$x_{mle}_{eb}^t + x_{mld}_{eb}^t \leq 1 \quad \forall (eb \in \Phi_{EB}, t \in \Phi_{HP}) \quad (39)$$

3.4.2 Limite orçamentário a cada período.

A restrição de limite orçamentário deve estabelecer a disponibilidade de recursos financeiros conforme previsto previamente no planejamento estratégico da empresa, e distribuição das tarefas de manutenção considerando serviços em linhas energizada e desenergizada para cada equipamento instalado $eb \in \Phi_{EB}$ a cada período $t \in \Phi_{HP}$.

A restrição dada por (40) estabelece o limite de recursos financeiros totais disponibilizados para execução de serviços de manutenção a cada período $t \in \Phi_{HP}$. Na equação (41) é estabelecido o limite de recursos para serviços executados em linha energizada e em (42) estabelece-se o limite de recursos para serviços em linha desenergizada.

$$\sum_{eb \in \Phi_{EB}} x_{mle}_{eb}^t \times P_{cmle}_{eq} + \sum_{eb \in \Phi_{EB}} x_{mld}_{eb}^t \times P_{cmld}_{eq} \leq P_{orc}_t \quad (40)$$

$$\forall (t \in \Phi_{HP})$$

$$\sum_{eb \in \Phi_{EB}} x_{mle}_{eb}^t \times P_{cmle}_{eq} \leq P_{ole}_t \quad \forall (t \in \Phi_{HP}) \quad (41)$$

$$\sum_{eb \in \Phi_{EB}} x_{mld}_{eb}^t \times P_{cmld}_{eq} \leq P_{old}_t \quad \forall (t \in \Phi_{HP}) \quad (42)$$

3.4.3 Limite do custo da energia não suprida para execução de manutenção em linha desenergizada

Um dos principais impactos da manutenção em linha desenergizada, conforme já destacado anteriormente, está relacionado ao tempo de interrupção de energia elétrica fornecida aos consumidores, uma vez que esse período de interrupção contribui para o aumento dos indicadores DEC e DIC e a quantidade de vezes em que impacta os indicadores FEC e FIC. A restrição é formulada considerando a variável de decisão binária $x_{mld}_{eb}^t$ que define a manutenção no equipamento $eb \in \Phi_{EB}$, para o período $t \in \Phi_{HP}$, a duração média para execução do serviço em linha desenergizada P_{dim}_{eq} para o equipamento do tipo $eq \in \Phi_{EQ}$, P_{pfh}_s que corresponde à potência fornecida por hora pela seção $s \in \Phi_s$, multiplicada pelo valor monetário do kW/h P_{cmwh} . O valor monetário, obtido da combinação destes parâmetros, representa “custo da energia não suprida” (*CENS*) que é modelada por (43).

O fator P_{fens} , apresentado em (44), é obtido da relação do limite de horas/mês permitidas para interrupção destinadas à manutenção em linha desenergizadas dividido pela constante 720 que corresponde ao total de horas do mês. O *CENS* deverá ser menor ou igual ao resultado obtido da multiplicação do P_{lens} dado em horas, pela energia fornecida por mês pela seção P_{pfm}_s , vezes valor monetário do kW/h, P_{cmwh} . A equação (45) representa a restrição do *CENS*.

$$CENS = \sum_{s \in \Phi_s} \sum_{eb \in \Phi_{EB}} x_{mld}_{eb}^t \times P_{dim}_{eq} \times P_{pfh}_s \times P_{cmwh} \quad (43)$$

$$\forall (t \in \Phi_{HP}, eq \in \Phi_{EQ})$$

$$P_{fens} = \frac{P_{lens}}{720} \quad (44)$$

$$CENS \leq P_{pfm_s} \times P_{fens} \times P_{cmwh} \quad \forall (t \in \Phi_{HP}, eq \in \Phi_{EQ}) \quad (45)$$

3.4.4 Limitação de horas para atribuição de serviços para equipes de execução de serviços em linha desenergizadas

Um dos desafios encontrados pelas empresas distribuidoras no planejamento de execução do plano e manutenção preventiva refere-se à alocação e dimensionamento dos recursos, sejam materiais ou humanos. Esse problema também está relacionado às características específicas do tipo de serviço a ser executado. Conforme ELETROBRAS (1982), a cada tipo de serviço é sugerida a composição das equipes em relação ao quadro de funcionários técnicos especializados e do ferramental necessário, sempre buscando a eficiência operacional e financeira. No Quadro — 3 apresentam-se as nomenclaturas e composições dos tipos de equipes consideradas nesse trabalho.

Quadro — 3 - Composição das equipes de manutenção em linha desenergizada

Nomenclatura	Operário técnico especializado	Veículo
Equipe leve	1- Eletricista 1- Ajudante	Camionete
Equipe pesada	1- Encarregado 2- Eletricistas 2- Ajudantes	Caminhão com guindauto

Fonte: Adaptado de ELETROBRAS (1982)

Neste contexto, duas restrições são implementadas. Na equação (46) a cada período $t \in \Phi_{HP}$, considera-se a atribuição de alguma tarefa de manutenção para equipamento do tipo transformador (TR) e o tempo médio de execução. A soma de todos os serviços deve ser menor que o limite de horas permitido, sendo que essa restrição está relacionada aos serviços executados pela equipe pesada. Na equação (47) consideram-se os serviços atribuídos à equipe leve, restringindo os serviços de manutenção em chaves fusíveis (CHF), chaves de manobras (CHM) e componentes de redes distribuição (RD).

$$\sum_{eb \in \Phi_{EB}} x_{mld_{eb}^t} \times P_{dim_{eq}} \leq P_{lhpe_t} \quad \forall (t \in \Phi_{HP}, eq \in \Phi_{EQ} \mid eq = TR) \quad (46)$$

$$\sum_{eb \in \Phi_{EB}} x_{mld_{eb}^t} \times P_{dim_{eq}} \leq P_{lhel_t} \quad (47)$$

$$\forall (t \in \Phi_{HP}, eq \in \Phi_{EQ} \mid eq = CHF \cup CHM \cup RD)$$

3.5 TÉCNICAS DE SOLUÇÃO

Conforme pode ser verificado em (38) o cálculo da confiabilidade tem características não lineares, logo o modelo de otimização apresentado é um modelo de otimização PNLBM que pode ser resolvido diretamente por algum solver de otimização baseado em programação não linear, tais como: GUROBI, MOSEK, usando alguma linguagem de modelamento matemático (AMPL, GAMS, AIMMS, MATLAB, PYTHONS, C++).

Inicialmente, consideram-se como dados de entrada as taxas de falhas obtidas no instante $t=0$. No instante $t=1$, a execução da implementação computacional do modelo matemático fornece o conjunto de variáveis binárias, indicando os equipamentos que são atribuídos tarefas de manutenção e os que não são contemplados. Nesta condição a taxa de falha do equipamento $eb \in \Phi_{EB}$ é atualizada, caso seja atribuída tarefa de manutenção é aplicado o fator de atualização da taxa de falha, considerando $P_{\lambda_{\alpha_1}} = 0,01$, que é representado em (48), pois considera-se que o equipamento volta a operar em condições próximas às de um equipamento praticamente novo. Não sendo atribuída nenhuma tarefa de manutenção para o período t , considera-se que o equipamento apresente deterioração contínua, dessa forma, aplica-se um o fator de atualização $P_{\lambda_{\alpha_0}} = 1,01$ na taxa de falha desse equipamento conforme apresentado em (49).

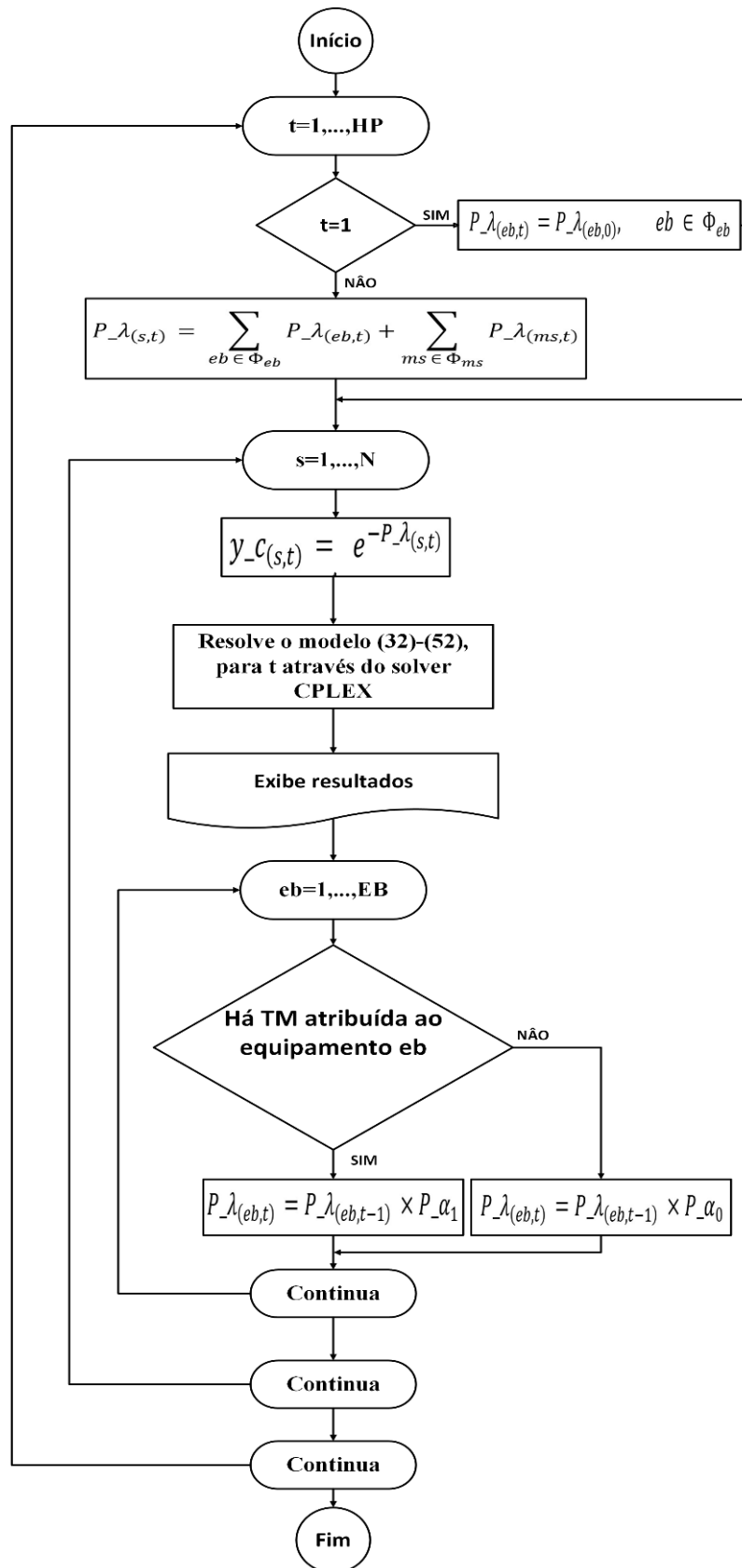
$$P_{\lambda_{eb}^t} = P_{\lambda_{eb}^{t-1}} * P_{\lambda_{\alpha_1}} \quad \forall eb \in \Phi_{EB}, \forall t \in \Phi_{HP} \quad (48)$$

$$P_{\lambda_{eb}^t} = P_{\lambda_{eb}^{t-1}} * P_{\lambda_{\alpha_0}} \quad \forall eb \in \Phi_{EB}, \forall t \in \Phi_{HP} \quad (49)$$

Na Figura 12, é apresentado o diagrama de blocos esquemático da implementação computacional do modelo matemático proposto para geração do plano de manutenção para o HP.

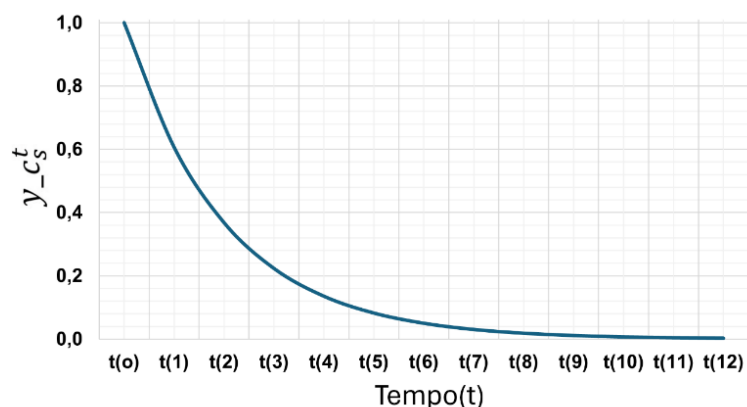
A confiabilidade é representada pela distribuição de probabilidade da taxa de falha ao longo do tempo, ou seja, é esperado que a confiabilidade seja reduzida ao longo do tempo de planejamento considerando a deterioração natural dos componentes, essa distribuição apresenta características não lineares, conforme ilustrada na Figura 13.

Figura 12 — Fluxograma



Fonte: Elaborado pelo autor

Figura 13 — Distribuição de probabilidade da confiabilidade ao longo do tempo



Fonte: Elaborado pelo autor

A solução de problemas não lineares apresenta uma complexidade computacional, e a maioria dos algoritmos desenvolvidos para resolver este tipo de problema pode convergir para ótimos locais, e não ser a melhor solução possível. Em contrapartida, para a solução de problemas lineares existem algoritmos eficientes que garantem a obtenção de uma solução ótima global. Nessa classe de problemas lineares, outros aspectos devem ser avaliados como vantagens para a solução, tais como:

- Interpretação e análise de sensibilidade: Problemas lineares são geralmente mais fáceis de serem interpretados, permitindo analisar como pequenas alterações em parâmetros altera a solução ótima, facilitando a análise de sensibilidade do problema.
- Disponibilidade de ferramentas computacionais para solução: Existe disponibilidade de ferramentas computacionais altamente confiáveis e eficientes para resolver problemas lineares (CPLEX, GUROBI, GLPK, SciPy, etc)

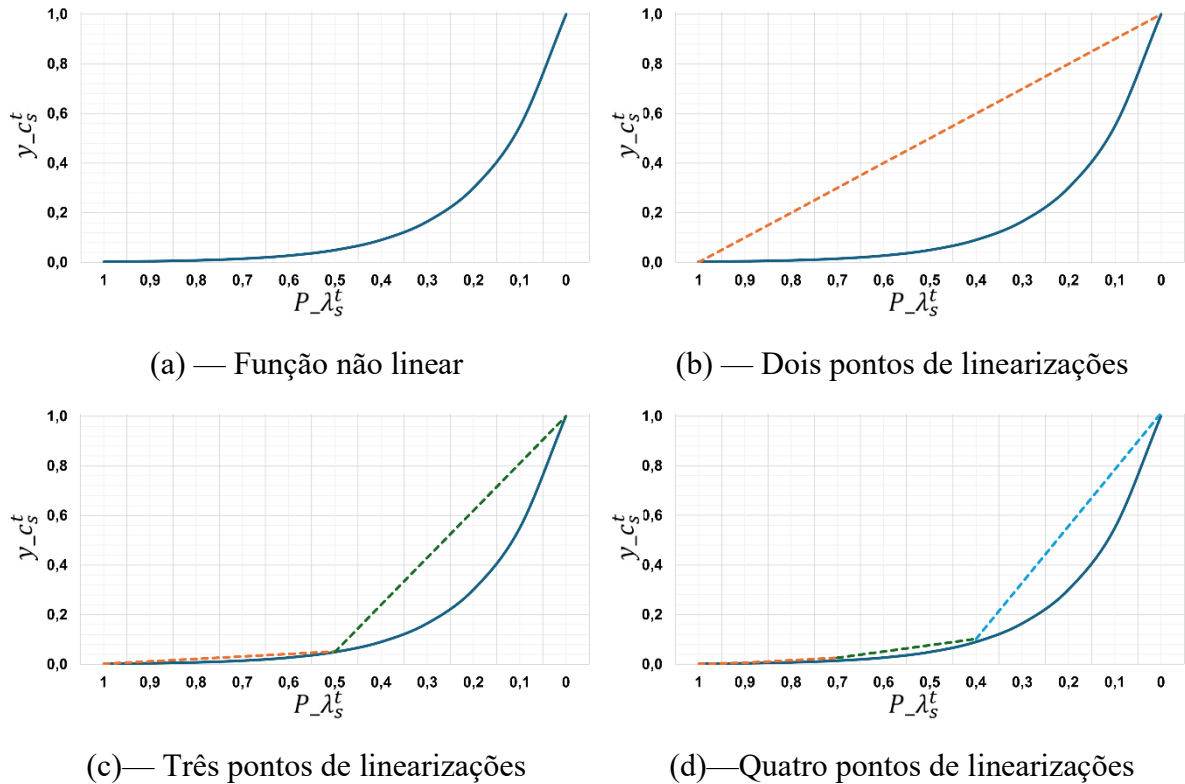
Considerando-se essas características favoráveis de solução de problemas convexos, uma alternativa para a solução de problemas não lineares consiste em definir um novo problema linear a partir do problemas original de programação não linear binário, o que, na prática, representa uma aproximação do problema real, ainda que essa aproximação possa introduzir uma alteração no real valor da solução ótima do problema não linear, mas os ganhos de desempenho na obtenção do ótimo global do novo modelo linear, justificam a aplicação desta estratégia. Para linearizar problemas não lineares várias técnicas são encontradas na literatura e empregadas, tais como, aproximação de Taylor, mudança de variáveis e linearização por partes Taheri Otaghsara; Asghari Gharakheili (2022).

Nesse trabalho é utilizada a técnica de linearização por partes conhecida como formulação “ λ ” (lambda) ou combinação convexa. A seguir é apresentada a interpretação desta técnica e sua

modelagem matemática adotada para a solução de um problema não linear.

Dada a função não linear ilustrada na Figura 14 (a), apresenta-se o objetivo principal deste trabalho, ou seja a melhoria da taxa de falha $P_{\lambda_s^t}$ de cada seção em cada período do HP, implicando no aumento da confiabilidade de cada seção, $y_{c_s^t}$, e na melhoria da confiabilidade de todo o SDEE. O princípio fundamental da formulação “ λ ” consiste na aproximação da curva não linear do problema original por segmentos de reta, de forma que possibilite sua linearização, ou seja, há uma relaxação na obtenção da solução ótima do problema não linear. Essa técnica, conforme destacado na introdução, gera uma imprecisão no resultado da função objetivo original, mas essa imprecisão é reduzida à medida que mais segmentos de retas são considerados. Nas Figuras 14(b), (c) e (d) apresenta-se graficamente este conceito considerando dois pontos, três pontos e quatro pontos de linearização na curva não linear, respectivamente.

Figura 14 — Função não linear: Confiabilidade x Taxa de falhas

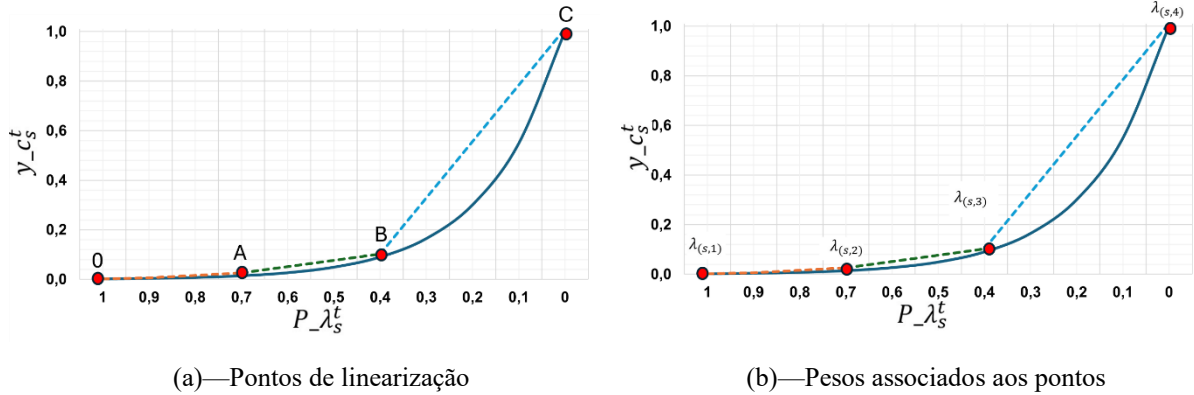


Fonte: Elaborado pelo autor.

Para ilustrar a implementação desta técnica, seja o exemplo lustrado na Figura 14 (d), onde se divide a curva em três segmentos de reta, conforme exemplificado pelos segmentos AO, AB e BC, e ilustrado na Figura 15 (a). Para cada vértice O, A, B e C, é atribuída uma variável à linearização por partes “ $\lambda_{(s,nlin)}$ ”, Figura 15 (b), tal que $s \in \Phi_s$ e $nlin \in \Phi_{NLIM}$. Estas variáveis

introduzidas na linearização da equação não linear podem ser interpretadas como “pesos” atribuídos aos vértices.

Figura 15 — Linearização por partes-Pontos de linearização e pesos



Fonte: Elaborado pelo autor.

A equação não linear do modelo original pode ser representada, de forma geral, introduzindo as restrições, dadas pelas equações (50) e (51), onde na equação (50) representa-se o termo não linear do qual deve ser substituído por uma função linear, e (51) representa a variável a ser relacionada com o termo não linear.

$$y_{C_s}^t = \sum_{s \in \Phi_S} \sum_{nlin \in \Phi_{NLIM}} e^{\left(- \left(\frac{P_{\lambda_s}}{P_{nlin}} + (nlin-1) * \left(\frac{P_{\lambda_s} - P_{\lambda_d}}{P_{nlin} - 1} \right) \right) * \lambda_{(s,nlin)} \right)}, \quad (50)$$

$$\forall t \in \Phi_{HP}$$

$$P_{\lambda_s}^t = \sum_{s \in \Phi_S} \sum_{nlin \in \Phi_{NLIM}} \left(\frac{P_{\lambda_s}}{P_{nlin}} + (nlin-1) * \left(\frac{P_{\lambda_s} - P_{\lambda_d}}{P_{nlin} - 1} \right) \right) * \lambda_{(s,nlin)}, \quad (51)$$

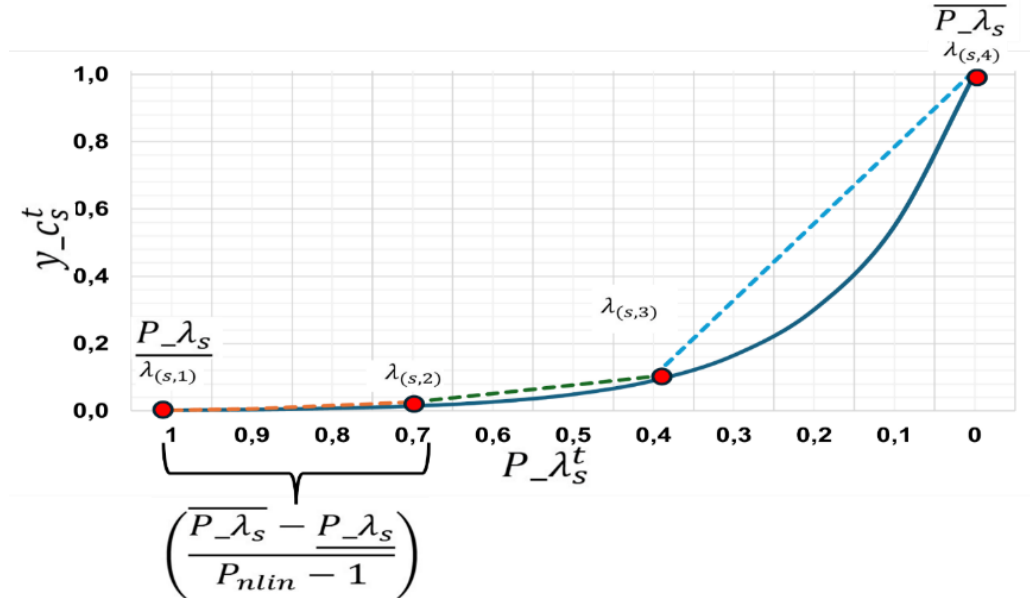
$$\forall t \in \Phi_{HP}$$

Na Figura 16 destaca-se o termo que representa o passo ou incremento aplicado de um ponto qualquer da linearização $\lambda_{(s,nlin)}$ ao ponto $\lambda_{(s,nlin+1)}$, ressaltando-se que para o eixo das abscissas o passo varia conforme a função não linear do problema.

Adicionalmente a estas restrições faz-se necessário que se garanta que “no máximo dois $\lambda_{(s,nlin)}$ adjacentes possam ser não nulos”. Esse conjunto de variáveis é denominado, conjunto ordenado especial tipo 2, este conceito é apresentado por Williams HP (Tomlin Apud 1969, 2013

pág. 177) . Essa restrição adicional garante que os pontos dados por $P_{\lambda_s^t}$ e $y_{C_s^t}$ estejam nos segmentos OA, AB ou BC, ignorar esta restrição pode permitir que $P_{\lambda_s^t}$ e $y_{C_s^t}$ fiquem fora da curva linearizada.

Figura 16 — Linearização por partes definição do passo incremental



Fonte: Elaborado pelo autor.

Essa restrição pode ser considerada como uma “condição lógica” sobre as variáveis $P_{\lambda_s^t}$ e ser modelada por meio de programação inteira, contudo alguns solver permitem que o conjunto dos $\lambda_{(s,nlin)}$ seja definido como “*Conjunto especial tipo 2*”, o que na prática implica na restrição dada pela equação (52), evitando que a restrição seja inserida formalmente no modelo.

$$\sum_{s \in \Phi_S} \sum_{nlin \in \Phi_{Nlin}} \lambda_{(s,nlin)} = 1 \quad \forall t \in \Phi_{HP} \quad (52)$$

4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

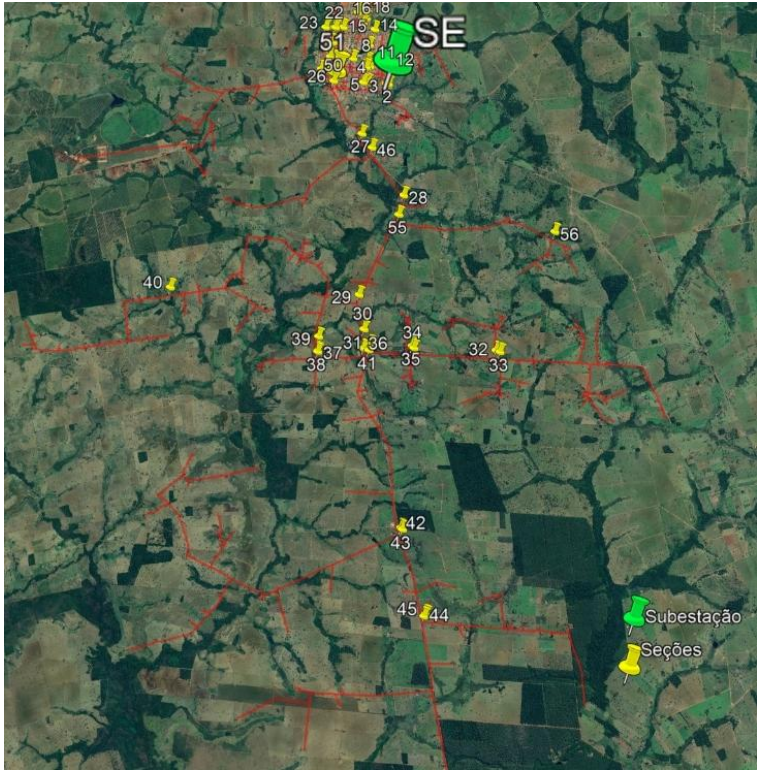
Neste capítulo são apresentadas as condições de testes adotadas para realização das simulações com a implementação computacional da metodologia proposta, e os resultados obtidos com os experimentos realizados no sistema real usado para validação do modelo. Esses resultados são discutidos e analisados considerando a influência direta dos parâmetros utilizados e das restrições consideradas no modelo matemático proposto

4.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS E APROXIMAÇÕES

Para validação da implementação computacional do modelo, os testes foram realizados em um alimentador de uma cidade do interior do estado de Mato Grosso-BR. Clique ou toque aqui para inserir o texto. Este alimentador é composto por 33 chaves de proteção, 22 chaves de manobras, 325 transformadores e 56 unidades de rede de distribuição (unidade de rede de distribuição é considerada como sendo composta por condutores, postes, cruzetas, isoladores etc.). O alimentador teste foi agrupado em 56 seções, que são delimitadas por chaves de manobras ou chaves de proteção; a topologia da rede e a distribuição das seções são apresentadas na Figura 17, e no Apêndice A é apresentada a topologia de forma detalhada, separada por quadriculas, considerando as divisões das seções onde o marcador em amarelo indica o ponto inicial da seção, a delimitação das seções são os trechos compreendidos entre chaves, de manobra ou mesmo de proteção e o diagrama das seções é apresentado na Figura 18.

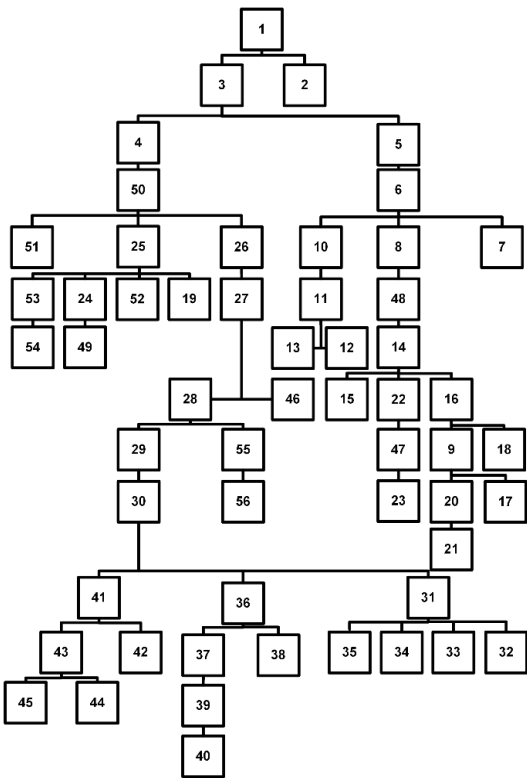
Nos testes para validação do modelo algumas simplificações foram adotadas, destacando-se que na taxa de falhas em linhas aéreas de distribuição não se considera a extensão real do trecho delimitado entre as barras, assim como os componentes (cabo, emenda, cruzeta, isoladores para-raios), conforme considerado por Piasson (2014). Os valores das taxas de falhas iniciais usadas são as propostas em Horton; Goldeberg (1990), apresentada na Tabela 1. Ressalta-se que valores de taxas de falhas iniciais obtidas através de qualquer técnica com base no tratamento de taxas de falhas de base de dados históricos das empresas distribuidoras, podem ser utilizadas como dado de entrada da metodologia proposta. Considerando as taxas de falhas, indicadas na Tabela 1, o sistema apresenta um fator de desempenho da confiabilidade em $t=0$, igual a 0,8206.

Figura 17 — Topologia do alimentador e distribuição das seções



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 18 — Diagrama das seções



Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 1 — Taxas de falhas iniciais

Equipamentos	Taxa de Falha (Falha/Ano)
CHP	0,01440
CHM	0,00078
TR	0,00061
LDI	0,0198 ^a

^a Por milha de condutor

Fonte: Adaptado de Horton; Goldeberg (1990)

O período de planejamento considerado nos testes é de 12 meses, admitindo-se que este o mesmo período usualmente utilizado pelas distribuidoras de energia para planejamento contábil e financeiro das ações de investimento, manutenção e para a avaliação do desempenho dos sistemas de distribuição realizada pelos órgãos reguladores.

Os valores monetários correspondentes aos serviços de manutenção nos equipamentos foram obtidos por meio de levantamento junto a uma concessionária de distribuição de energia brasileira em moeda corrente do Brasil e transformados em dólar americano para efeitos de comparabilidade internacional e redução de influências de riscos macroeconômicos. Nestes custos são considerados os serviços típicos de manutenção envolvendo cada tipo de equipamento, não sendo considerados os custos de aquisições, nem os custos marginais que envolvem a execução da tarefa de manutenção (deslocamento da equipe, alimentação, estadia). Os custos adotados são apresentados na Tabela 2.

Tabela 2 — Custo de manutenção por equipamento.

Equipamento	R\$		US\$	
	LE	LD	LE	LD
CHP	615,06	167,95	120,13	32,81
CHM	615,06	167,95	120,13	32,81
TR	4706,40	1470,00	918,64	287,11
LDI	1360,30	735,16	265,69	143,59
US\$(R\$5,12-23/4/2024)				

Fonte: Elaborado pelo autor.

O custo do quilowatt-hora interrompido devido à interrupção em função da realização de manutenção em linha desenergizada foi mantido fixo no valor de US\$ 0,5.

4.2 RESULTADOS

Com o objetivo de validar a implementação do modelo, foi conduzido um conjunto abrangente de simulações computacionais em uma máquina Intel (R) Core (TM) i5-1135G7 @ 2.40GHz, 8,00 GB de RAM, visando testar sua robustez e aplicabilidade frente a diferentes cenários físicos, financeiros e de recursos humanos para realizar tarefas de manutenção. Dessa forma, as simulações foram realizadas considerando variações sistemáticas nos parâmetros e nas restrições que compõem o modelo. Essa abordagem permite avaliar o desempenho da metodologia sob diferentes condições operacionais, bem como identificar possíveis limitações e melhorias que possam ser consideradas. Para garantir a consistência dos resultados, foram adotadas dimensões específicas que orientam a configuração dos experimentos, assegurando a comparabilidade entre os diferentes casos analisados. Os resultados obtidos são cuidadosamente comparados e analisados, evidenciando a capacidade do modelo de responder adequadamente às diferentes condições de teste impostas. Essa etapa foi fundamental para confirmar a validade da proposta e fornecer subsídios para futuras aplicações e aprimoramentos.

As simulações foram realizadas considerando as seguintes condições:

- Variação de recursos financeiros disponibilizados para execução do plano de manutenção;
- Limite do custo da energia não suprida por seção, CENS;
- Limite de horas para atribuição de serviços em linha desenergizada para as equipes de manutenção;
- Número de segmentos da linearização por partes da equação não linear do modelo;
- Influência individual de cada parâmetro ponderador;
- Influência dos parâmetros ponderadores quando agrupados por segmentos de interesse.

De forma a complementar a avaliação e comparação entre os planos de manutenção gerados, duas métricas são introduzidas:

1. Taxa de atendimento (TA);
2. Índice de aplicação de recursos financeiros (IAR).

A taxa de atendimento expressa a relação de tarefas de manutenção atribuídas a determinado tipo de equipamento em relação à quantidade total de equipamentos instalados, ou ainda a quantidade de todos os equipamentos que tiveram tarefas de manutenção atribuídas em relação ao total de equipamentos instalados, conforme dado por

(53). Essa relação é apresentada em termos percentuais, indicando que quanto maior o índice, maior o número de equipamentos atendidos.

$$TA = \frac{\sum Eq_{Atendidos}}{\sum Eq_{Instalados}} \quad (53)$$

O índice de aplicação de recursos financeiros expressa a relação entre o volume de recursos disponibilizados e os recursos efetivamente aplicados no plano de manutenção. Esse índice pode ser em relação ao orçamento total ou segmentado em relação a serviços em linha energizada ou linha desenergizada; é representado por (54) em termos percentuais, indicando que quanto maior o índice, melhor é o aproveitamento dos recursos.

$$IAR = \frac{\sum Recursos_{Aplicados}}{\sum Recursos_{Disponibilizados}} \quad (54)$$

Nas subseções seguintes apresentam-se os resultados das simulações considerando as condições de testes e as métricas definidas.

4.2.1 Variação de recursos financeiros disponibilizados para execução do plano de manutenção

Considerando fixos os parâmetros ponderadores na função objetivo, o número de pontos de linearizações, o limite de horas para execução de serviços para as equipes executoras em linhas desenergizadas e o limite de horas de ENS, é realizada a simulação considerando vários cenários, variando o montante de recursos financeiros disponibilizados. Estas condições de testes são denominadas PM-1, PM-2, PM-3 e PM-4.

Para o plano de manutenção PM-1, é disponibilizado um volume de recursos financeiros capaz de atender, aproximadamente, a manutenção em 200% dos equipamentos instalados na rede, ou seja, disponibilizam-se recursos financeiros capazes de atender todos os equipamentos mais de uma vez, caso fosse permitido ou necessário. Para o PM-2, são disponibilizados recursos de forma a atender à manutenção de aproximadamente 100% dos equipamentos instalados. Para o PM-3 são disponibilizados recursos para atender aproximadamente 50% dos equipamentos e para o PM-4 são disponibilizados recursos para atender aproximadamente 10% dos equipamentos. Os dados utilizados nos planos de manutenção são apresentados na Tabela 3.

Tabela 3 — Parâmetros utilizados nos testes (PM-1,PM-2,PM-3,PM-4)

PARÂMETROS	Planos de Manutenção			
	PM-1	PM-2	PM-3	PM-4
P_po_1-Potência fornecida	0,05	0,05	0,05	0,05
P_po_2-Carregamento	0,05	0,05	0,05	0,05
P_po_3-Qtde Cons. Residencial	0,10	0,10	0,10	0,10
P_po_4-Qtde Cons. Rural	0,04	0,04	0,04	0,04
P_po_5-Qtde Cons. Demais classes	0,06	0,06	0,06	0,06
P_po_6-Qtde Cons. Pública	0,05	0,05	0,05	0,05
P_po_7-Qtde Cons. Grupo Prioritário	0,05	0,05	0,05	0,05
P_po_8-Qtde Cons. Grupo A	0,10	0,10	0,10	0,10
P_po_9-Contribuição DEC	0,10	0,10	0,10	0,10
P_po_10-Contribuição FEC	0,10	0,10	0,10	0,10
P_po_11-Multas DIC	0,10	0,10	0,10	0,10
P_po_12-Multas FIC	0,10	0,10	0,10	0,10
P_po_13-Carga interrompida	0,10	0,10	0,10	0,10
Nº Linearizações	12,00	12,00	12,00	12,00
Limite horas-Equipe Leve (Horas)	25,00	25,00	25,00	25,00
Limite horas-Equipe pesada (Horas)	25,00	25,00	25,00	25,00
Limite horas ENS (Horas)	160,00	160,00	160,00	160,00
Recursos disponibilizados-Total *	295.150	148.500	73.789	14.758
Recursos disponibilizados-LE *	168.500	73.735	42.125	8.425
Recursos disponibilizados-LD *	126.654	72.765	31.663	6.333
Custo kWh (US\$) **	0,50	0,50	0,50	0,50

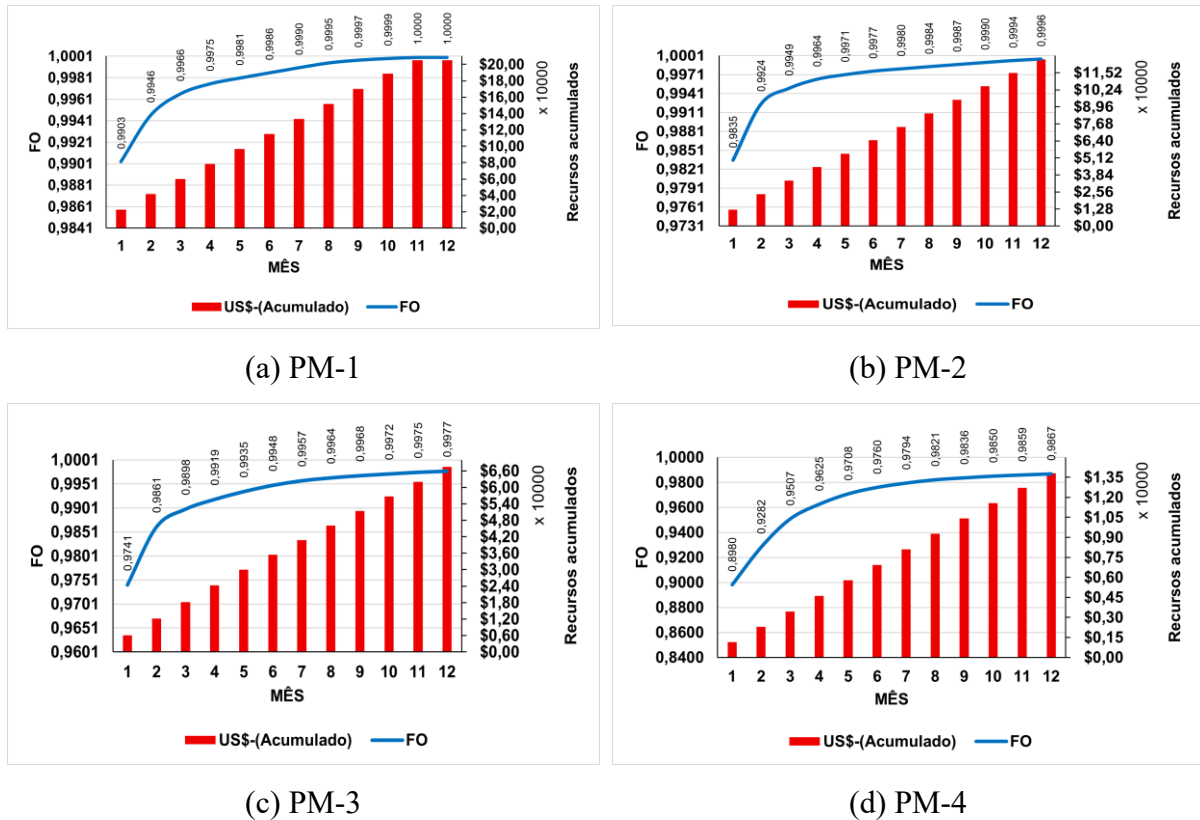
*:(*1000) [US\$]

**:[US\$]

Fonte: Elaborado pelo autor.

Na Figura 19 apresenta-se a relação direta entre os recursos acumulados aplicados ao longo do HP e o comportamento da FO. A Figura 19 (a) corresponde à condição de teste PM-1, destacando-se nesse cenário o comportamento da função objetivo, evidenciando que no mês 11, ela se torna unitária. A Figura 19 (b) corresponde à condição PM-2, onde o recurso disponibilizado é suficiente para atendimento de aproximadamente 100% dos equipamentos, verificando-se que a aplicação de recursos é distribuída ao longo do HP. Nas Figuras 19 (c) e (d), representam-se as condições de testes PM-3 e PM-4, respectivamente, nas condições em que os recursos são reduzidos, verifica-se a distribuição de recursos ao longo do HP, contudo, essa redução de recursos reflete diretamente na evolução da confiabilidade, evidenciando que quanto menor o recurso, pior será a confiabilidade ao final do período.

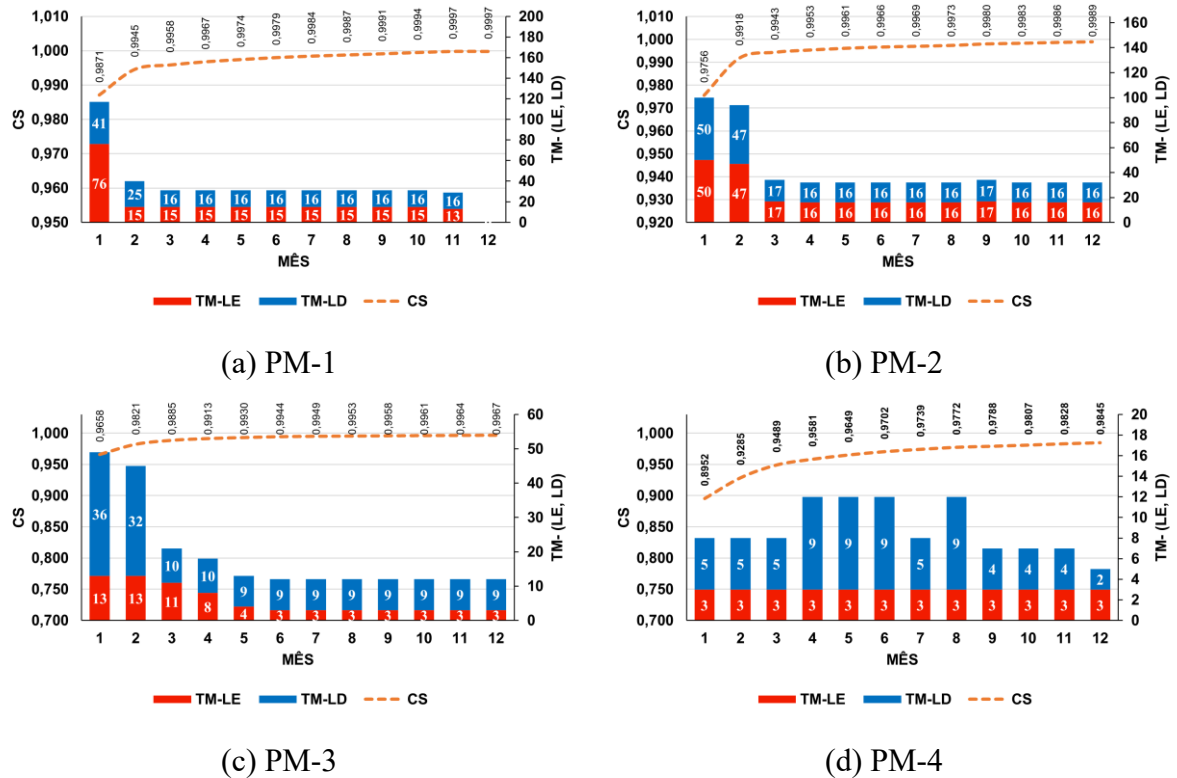
Figura 19 — Relação FO versus recursos financeiros acumulados aplicados
(PM-1, PM-2, PM-3 e PM-4)



Fonte: Elaborado pelo autor.

Na Figura 20 apresenta-se a relação da evolução do fator de desempenho da Confiabilidade do Sistema (CS) ao longo do HP e a atribuição de tarefas de manutenção considerando a distribuição de serviços em linhas energizadas e desenergizadas. Verifica-se que para a condição PM-1, além de priorizar serviços em linha energizada, tem-se a melhor evolução da confiabilidade, se comparada com as demais condições de testes. A condição PM-1 fornece em $t=8$ meses o valor obtido para a confiabilidade da rede que a condição PM-2 fornece ao final do HP. Verifica-se que através das condições PM-3 e PM-4, em que os recursos são mais limitados, o volume de recursos disponíveis implica diretamente na melhoria da confiabilidade do alimentador.

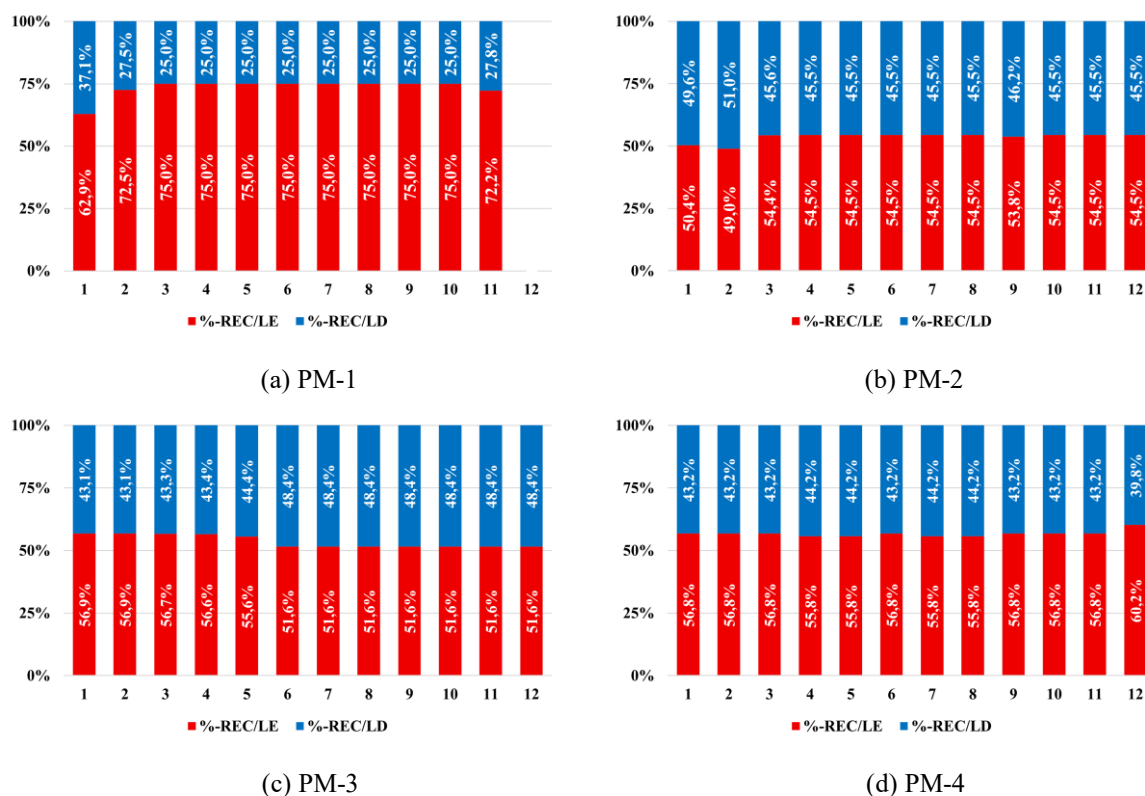
Figura 20 — Relação CS versus tarefas de manutenção atribuídas
(PM-1, PM-2, PM-3 e PM-4)



Fonte: Elaborado pelo autor

A relação de aplicação de recursos totais, recursos para manutenção em linha energizada e linha desenergizada, considerando as condições PM-1, PM-2, PM-3 e PM-4, é apresentada na Figura 21. Observa-se que para o PM-1, onde os recursos foram disponibilizados em patamares bem elevados, ocorre a priorização de serviços em linhas energizadas, e para as demais condições PM's, quando foram reduzidos os recursos, observa-se um certo equilíbrio entre serviços em LE e LD.

Figura 21 — Relação percentual de recursos aplicados em TM em linha energizada e linha desenergizadas (PM-1, PM-2, PM-3 e PM-4)



Fonte: Elaborado pelo autor.

Na Tabela 4 apresenta-se a métrica TA calculada para cada plano de manutenção. Observa-se que a TA total é reduzida conforme ocorre a redução dos recursos financeiros disponibilizados. Destaca-se que em PM-1, por ter recursos financeiros superiores, priorizaram-se os serviços em linha energizada, especificamente para as CHP, CHM e LD. Isso ocorre devido aos custos serem inferiores em comparação com o serviço envolvendo TR. Essa questão do custo de manutenção envolvendo TR reflete o comportamento dos planos fornecidos por PM-2, PM-3 e PM-4, nos quais as TM aplicadas aos TR, além de serem reduzidas, de forma geral, fazem com que os serviços em linha energizada sejam zerados na condição PM-4.

Na Tabela 5 apresenta-se a relação entre os recursos disponibilizados e os recursos aplicados para executar os planos de manutenção. Verifica-se que a métrica IAR evolui conforme são reduzidos os recursos disponibilizados.

Tabela 4 — TM atribuídas e TA (PM-1,PM-2,PM-3 e PM-4)

Qtde.	Equipamentos instalados										TA
	CHP		CHM		TR		LDI		TOTAL		
	33		22		325		55		435		
	Tarefas de manutenção atribuídas										
	CHP		CHM		TR		LDI		TOTAL		
	LE	LD	LE	LD	LE	LD	LE	LD	LE	LD	
PM-1	31	1	17	5	149	176	27	28	224	210	100%
	97%	3%	77%	23%	46%	54%	49%	51%	52%	48%	
PM-2	0	32	0	22	62	188	38	17	100	259	83%
	0%	100%	0%	100%	25%	75%	69%	31%	28%	72%	
PM-3	1	31	5	17	28	94	36	18	70	160	53%
	3%	97%	23%	77%	23%	77%	67%	33%	30%	70%	
PM-4	6	26	6	16	0	4	24	24	36	70	24%
	19%	81%	27%	73%	0%	100%	50%	50%	34%	66%	

Fonte: Elaborado pelo autor.

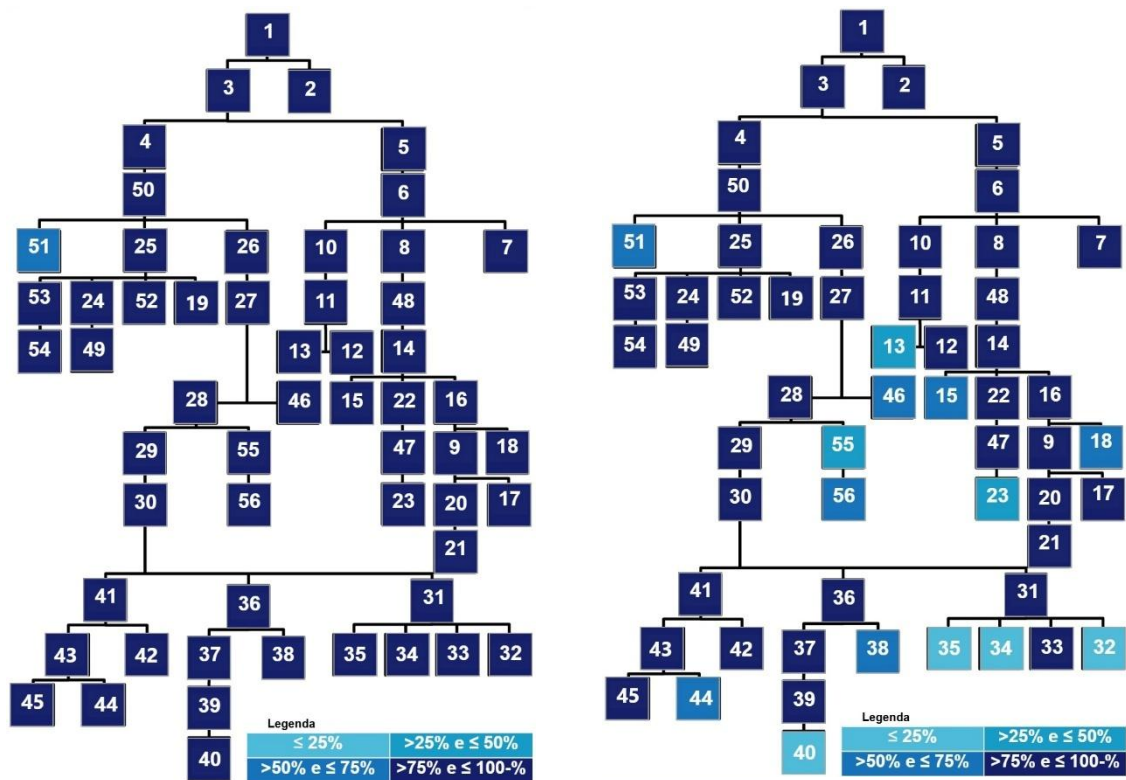
Tabela 5 — Relação recursos disponibilizados versus recursos aplicados-IAR
(PM-1, PM-2, PM-3 e PM-4)

Recursos Disponibilizados x Recursos Aplicados (US\$)						
			LE		LD	
			Total			
PM-1	US\$ (Disp.)	\$	168.500,00	\$	126.650,00	\$ 295.150,00
	US\$ (Aplic.)	\$	149.820,00	\$	54.750,00	\$ 204.570,00
	IAR		88,91%		43,23%	69,31%
PM-2	US\$ (Disp.)	\$	73.740,00	\$	72.770,00	\$ 148.500,00
	US\$ (Aplic.)	\$	67.500,00	\$	58.190,00	\$ 125.240,00
	IAR		91,54%		79,96%	84,34%
PM-3	US\$ (Disp.)	\$	42.130,00	\$	31.660,00	\$ 73.790,00
	US\$ (Aplic.)	\$	36.010,00	\$	31.150,00	\$ 67.160,00
	IAR		85,47%		98,39%	91,02%
PM-4	US\$ (Disp.)	\$	8.430,00	\$	6.330,00	\$ 14.760,00
	US\$ (Aplic.)	\$	7.820,00	\$	5.970,00	\$ 13.790,00
	IAR		92,76%		94,31%	93,43%

Fonte: Elaborado pelo autor.

A TA individual das seções, considerando os planos de manutenção fornecidos pelas condições de testes PM-1, PM-2, PM-3 e PM-4, pode ser verificada na Figura 23, destacando que para a condição PM-1, observa-se que a maioria das seções foram contempladas por tarefas de manutenção. Conforme pode ser observado graficamente, a redução de recursos impacta diretamente na TA das seções, evidenciada nos demais planos. Um ponto de especial destaque a ser observado é a priorização das seções mais próximas da SE, em contrapartida, as seções mais periféricas têm menor taxa de atendimento.

Figura 22 — Diagrama : TA por seção



Legenda de dados:

Seção	TA (%)	Seção	TA (%)	Seção	TA (%)	Seção	TA (%)
1	100,0%	15	100,0%	29	100,0%	43	100,0%
2	100,0%	16	100,0%	30	100,0%	44	100,0%
3	100,0%	17	100,0%	31	100,0%	45	100,0%
4	100,0%	18	100,0%	32	100,0%	46	100,0%
5	100,0%	19	100,0%	33	100,0%	47	100,0%
6	100,0%	20	100,0%	34	100,0%	48	100,0%
7	100,0%	21	100,0%	35	100,0%	49	100,0%
8	100,0%	22	100,0%	36	100,0%	50	100,0%
9	100,0%	23	100,0%	37	100,0%	51	50,0%
10	100,0%	24	100,0%	38	100,0%	52	100,0%
11	100,0%	25	100,0%	39	100,0%	53	100,0%
12	100,0%	26	100,0%	40	100,0%	54	100,0%
13	100,0%	27	100,0%	41	100,0%	55	100,0%
14	100,0%	28	100,0%	42	100,0%	56	100,0%

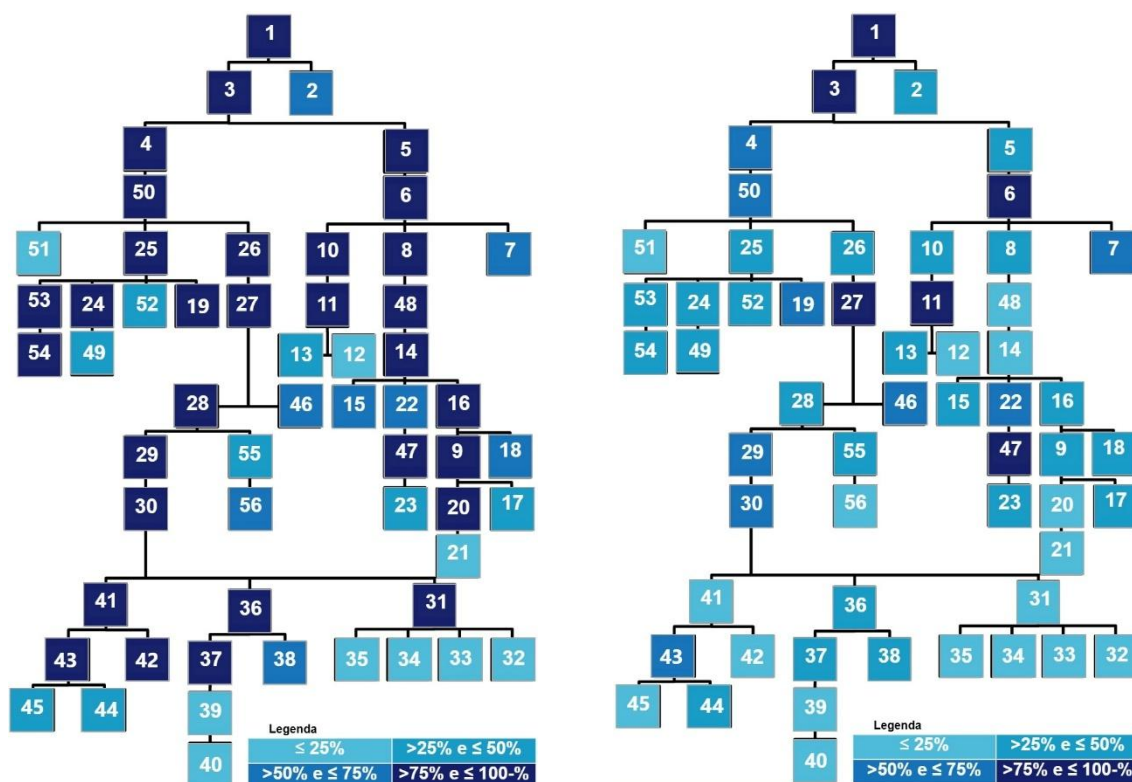
(a) PM-1

Legenda de dados:

Seção	TA (%)	Seção	TA (%)	Seção	TA (%)	Seção	TA (%)
1	100,0%	15	50,0%	29	100,0%	43	100,0%
2	100,0%	16	100,0%	30	100,0%	44	71,4%
3	100,0%	17	100,0%	31	100,0%	45	100,0%
4	100,0%	18	50,0%	32	12,5%	46	50,0%
5	100,0%	19	100,0%	33	90,7%	47	100,0%
6	100,0%	20	100,0%	34	18,2%	48	100,0%
7	100,0%	21	100,0%	35	20,0%	49	100,0%
8	100,0%	22	100,0%	36	100,0%	50	100,0%
9	100,0%	23	40,0%	37	100,0%	51	50,0%
10	100,0%	24	100,0%	38	50,0%	52	100,0%
11	100,0%	25	100,0%	39	100,0%	53	100,0%
12	100,0%	26	100,0%	40	8,7%	54	100,0%
13	40,0%	27	100,0%	41	100,0%	55	25,0%
14	100,0%	28	100,0%	42	100,0%	56	50,0%

(b) PM-2

Figura 23 — Diagrama: TA por seção (Continuação)



Legenda de dados:

Seção	TA (%)	Seção	TA (%)	Seção	TA (%)	Seção	TA (%)
1	100,0%	15	50,0%	29	100,0%	43	100,0%
2	50,0%	16	100,0%	30	100,0%	44	28,6%
3	100,0%	17	40,0%	31	100,0%	45	22,2%
4	100,0%	18	50,0%	32	12,5%	46	50,0%
5	100,0%	19	100,0%	33	4,7%	47	100,0%
6	100,0%	20	100,0%	34	18,2%	48	100,0%
7	50,0%	21	15,4%	35	20,0%	49	33,3%
8	100,0%	22	50,0%	36	100,0%	50	100,0%
9	100,0%	23	40,0%	37	100,0%	51	0,0%
10	100,0%	24	80,0%	38	50,0%	52	40,0%
11	100,0%	25	100,0%	39	8,7%	53	100,0%
12	14,3%	26	100,0%	40	8,7%	54	100,0%
13	40,0%	27	100,0%	41	100,0%	55	25,0%
14	100,0%	28	100,0%	42	100,0%	56	50,0%

(c) - PM-3

Legenda de dados:

Seção	TA (%)	Seção	TA (%)	Seção	TA (%)	Seção	TA (%)
1	100,0%	15	25,0%	29	50,0%	43	50,0%
2	33,3%	16	33,3%	30	50,0%	44	28,6%
3	100,0%	17	40,0%	31	22,2%	45	22,2%
4	57,1%	18	25,0%	32	12,5%	46	50,0%
5	40,0%	19	50,0%	33	4,7%	47	100,0%
6	75,0%	20	22,2%	34	18,2%	48	18,2%
7	50,0%	21	15,4%	35	10,0%	49	33,3%
8	40,0%	22	50,0%	36	33,3%	50	66,7%
9	40,0%	23	40,0%	37	33,3%	51	0,0%
10	28,6%	24	40,0%	38	25,0%	52	40,0%
11	100,0%	25	28,6%	39	4,3%	53	33,3%
12	14,3%	26	40,0%	40	8,7%	54	40,0%
13	40,0%	27	100,0%	41	22,2%	55	25,0%
14	22,2%	28	25,0%	42	11,1%	56	0,0%

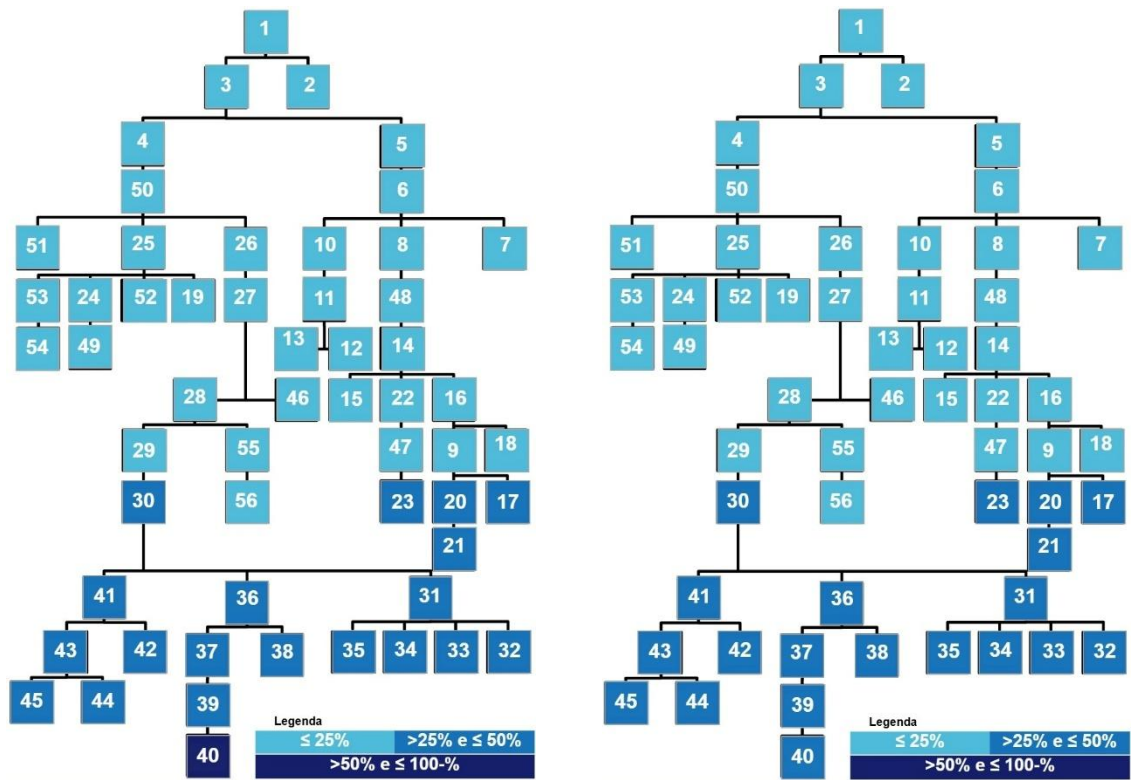
(d) – PM-4

Fonte: Elaborado pelo autor.

A variação percentual da melhoria da confiabilidade individual das seções, considerando a aferição da confiabilidade apresentada ao final do HP, comparando com a confiabilidade em $t=1$, para os planos de manutenção fornecidos pelas condições de testes PM-1, PM-2, PM-3 e PM-4, é apresentada na Figura 24. Destaca-se que a melhora da confiabilidade da seção está relacionada com a melhoria da taxa de falha dos equipamentos que a pertence, e dos equipamentos das macros seções que estão a montante da seção sob análise, e ressalta-se também que a taxa de falha de um equipamento que recebeu alguma tarefa de manutenção não é zerada, pois considera-se que o equipamento mesmo passando por manutenção continua com o seu processo de

deterioração natural no decorrer dos meses.

Figura 24 — Diagrama VAR % CSEC por seção



Legenda de dados:

Seção	Var(%) CSEC	Seção	Var(%) CSEC	Seção	Var(%) CSEC	Seção	Var(%) CSEC
1	2,08%	15	21,60%	29	22,57%	43	34,89%
2	5,89%	16	20,11%	30	26,99%	44	40,01%
3	4,33%	17	29,08%	31	31,98%	45	40,18%
4	6,83%	18	24,44%	32	37,75%	46	15,63%
5	6,69%	19	15,61%	33	40,05%	47	24,13%
6	9,06%	20	27,65%	34	37,33%	48	14,49%
7	11,47%	21	32,99%	35	37,24%	49	18,52%
8	11,54%	22	19,96%	36	31,73%	50	9,11%
9	24,52%	23	28,69%	37	36,66%	51	11,29%
10	13,21%	24	14,26%	38	36,49%	52	15,83%
11	17,15%	25	11,73%	39	45,28%	53	14,33%
12	20,47%	26	11,59%	40	50,23%	54	18,52%
13	21,44%	27	13,91%	41	31,98%	55	20,90%
14	17,37%	28	18,31%	42	37,92%	56	23,39%

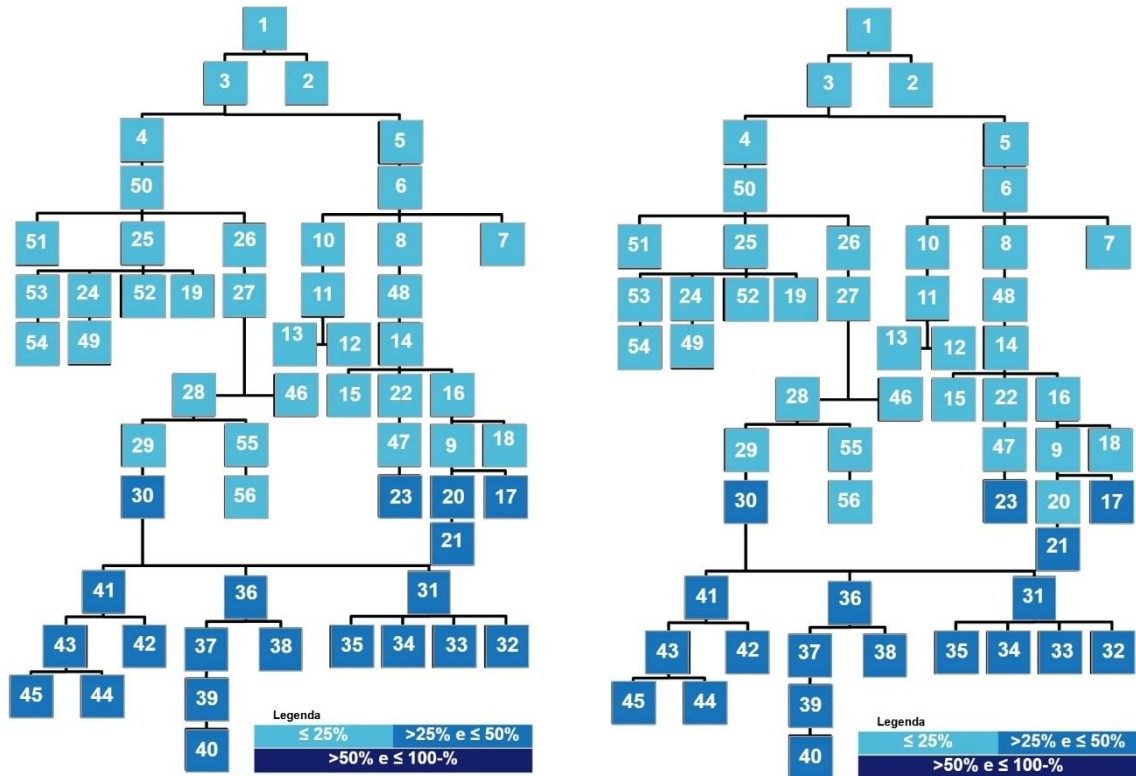
(a) PM-1

Legenda de dados:

Seção	Var(%) CSEC	Seção	Var(%) CSEC	Seção	Var(%) CSEC	Seção	Var(%) CSEC
1	2,08%	15	21,46%	29	22,57%	43	34,89%
2	5,89%	16	20,11%	30	26,99%	44	39,84%
3	4,33%	17	29,08%	31	31,98%	45	40,18%
4	6,83%	18	24,29%	32	36,57%	46	15,56%
5	6,69%	19	15,61%	33	39,70%	47	24,13%
6	9,06%	20	27,65%	34	36,57%	48	14,49%
7	11,47%	21	32,99%	35	36,57%	49	18,52%
8	11,54%	22	19,96%	36	31,73%	50	9,11%
9	24,52%	23	28,45%	37	36,65%	51	11,29%
10	13,21%	24	14,26%	38	36,32%	52	15,82%
11	17,15%	25	11,73%	39	45,28%	53	14,33%
12	20,47%	26	11,59%	40	48,29%	54	18,52%
13	21,22%	27	13,91%	41	31,98%	55	20,67%
14	17,37%	28	18,31%	42	37,92%	56	23,09%

(b) PM-2

Figura 25 — Diagrama VAR % CSEC por seção (Continuação)



Legenda de dados:

Seção	Var(%) CSEC	Seção	Var(%) CSEC	Seção	Var(%) CSEC	Seção	Var(%) CSEC
1	2,08%	15	21,46%	29	22,57%	43	34,89%
2	5,70%	16	20,11%	30	26,99%	44	39,58%
3	4,33%	17	28,85%	31	31,98%	45	39,75%
4	6,83%	18	24,29%	32	36,57%	46	15,56%
5	6,69%	19	16,61%	33	36,54%	47	23,98%
6	9,06%	20	27,65%	34	36,57%	48	14,49%
7	11,33%	21	32,09%	35	36,57%	49	18,16%
8	11,54%	22	19,81%	36	31,73%	50	9,11%
9	24,52%	23	28,30%	37	36,65%	51	9,16%
10	13,21%	24	14,19%	38	36,32%	52	15,61%
11	17,15%	25	11,73%	39	41,55%	53	14,33%
12	19,58%	26	11,59%	40	44,66%	54	18,52%
13	21,22%	27	13,91%	41	31,98%	55	20,67%
14	17,37%	28	18,31%	42	37,92%	56	23,09%

(c) PM-3

Legenda de dados:

Seção	Var(%) CSEC	Seção	Var(%) CSEC	Seção	Var(%) CSEC	Seção	Var(%) CSEC
1	2,08%	15	17,47%	29	21,46%	43	32,74%
2	5,63%	16	18,12%	30	26,67%	44	37,36%
3	4,33%	17	26,48%	31	30,04%	45	37,35%
4	6,63%	18	19,96%	32	34,52%	46	15,07%
5	6,50%	19	12,70%	33	34,72%	47	22,23%
6	8,80%	20	24,76%	34	34,53%	48	13,37%
7	11,06%	21	29,11%	35	32,07%	49	17,36%
8	11,06%	22	18,13%	36	30,04%	50	8,89%
9	22,23%	23	26,49%	37	34,56%	51	8,93%
10	12,58%	24	13,42%	38	31,99%	52	14,97%
11	16,50%	25	11,11%	39	39,44%	53	13,42%
12	18,92%	26	11,11%	40	42,53%	54	17,36%
13	20,56%	27	13,42%	41	30,04%	55	19,69%
14	15,72%	28	17,37%	42	34,54%	56	19,69%

(d) PM-4

Fonte: Elaborado pelo autor.

4.2.2 Limite do custo da energia não suprida por seção

Para validação da restrição do limite de horas de energia não suprida devido à execução de atividades de manutenção considerando a linha desenergizada, foram simulados quatro cenários, variando-se o limite de horas de energia não suprida por seção, mantendo os demais parâmetros fixos. Como apresentado anteriormente, o volume de recursos tem interferência fundamental na atribuição de tarefas de manutenção, dessa forma, foi adotada a condição de teste PM-2 como referência, por apresentar um alto índice de TA e alto IAR e uma distribuição de

recursos mais regular ao longo do HP. Desta maneira, três cenários adicionais foram simulados, onde se considera a variação do limite de horas de ENS, sendo que essas três condições de testes são representadas por PM-5, PM-6 e PM-7. Os resultados são apresentados nesta seção; os parâmetros usados são mostrados na Tabela 6.

Tabela 6 — Parâmetros (PM-2, PM-5, PM-6, PM-7)

PARÂMETROS	Planos de Manutenção			
	PM-2	PM-5	PM-6	PM-7
P_po_1-Potência fornecida	0,05	0,05	0,05	0,05
P_po_2-Carregamento	0,05	0,05	0,05	0,05
P_po_3-Qtde Cons. Residencial	0,10	0,10	0,10	0,10
P_po_4-Qtde Cons. Rural	0,04	0,04	0,04	0,04
P_po_5-Qtde Cons. Demais classes	0,06	0,06	0,06	0,06
P_po_6-Qtde Cons. Pública	0,05	0,05	0,05	0,05
P_po_7-Qtde Cons. Grupo Prioritário	0,05	0,05	0,05	0,05
P_po_8-Qtde Cons. Grupo A	0,10	0,10	0,10	0,10
P_po_9-Contribuição DEC	0,10	0,10	0,10	0,10
P_po_10-Contribuição FEC	0,10	0,10	0,10	0,10
P_po_11-Multas DIC	0,10	0,10	0,10	0,10
P_po_12-Multas FIC	0,10	0,10	0,10	0,10
P_po_13-Carga interrompida	0,10	0,10	0,10	0,10
Nº Linearizações	12,00	12,00	12,00	12,00
Limite horas-Equipe Leve (Horas)	25,00	25,00	25,00	25,00
Limite horas-Equipe pesada (Horas)	25,00	25,00	25,00	25,00
Limite horas ENS (Horas)	160,00	40,00	35,00	4,00
Recursos disponibilizados-Total *	148.500	148.500	148.500	148.500
Recursos disponibilizados-LE *	73.735	73.735	73.735	73.735
Recursos disponibilizados-LD *	72.765	72.765	72.765	72.765
Custo kWh (US\$) **	0,50	0,50	0,50	0,50

*(***1000**) [US\$]

** [US\$]

Fonte: Elaborado pelo autor

A estratégia de redução do limite de horas da ENS para execução de serviços de manutenção tem relação direta com a quantidade de TM atribuídas aos equipamentos do SDEE, isto é, a TA é diretamente reduzida. Verifica-se uma redução de tarefas de manutenção em linha desenergizada, enquanto ocorre um aumento de TM em linha energizada, sendo que essa relação pode ser verificada conforme apresentada na Tabela 7.

Na Tabela 8 apresenta-se o IAR, evidenciando que, mantido o nível de recursos disponibilizados, houve redução na aplicação de recursos para tarefas de manutenção em LD.

Tabela 7 — TM atribuídas e TA (PM-2,PM-5,PM-6 e PM-7)

Qtde.	Equipamentos instalados											
	CHP		CHM		TR		LDI		TOTAL			
	33		22		325		55		435			
	Tarefas de manutenção atribuídas											
	CHP		CHM		TR		LD		TOTAL			TA
	LE	LD	LE	LD	LE	LD	LE	LD	LE	LD		
PM-2	0	32	0	22	62	188	38	17	100	259	82,5%	
	0%	100%	0%	100%	25%	75%	69%	31%	28%	72%		
PM-5	20	12	13	9	65	159	14	41	112	221	76,6%	
	63%	38%	59%	41%	29%	71%	25%	75%	34%	66%		
PM-6	29	4	12	10	65	0	10	46	116	60	40,5%	
	88%	12%	55%	45%	100%	0%	18%	82%	66%	34%		
PM-7	29	4	20	2	55	0	49	6	153	12	37,9%	
	88%	12%	91%	9%	100%	0%	89%	11%	93%	7%		

Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 8 — Relação recursos disponibilizados versus recursos aplicados-IAR
(PM-2,PM-5,PM-6 e PM-7)

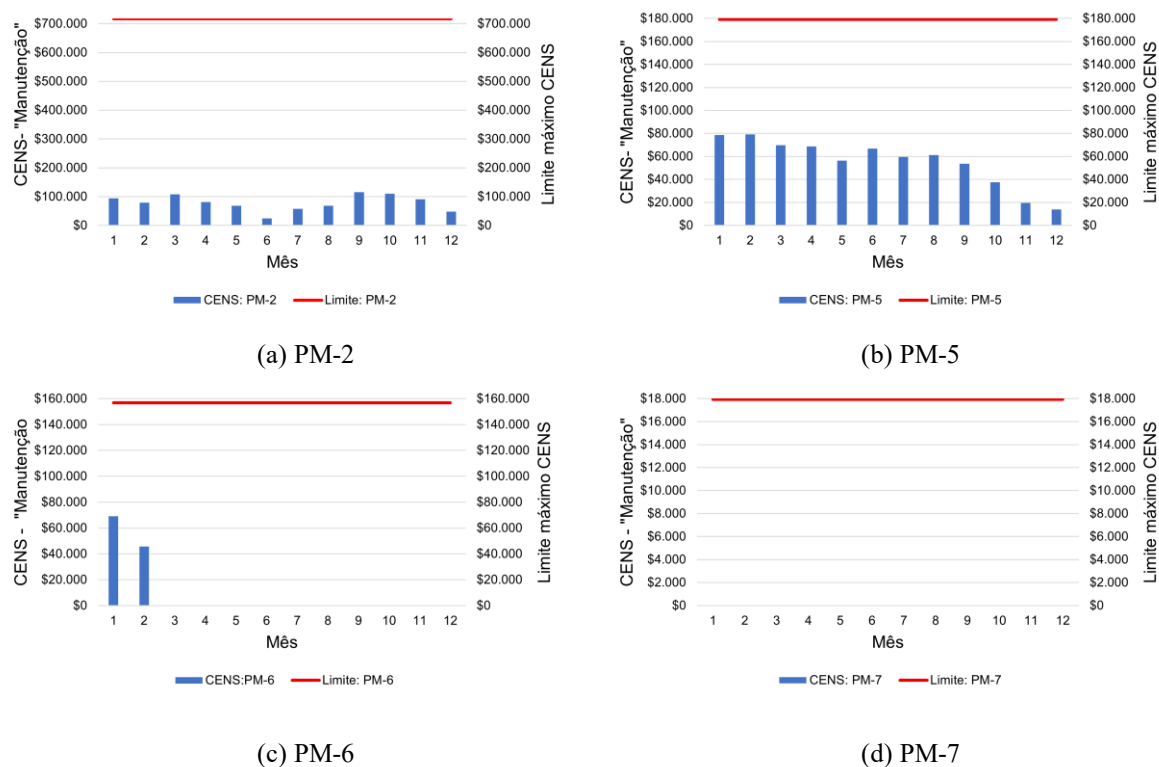
Recursos Disponibilizados x Recursos Aplicados (US\$)						
			LE		LD	Total
PM-2	US\$ (Disp.)	\$	75.735,00	\$	72.765,00	\$ 148.500,00
	US\$ (Aplic.)	\$	60.940,60	\$	52.168,40	\$ 113.109,00
	IAR		80,47%		71,69%	76,17%
PM-5	US\$ (Disp.)	\$	75.735,00	\$	72.765,00	\$ 148.500,00
	US\$ (Aplic.)	\$	67.395,20	\$	52.227,00	\$ 119.622,00
	IAR		88,99%		71,77%	80,55%
PM-6	US\$ (Disp.)	\$	75.735,00	\$	72.765,00	\$ 148.500,00
	US\$ (Aplic.)	\$	67.293,50	\$	7.064,50	\$ 74.358,00
	IAR		88,85%		9,71%	50,07%
PM-7	US\$ (Disp.)	\$	75.735,00	\$	72.765,00	\$ 148.500,00
	US\$ (Aplic.)	\$	69.430,00	\$	1.058,40	\$ 70.488,00
	IAR		91,67%		1,45%	47,47%

Fonte: Elaborado pelo autor.

A ENS devido a intervenção para execução de TM tem relação direta com o faturamento da empresa. A relação estabelecida pelo quantitativo de horas permitidas por seção, os tempos envolvidos em atividades de manutenção em linhas desenergizadas atribuídas a cada período e o valor do kW/h, estabelecem um limite financeiro a cada período, designado como custo de energia não suprida (CENS) calculado por (45). O somatório dos limites individuais de cada seção, estabelece o limite total para SDEE para cada período do HP. Na Figura 26 apresenta-se a relação desse limite total e o CENS devido à execução de serviços em linhas desenergizadas para cada período do HP.

Na Figura 26 (a) observa-se uma alta diferença entre o limite estabelecido em valores monetários para todas as seções e o valor gerado devido à atribuição de serviços em linha desenergizada, e a restrição de horas das equipes de manutenção em linha desenergizada tem influência também no CENS. Na Figura 26 (b), PM-2 e na Figura 26 (c), condição de teste PM-5, verifica-se a diferença entre o limite máximo da CENS total e CENS devido à execução de manutenção são reduzidos, e na Figura 26 (d), na condição PM-7, observa-se que não houve energia não suprida.

Figura 26 — CENS ao longo do HP

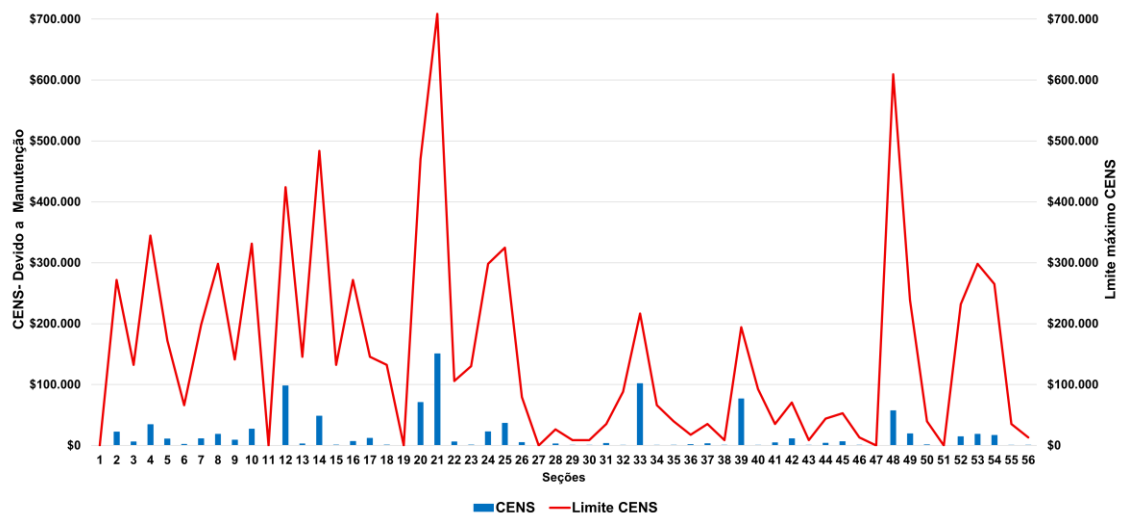


Fonte: Elaborado pelo autor.

O comportamento do limite do CENS por seção calculado por (45) ao longo de todo o

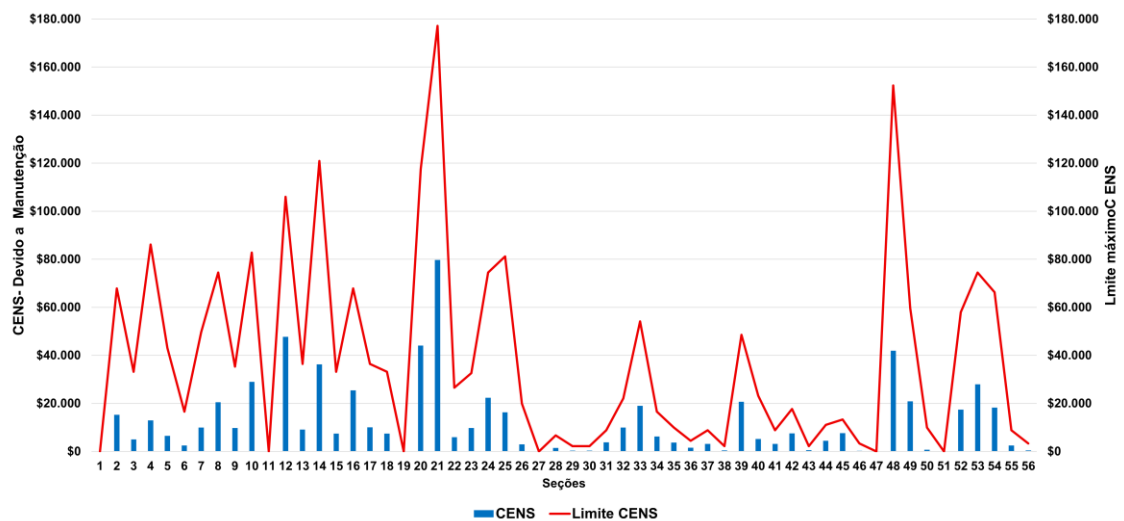
HP e o CENS devido às tarefas de manutenção em linha desenergizadas por seção são apresentados nas Figuras 26, 27, 28 e Figura 30. Verifica-se que na condição de teste PM-7, o CENS está zerado, isso é devido ao baixo recurso atribuído em tarefas de manutenção em linha desenergizada, e as tarefas de manutenção foram atribuídas em equipamentos alocados em seções onde não há carga instalada, são elas as seções 1, 11, 19, 27, 47 e 31.

Figura 27 — CENS por seção ao longo do HP: PM-2



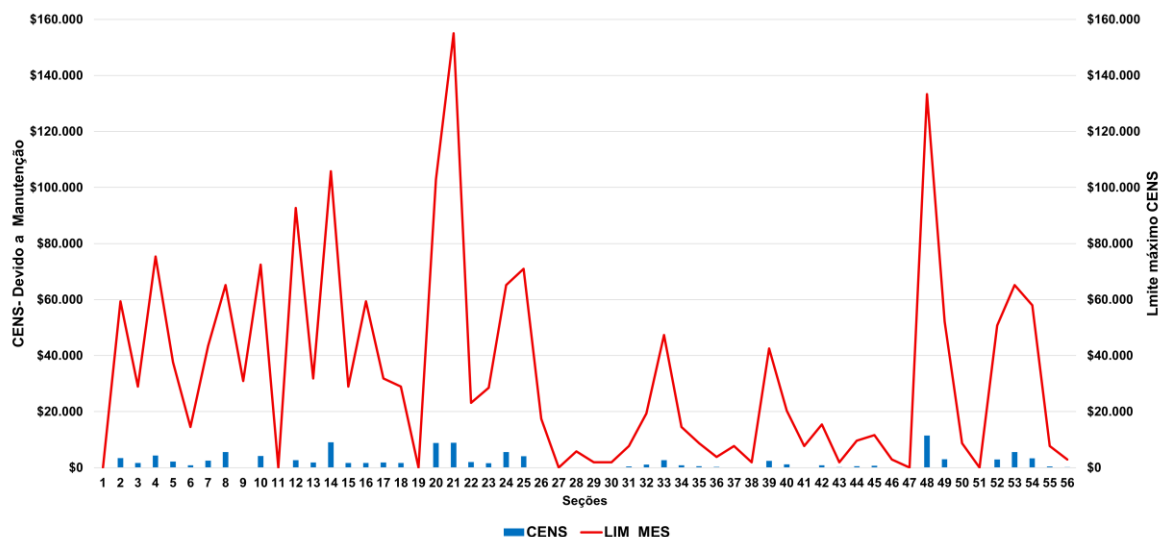
Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 28 — CENS por seção ao longo do HP: PM-5



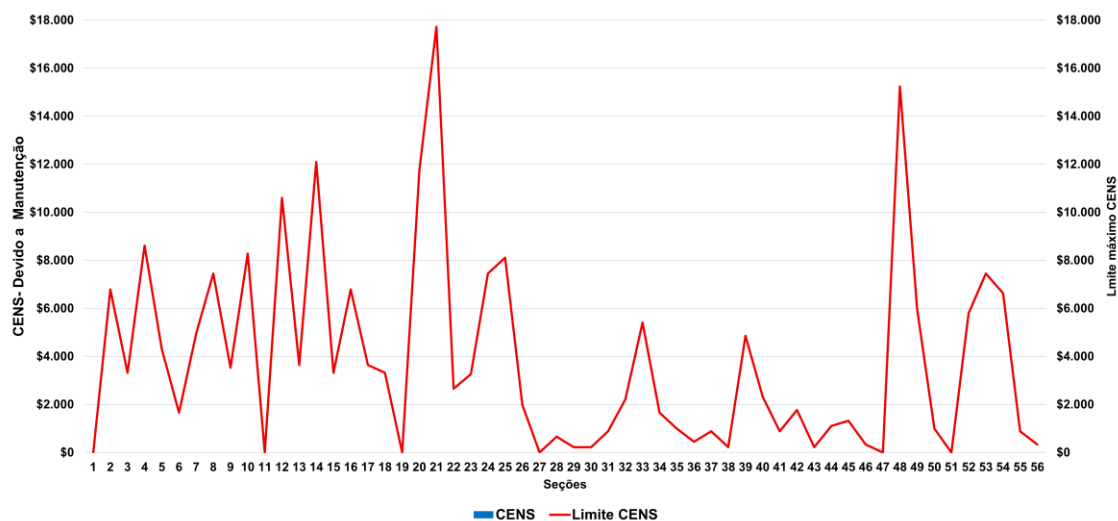
Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 29 — CENS por seção ao longo do HP: PM-6



Fonte: Elaborado pelo autor.

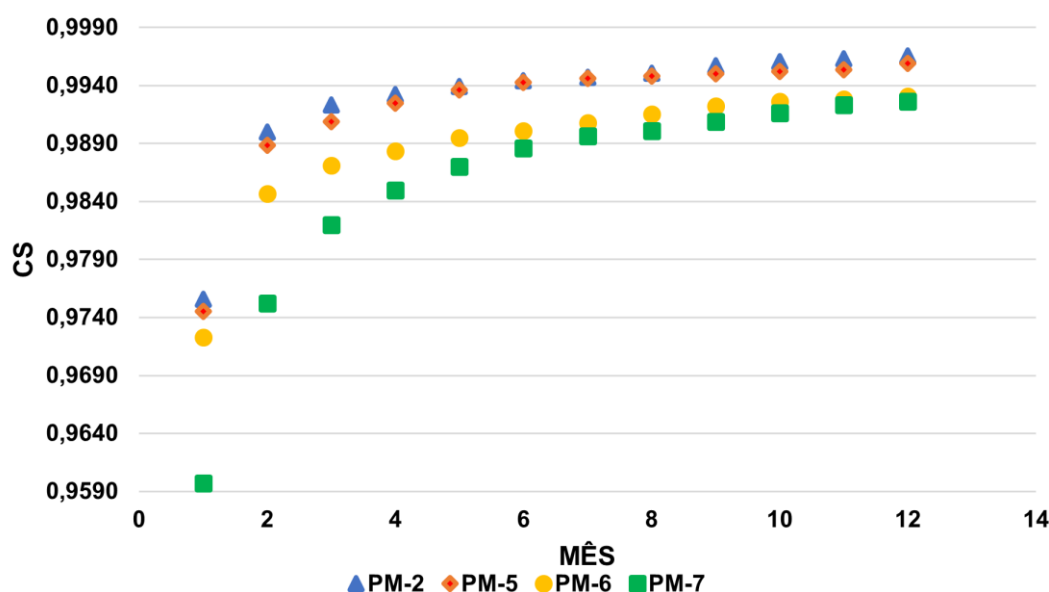
Figura 30 — CENS por seção ao longo do HP: PM-7



Fonte: Elaborado pelo autor.

O comportamento do fator de desempenho das confiabilidades de todo o SDEE, para cada plano de manutenção, é apresentado na Figura 31, evidenciando que a redução do limite de horas de ENS impacta na atribuição de serviços em linha desenergizada e por consequência impacta na evolução da confiabilidade.

Figura 31 — CS (PM-2, PM-5, PM-6 e PM-7)



Fonte: Elaborado pelo autor.

4.2.3 Limite de horas para atribuição de serviços em linha desenergizada para as equipes de manutenção

A limitação de horas destinadas à execução de serviços em linha desenergizada e a otimização operacional das equipes, além de apresentarem custos operacionais distintos, apresentam a possibilidade de segmentação de atribuição de TM por tipo de serviço, que exige uma composição de operadores e ferramental distintos. Para validação desta restrição foram comparadas três condições de testes, PM-5, PM-8 e PM-9, onde foi considerado um volume fixo de recursos financeiros disponibilizados, assim como os demais parâmetros, e para cada cenário foi estabelecido um limite de horas para cada tipo de equipe a cada período do HP. Considera-se a disponibilização de duas equipes dos tipos leves e duas equipes pesadas, conforme definido anteriormente a composição desse tipo de equipe, sendo os dados utilizados para simulação destas condições de testes apresentados na Tabela 9.

Os resultados demonstram que a redução de horas disponíveis para as equipes impacta diretamente na quantidade de TM atribuídas às equipes, impactando na redução da TA total, consequentemente na aplicação de recursos, IAR, conforme apresentado nas Tabelas 10 e Tabela 11, respectivamente.

Tabela 9 — Parâmetros (PM-5, PM-8, PM-9)

PARÂMETROS	Planos de Manutenção		
	PM-5	PM-8	PM-9
P_po_1-Potência fornecida	0,05	0,05	0,05
P_po_2-Carregamento	0,05	0,05	0,05
P_po_3-Qtde Cons. Residencial	0,10	0,10	0,10
P_po_4-Qtde Cons. Rural	0,04	0,04	0,04
P_po_5-Qtde Cons. Demais classes	0,06	0,06	0,06
P_po_6-Qtde Cons. Pública	0,05	0,05	0,05
P_po_7-Qtde Cons. Grupo Prioritário	0,05	0,05	0,05
P_po_8-Qtde Cons. Grupo A	0,10	0,10	0,10
P_po_9-Contribuição DEC	0,10	0,10	0,10
P_po_10-Contribuição FEC	0,10	0,10	0,10
P_po_11-Multas DIC	0,10	0,10	0,10
P_po_12-Multas FIC	0,10	0,10	0,10
P_po_13-Carga interrompida	0,10	0,10	0,10
Nº Linearizações	12,00	12,00	12,00
Limite horas-Equipe Leve (Horas)	25,00	15,00	5,00
Limite horas-Equipe pesada (Horas)	25,00	15,00	5,00
Limite horas ENS (Horas)	40,00	40,00	40,00
Recursos disponibilizados-Total *	148.500	148.500	148.500
Recursos disponibilizados-LE *	73.735	73.735	73.735
Recursos disponibilizados-LD *	72.765	72.765	72.765
Custo kWh (US\$) **	0,50	0,50	0,50

*:(*1000) [US\$]

**: [US\$]

Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 10 — TM atribuídas e TA (PM-5,PM-8 e PM-9)

Qtde.	Equipamentos instalados										TA
	CHP		CHM		TR		LD		TOTAL		
	33		22		325		55		435		
	Tarefas de manutenção atribuídas										
	CHP		CHM		TR		LD		TOTAL		
	LE	LD	LE	LD	LE	LD	LE	LD	LE	LD	
PM-5	20	12	13	9	65	159	14	41	112	221	76,6%
	63%	38%	59%	41%	29%	71%	25%	75%	34%	66%	
PM-8	29	4	16	6	62	120	19	35	126	165	66,9%
	88%	12%	73%	27%	34%	66%	35%	65%	43%	57%	
PM-9	27	5	14	8	57	36	41	13	139	62	46,2%
	84%	16%	64%	36%	61%	39%	76%	24%	69%	31%	

Fonte: Elaborado pelo autor.

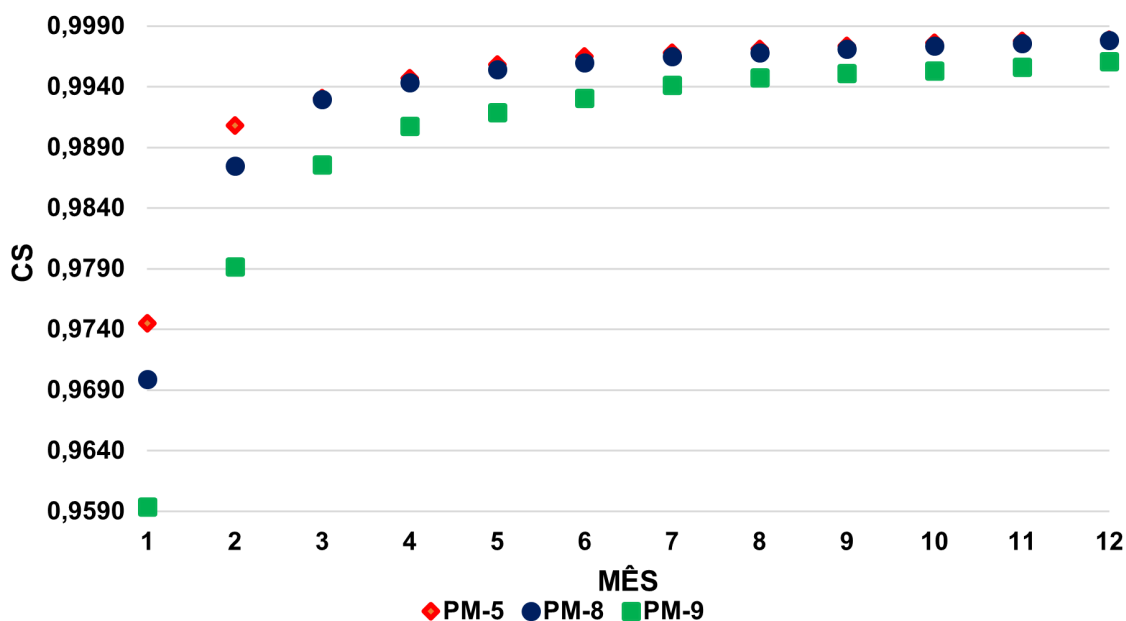
Tabela 11 — Relação recursos disponibilizados versus recursos aplicados-IAR
(PM-5, PM-8 e PM-9)

Recursos Disponibilizados x Recursos Aplicados (US\$)						
		LE		LD		Total
PM-5	US\$ (Disp.)	\$	73.735,00	\$	72.765,00	\$ 148.500,00
	US\$ (Aplic.)	\$	67.400,00	\$	52.080,00	\$ 119.480,00
	IAR		91,41%		71,57%	80,46%
PM-8	US\$ (Disp.)	\$	73.735,00	\$	72.765,00	\$ 148.500,00
	US\$ (Aplic.)	\$	67.410,00	\$	39.810,00	\$ 107.220,00
	IAR		91,42%		54,71%	72,20%
PM-9	US\$ (Disp.)	\$	73.735,00	\$	72.765,00	\$ 148.500,00
	US\$ (Aplic.)	\$	68.180,00	\$	12.630,00	\$ 80.810,00
	IAR		92,47%		17,36%	54,42%

Fonte: Elaborado pelo autor.

O reflexo dos planos de manutenção fornecidos pelas condições PM-5, PM-8 e PM-9 e o fator de desempenho da confiabilidade são apresentados na Figura 32. Verifica-se que a redução de horas disponibilizadas para as equipes de manutenção em linha desenergizada tem influência direta na atribuição de tarefas de manutenção, impactando diretamente na confiabilidade, quanto menos tarefas de manutenção, menor será a evolução ao longo do período de planejamento.

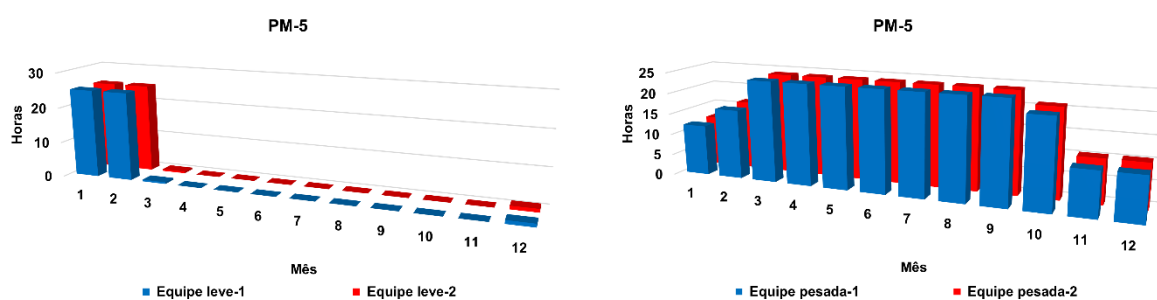
Figura 32 — CS (PM-5, PM-8 e PM-9)



Fonte: Elaborado pelo autor.

Os reflexos da atribuição de TM para as equipes, considerando a restrição de horas das equipes e a divisão entre equipes leves e pesadas, são apresentados nas Figuras 33, 34 e Figura 35. Adicionalmente, na restrição de horas das equipes foi considerada a segmentação por tipo de serviços, onde serviços aplicados em CHP, CHM e RD foram direcionados às equipes leves e serviços direcionados a TR foram atribuídos às equipes pesadas. Essa alocação de recursos financeiros nos meses iniciais, onde os serviços em CHP, CHM e LDI são priorizados em função dos custos serem inferiores, se comparados aos custos envolvendo os TR.

Figura 33 — Horas atribuídas às equipes de LD: PM-5

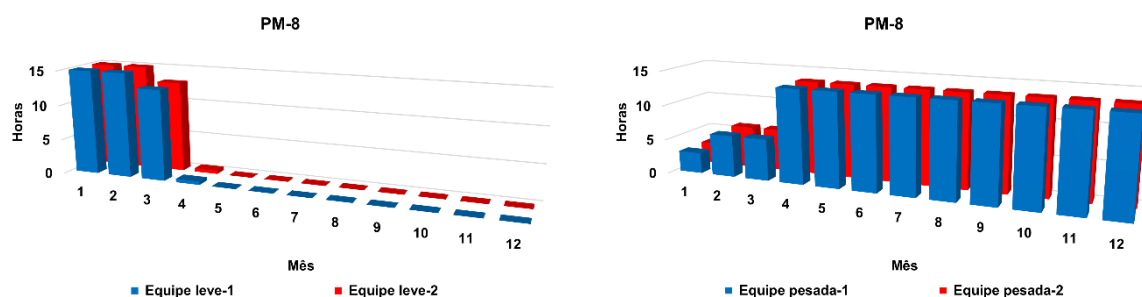


(a) Equipe leve.

(b) Equipe pesada.

Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 34 — Horas atribuídas às equipes de LD: PM-8



(a) Equipe leve.

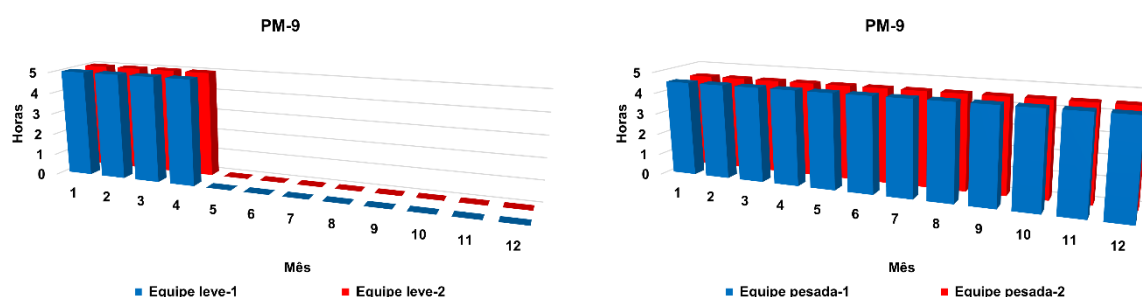
(b) Equipe pesada

Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 35 — Horas atribuídas às equipes de LD: PM-9

(a) Equipe leve.

(b) Equipe pesada.



(a) Equipe leve.

(b) Equipe pesada

Fonte: Elaborado pelo autor.

4.2.4 Número de intervalos de linearizações do modelo

A influência da quantidade de pontos de linearização é avaliada através das condições de testes referenciadas como PM-5, PM-10, PM-11, PM-12 e PM-13, considerando a condição de teste PM-5 como referência, em que foram adotados 12 pontos de linearização. Nas condições PM-10, PM-11, PM-12 e PM-13 foram considerados 24, 48, 60 e 72 pontos de linearização, respectivamente. Os dados considerados para os referidos planos de manutenção são apresentados na Tabela 12.

Tabela 12 — Parâmetros (PM-5, PM-10, PM-11, PM-12, PM-13)

PARÂMETROS	Planos de Manutenção				
	PM-5	PM-10	PM-11	PM-12	PM-13
P_po_1-Potência fornecida	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
P_po_2-Carregamento	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
P_po_3-Qtde Cons. Residencial	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10
P_po_4-Qtde Cons. Rural	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
P_po_5-Qtde Cons. Demais classes	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06
P_po_6-Qtde Cons. Pública	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
P_po_7-Qtde Cons. Grupo Prioritário	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
P_po_8-Qtde Cons. Grupo A	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10
P_po_9-Contribuição DEC	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10
P_po_10-Contribuição FEC	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10
P_po_11-Multas DIC	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10
P_po_12-Multas FIC	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10
P_po_13-Carga interrompida	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10
Nº Linearizações	12,00	24,00	48,00	60,00	72,00
Limite horas-Equipe Leve (Horas)	25,00	25,00	25,00	25,00	25,00
Limite horas-Equipe pesada (Horas)	25,00	25,00	25,00	25,00	25,00
Limite horas ENS (Horas)	40,00	40,00	40,00	40,00	40,00
Recursos disponibilizados-Total *	148.500	148.500	148.500	148.500	148.500
Recursos disponibilizados-LE *	73.735	73.735	73.735	73.735	73.735
Recursos disponibilizados-LD *	72.765	72.765	72.765	72.765	72.765
Custo kWh (US\$) **	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50

*:(*1000) [US\$]

**:[US\$]

Fonte: Elaborado pelo autor.

Nas Tabelas 13 e 14 apresentam-se as TA e IAR para os planos de manutenção fornecidos pelos testes com estas condições, verificando-se que não há variações significativas nestes indicadores, evidenciando que os intervalos de linearização exercem baixa influência nos valores desses indicadores.

Tabela 13 — TM atribuídas e TA (PM-5, PM-10, PM-11, PM-12 e PM-13)

Qtde.	33		22		325		55		435		
Tarefas de manutenção atribuídas											
	CHP		CHM		TR		LD		TOTAL		TA
	LE	LD	LE	LD	LE	LD	LE	LD	LE	LD	
PM-5	20	12	13	9	65	159	14	41	112	221	77%
	63%	38%	59%	41%	29%	71%	25%	75%	34%	66%	
PM-10	20	12	13	9	65	159	14	40	112	220	76%
	63%	38%	59%	41%	29%	71%	26%	74%	34%	66%	
PM-11	20	12	13	9	65	162	14	41	112	224	77%
	63%	38%	59%	41%	29%	71%	25%	75%	33%	67%	
PM-12	20	12	12	10	66	161	11	44	109	227	77%
	63%	38%	55%	45%	29%	71%	20%	80%	32%	68%	
PM-13	19	14	13	9	65	162	14	41	111	226	77%
	58%	42%	59%	41%	29%	71%	25%	75%	33%	67%	

Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 14 — Relação recursos disponibilizados versus recursos aplicados-IAR
(PM-5, PM-10, PM-11 e PM-12)

Recursos Disponibilizados x Recursos Aplicados (US\$)					
		LE		LD	Total
PM-5	US\$ (Disp.)	\$ 73.735,00	\$	72.765,00	\$ 148.500,00
	US\$ (Aplic.)	\$ 67.400,00	\$	52.080,00	\$ 119.480,00
	IAR	91,41%		71,57%	80,46%
PM-10	US\$ (Disp.)	\$ 73.735,00	\$	72.765,00	\$ 148.500,00
	US\$ (Aplic.)	\$ 67.400,00	\$	52.080,00	\$ 119.480,00
	IAR	91,41%		71,57%	80,46%
PM-11	US\$ (Disp.)	\$ 73.735,00	\$	72.765,00	\$ 148.500,00
	US\$ (Aplic.)	\$ 67.400,00	\$	53.080,00	\$ 120.480,00
	IAR	91,41%		72,95%	81,13%
PM-12	US\$ (Disp.)	\$ 73.735,00	\$	72.765,00	\$ 148.500,00
	US\$ (Aplic.)	\$ 67.400,00	\$	53.260,00	\$ 120.660,00
	IAR	91,41%		73,19%	81,25%
PM-13	US\$ (Disp.)	\$ 73.735,00	\$	72.765,00	\$ 148.500,00
	US\$ (Aplic.)	\$ 67.280,00	\$	53.150,00	\$ 120.430,00

Fonte: Elaborado pelo autor.

Nas Tabelas 15 e 16 apresenta-se a evolução da FO e da confiabilidade para cada período no HP. Para cada PM, verifica-se que as variações da FO e da CS são muito pequenas ou mesmo não havendo variação no final do HP, comparando os resultados obtidos pelas diferentes condições de testes, PM.

Tabela 15 — Evolução da FO ao longo do HP (PM-5, PM-10, PM-11, PM-12 e PM-13)

Evolução da FO ao longo de HP					
MÊS	PM-5	PM-10	PM-11	PM-12	PM-13
1	0,98238	0,98201	0,98191	0,98189	0,98188
2	0,99145	0,99124	0,99114	0,99116	0,99113
3	0,99369	0,99355	0,99348	0,99361	0,99344
4	0,99538	0,99527	0,99522	0,99523	0,99521
5	0,99667	0,99660	0,99657	0,99658	0,99656
6	0,99739	0,99733	0,99733	0,99734	0,99732
7	0,99779	0,99774	0,99774	0,99776	0,99774
8	0,99815	0,99810	0,99808	0,99810	0,99808
9	0,99836	0,99832	0,99829	0,99829	0,99829
10	0,99854	0,99851	0,99846	0,99846	0,99845
11	0,99862	0,99859	0,99863	0,99864	0,99863
12	0,99870	0,99867	0,99880	0,99880	0,99880

Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 16 — Evolução da CS ao longo do HP (PM-5, PM-10, PM-11, PM-12 e PM-13)

Evolução da CS ao longo de HP					
MÊS	PM-5	PM-10	PM-11	PM-12	PM-13
1	0,97451	0,97451	0,97451	0,97451	0,97451
2	0,99079	0,99079	0,99069	0,98993	0,99052
3	0,99304	0,99304	0,99331	0,99344	0,99330
4	0,99468	0,99468	0,99496	0,99497	0,99527
5	0,99583	0,99583	0,99616	0,99617	0,99642
6	0,99648	0,99648	0,99686	0,99687	0,99712
7	0,99682	0,99682	0,99720	0,99721	0,99746
8	0,99711	0,99711	0,99745	0,99746	0,99771
9	0,99735	0,99735	0,99769	0,99771	0,99795
10	0,99760	0,99760	0,99792	0,99794	0,99818
11	0,99776	0,99776	0,99816	0,99818	0,99841
12	0,99789	0,99789	0,99839	0,99839	0,99864

Fonte: Elaborado pelo autor.

Nas Tabelas 17 e 18 apresentam-se as variações percentuais da FO e da confiabilidade, respectivamente, para cada resultado fornecido para as condições de testes PM. Considerando o indicador obtido no final do HP, comparado ao indicador em $t=1$, as variações percentuais não são significativas, como pode ser observado, a maior variação da confiabilidade é obtida comparando os resultados da PM-5 e o PM-13, indicando uma variação de 0,078%, e para a função objetivo a variação foi de 0,061%. Com relação aos tempos de simulações empregados para cada condição PM, verifica-se que quanto maior o número de pontos de linearização, maior é o tempo computacional consumido.

Tabela 17 — Variação % confiabilidade sistema (PM-5, PM-10, PM-11, PM-12 e PM-13)

Variação % FO ao longo de HP($\Delta t = t(12)-t(1)$)						
PM		PM-5	PM-10	PM-11	PM-12	PM-13
	Tempo Sim.(Seg)	2,19	10,45	38,64	269,20	119,64
	Nº Linear.	12	24	48	60	72
	Var(%)-FO	1,661%	1,696%	1,721%	1,722%	1,723%
PM-5	1,661%	-	0,035%	0,059%	0,061%	0,061%
PM-10	1,696%		-	0,025%	0,026%	0,027%
PM-11	1,721%			-	0,001%	0,002%
PM-12	1,722%				-	0,001%
PM-13	1,723%					-

Fonte: Elaborado pelo autor

Tabela 18 — Variação % função objetivo (PM-5,PM-10,PM-11,PM-12 e PM-13)

Variação % CS ao longo de HP($\Delta t = t(12)-t(1)$)						
PM		PM-5	PM-10	PM-11	PM-12	PM-13
	Tempo Sim.(Seg)	2,19	10,45	38,64	269,20	119,64
	Nº Linear.	12	24	48	60	72
	Var(%)-CS	2,399%	2,399%	2,450%	2,450%	2,476%
PM-5	2,399%	-	0,000%	0,051%	0,051%	0,078%
PM-10	2,399%		-	0,051%	0,051%	0,078%
PM-11	2,450%			-	0,000%	0,026%
PM-12	2,450%				-	0,026%
PM-13	2,476%					-

Fonte: Elaborado pelo autor.

Na Tabela 19 é apresentado o indicador da função objetivo, o pseudo índice de inferência da confiabilidade e na Tabela 20 é apresentado o fator de desempenho da confiabilidade, obtidos pela implementação computacional ao final do HP, respectivamente, para cada condição PM. Verifica-se que não houve ganhos significativos devido ao aumento do número de linearizações, contudo, o tempo de simulação é maior.

Tabela 19 — Função objetivo no HP=t(12) (PM-5, PM-10, PM-11, PM-12 e PM-13)

FO: HP= t(12)						
PM		PM-5	PM-10	PM-11	PM-12	PM-13
	Tempo Sim.(Seg)	2,19	10,45	38,64	269,20	119,64
	Nº Linear.	12	24	48	60	72
	FO: HP= t(12)	0,99870	0,99867	0,99880	0,99880	0,99880
PM-5	0,99870	-	-0,00003	0,00010	0,00010	0,00010
PM-10	0,99867		-	0,00013	0,00013	0,00013
PM-11	0,99880			-	0,00000	0,00000
PM-12	0,99880				-	0,00000
PM-13	0,99880					-

Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 20 — Confiabilidade sistema: HP=t(12) (PM-5,PM-10,PM-11,PM-12 e PM-13)

CS: HP= t(12)						
PM		PM-5	PM-10	PM-11	PM-12	PM-13
	Tempo Sim.(Seg)	2,19	10,45	38,64	269,20	119,64
	Nº Linear.	12	24	48	60	72
	CS: HP= t(12)	0,99789	0,99789	0,99839	0,99839	0,99864
PM-5	0,99789	-	0,00000	0,00050	0,00050	0,00076
PM-10	0,99789		-	0,00050	0,00050	0,00076
PM-11	0,99839			-	0,00000	0,00026
PM-12	0,99839				-	0,00026
PM-13	0,99864					-

Fonte: Elaborado pelo autor

4.2.5 Influência individual de cada parâmetro ponderador

Para os planos de manutenção gerados pelas condições de testes PM-1 ao PM-13, usados nas comparações e análises anteriores, os pesos: P_{po_1} , P_{po_2} , P_{po_3} , P_{po_4} , P_{po_5} ,

P_{po_6} , P_{po_7} , P_{po_8} , P_{po_9} , P_{po_10} , P_{po_11} , P_{po_12} , e P_{po_13} , foram calibrados empiricamente através de tentativas e erros, sem uma estratégia específica. Nesta seção apresenta-se uma avaliação de sensibilidade destes pesos associada a cada parâmetro ponderador, individualmente e de que maneira esses pesos influenciam nos resultados das tarefas de manutenção obtidas. Dessa forma, foram geradas 13 condições de testes denominadas de PM-14 a PM-26. A metodologia empregada consistiu em manter o parâmetro ponderador sob análise de interesse em valor igual a 1, e os demais são considerados iguais a zero. O orçamento disponibilizado adotado foi o mesmo aplicado na condição de teste PM-3, onde se verificou que a métrica TA total foi de 52,9% e o IAR total foi de 91,02%.

Considerando as condições de testes definidas acima, tomando uma amostra das principais seções impactadas, vamos considerar apenas as dez mais significativas, e fazer uma avaliação mais aprofundada.

Para os PM-14 e PM-15, onde são considerados os parâmetros $P_{pp_1_s}$ (Fator de contribuição: potência fornecida pela seção s por hora) e $P_{pp_2_s}$ (Fator de contribuição: carregamento médio da seção s), onde as dez seções que mais impactam são as seções 21, 48, 14, 20, 12, 4, 10, 25, 8 e 14, conforme pode-se observar no Apêndice B, logo verifica-se que são estas seções que são atribuídos os maiores fatores ponderadores apresentados pela Figura 41 e Figura 42. É verificado que para o PM-14 e PM-15, enquanto a TA total do sistema fica em 52 %, conforme apresentado na Tabela 21, para as dez seções, a TA média é de 97%, conforme apresentado na Tabela 22, evidenciando a priorização das seções, conforme proposta pela metodologia.

Para o PM-16 , onde é considerado o parâmetro $P_{pp_3_s}$ (Fator de contribuição: quantidade de consumidores residenciais da seção s), onde as dez seções que mais impactam são as seções 48, 14, 16, 20, 4, 21, 12, 10, 25 e 2, conforme pode-se observar no Apêndice B, logo verifica-se que são estas seções que são atribuídos os maiores fatores ponderadores apresentados pela Figura 43. É verificado que o PM-16 apresenta uma TA total do sistema de 51,7 %, conforme apresentado na Tabela 21, para as dez seções, a TA média é de 100%, conforme apresentado na Tabela 22 , evidenciando a priorização das seções, conforme proposta pela metodologia.

Para o PM-17, onde é considerado o parâmetro $P_{pp_4_s}$ (Fator de contribuição: quantidade de consumidores rurais da seção s), onde as dez seções que mais impactam são as seções 4, 48, 20, 14, 21, 12, 22, 25, 2 e 10, conforme pode-se observar no Apêndice B, logo verifica-se que são estas seções que são atribuídos os maiores fatores ponderadores apresentados pela Figura 44. É verificado que o PM-17 apresenta uma TA total do sistema de 51,7 %, conforme apresentado na Tabela 21, para as dez seções, a TA média é de 100%, conforme apresentado na

Tabela 22 , evidenciando a priorização das seções, conforme proposta pela metodologia.

Para o PM-18, onde é considerado o parâmetro $P_{pp_5_s}$ (Fator de contribuição: quantidade de consumidores comercial, industrial da seção s), onde as dez seções que mais impactam são as seções 25, 48, 24, 14, 20, 49, 4, 21, 53 e 54, conforme pode-se observar no Apêndice B, logo verifica-se que são estas seções que são atribuídos os maiores fatores ponderadores apresentados pela Figura 45. É verificado que o PM-18 apresenta uma TA total do sistema de 43,2 %, conforme apresentado na Tabela 21, para as dez seções, a TA média é de 100%, conforme apresentado na Tabela 22 , evidenciando a priorização das seções, conforme proposta pela metodologia.

Para o PM-19, onde é considerado o parâmetro $P_{pp_6_s}$ (Fator de contribuição: quantidade de consumidores de iluminação pública da seção s), onde as dez seções que mais impactam são as seções 33, 39, 40, 12, 42, 34, 45, 32, 21 e 31, conforme pode-se observar no Apêndice B, logo verifica-se que são estas seções que são atribuídos os maiores fatores ponderadores apresentados pela Figura 46. É verificado que o PM-19 apresenta uma TA total do sistema de 51,7 %, conforme apresentado na Tabela 21, para as dez seções, a TA média é de 35%, conforme apresentado na Tabela 22, verifica-se que para esse parâmetro, grande parte das seções elencadas acima, estão localizadas nas extremidades do sistema, fazendo com que as seções que antecedem essas seções fossem priorizadas.

Para o PM-20, onde é considerado o parâmetro $P_{pp_7_s}$ (Fator de contribuição: quantidade de consumidores-Grupo prioritários instalados na seção s), onde as dez seções que mais impactam são as seções 33, 39, 40, 12, 48, 42, 16, 34, 45 e 7, conforme pode-se observar no Apêndice B, logo verifica-se que são estas seções que são atribuídos os maiores fatores ponderadores apresentados pela Figura 47. É verificado que o PM-20 apresenta uma TA total do sistema de 52,4 %, conforme apresentado na Tabela 21, para as dez seções, a TA média é de 43,2%, conforme apresentado na Tabela 22, verifica-se que para esse parâmetro, grande parte das seções elencadas acima, estão localizadas nas extremidades do sistema, fazendo com que as seções que antecedem essas seções fossem priorizadas.

Para o PM-21, onde é considerado o parâmetro $P_{pp_8_s}$ (Fator de contribuição: quantidade de consumidores do Grupo A instalados na seção s), onde apenas seis seções contêm clientes Grupo A, sendo eles 19, 25, 4, 6, 20 e 26, conforme pode-se observar no Apêndice B, logo verifica-se que são estas seções que são atribuídos os maiores fatores ponderadores apresentados pela Figura 48. É verificado que o PM-21 apresenta uma TA total do sistema de 30,3 %, conforme apresentado na Tabela 21, para as seis seções, a TA média é de 100%, conforme apresentado na Tabela 22 , evidenciando a priorização das seções, conforme proposta pela metodologia. Nesse

caso específico, nas demais seções os fatores ponderados são zerados, o que justifica a não atribuição de TM.

Para o PM-22, onde é considerado o parâmetro $P_{pp_9_s}$ (Fator de contribuição: contribuição de cada seção s no indicador DEC apurado durante o ano anterior ao HP), onde as dez seções que mais impactam são as seções 41, 11, 33, 36, 45, 26, 17, 49, 25 e 16, conforme pode-se observar no Apêndice B, logo verifica-se que são estas seções que são atribuídos os maiores fatores ponderadores apresentados pela Figura 49. É verificado que o PM-22 apresenta uma TA total do sistema de 52,2 %, conforme apresentado na Tabela 21, para as dez seções, a TA média é de 87 %, conforme apresentado na Tabela 22 , evidenciando a priorização das seções, conforme proposta pela metodologia.

Para o PM-23, onde é considerado o parâmetro $P_{pp_10_s}$ (Fator de contribuição: contribuição de cada seção s no indicador FEC apurado durante o ano anterior ao HP), onde as dez seções que mais impactam são as seções 41, 36, 11, 33, 17, 45, 26, 54, 53 e 10 , conforme pode-se observar no Apêndice B, logo verifica-se que são estas seções que são atribuídos os maiores fatores ponderadores apresentados pela Figura 50. É verificado que o PM-23 apresenta uma TA total do sistema de 52,2 %, conforme apresentado na Tabela 21, para as dez seções, a TA média é de 88 %, conforme apresentado na Tabela 22 , evidenciando a priorização das seções, conforme proposta pela metodologia.

Para o PM-24, onde é considerado o parâmetro $P_{pp_11_s}$ (Fator de contribuição: quantitativo de valores monetários pagos compulsoriamente na forma de multa aos consumidores da seção s em função de violação de indicadores individuais de continuidade DIC), onde as dez seções que mais impactam são as seções 42, 41, 45, 25, 44, 22, 12, 36, 43 e 9 , conforme pode-se observar no Apêndice B, logo verifica-se que são estas seções que são atribuídos os maiores fatores ponderadores apresentados pela Figura 51. É verificado que o PM-24 apresenta uma TA total do sistema de 52,2 %, conforme apresentado na Tabela 21, para as dez seções, a TA média é de 88 %, conforme apresentado na Tabela 22 , evidenciando a priorização das seções, conforme proposta pela metodologia.

Para o PM-25, onde é considerado o parâmetro $P_{pp_12_s}$ (Fator de contribuição: quantitativo de valores monetários pagos compulsoriamente na forma de multa aos consumidores da seção s em função de violação de indicadores individuais de continuidade FIC), onde apenas cinco seções há registros de pagamento de multas são elas, seção 54, 22, 42, 25 e 52, conforme pode-se observar no Apêndice B, logo verifica-se que são estas seções que são atribuídos os maiores fatores ponderadores apresentados pela Figura 52. É verificado que o PM-25 apresenta uma TA total do sistema de 30,6 %, conforme apresentado na Tabela 21, para as cinco seções, a

TA média é de 94 %, conforme apresentado na Tabela 22 , evidenciando a priorização das seções, conforme proposta pela metodologia.

Para o PM-26, onde é considerado o parâmetro $P_{pp_{13_s}}$ (Fator de contribuição: carga instalada interrompida pela seção s mais as cargas das seções a jusante de s), onde as dez seções que mais impactam são as seções 1, 3, 5, 6, 8, 48, 14, 4, 50 e 16 conforme pode-se observar no Apêndice B, logo verifica-se que são estas seções que são atribuídos os maiores fatores ponderadores apresentados pela Figura 53 . É verificado que o PM-26 apresenta uma TA total do sistema de 51 %, conforme apresentado na Tabela 21, para as dez seções, a TA média é de 100 %, conforme apresentado na Tabela 22 , evidenciando a priorização das seções, conforme proposta pela metodologia.

Tabela 21 — TM atribuídas e TA

(PM-14, PM-15, PM-16, PM-17, PM-18, PM-19, PM-20, PM-21, PM-22, PM-23, PM-24, PM-25, e PM-26)

Qtde.	Equipamentos instalados										TA
	CHP		CHM		TR		LD		TOTAL		
	33		22		325		55		435		
	Tarefas de manutenção atribuídas										
	CHP		CHM		TR		LD		TOTAL		
	LE	LD	LE	LD	LE	LD	LE	LD	LE	LD	
PM-14	0	31	3	19	31	89	26	27	60	166	52,0%
	0%	100%	14%	86%	26%	74%	49%	51%	27%	73%	
PM-15	1	31	1	21	30	91	30	23	62	165	52,2%
	3%	97%	5%	95%	25%	75%	57%	43%	27%	73%	
PM-16	0	30	3	19	31	90	28	24	62	163	51,7%
	0%	100%	14%	86%	26%	74%	54%	46%	28%	72%	
PM-17	0	30	3	19	31	90	28	24	62	163	51,7%
	0%	100%	14%	86%	26%	74%	54%	46%	28%	72%	
PM-18	6	14	1	18	32	84	20	13	59	129	43,2%
	30%	70%	5%	95%	28%	72%	61%	39%	31%	69%	
PM-19	0	30	2	19	30	92	30	22	62	163	51,7%
	0%	100%	10%	90%	25%	75%	58%	42%	28%	72%	
PM-20	0	30	1	21	30	91	31	23	62	166	52,4%
	0%	100%	5%	95%	25%	75%	57%	43%	27%	73%	
PM-21	2	28	6	13	17	38	5	23	30	102	30,3%
	7%	93%	32%	68%	31%	69%	18%	82%	23%	77%	
PM-22	0	31	1	21	30	90	29	25	60	167	52,2%
	0%	100%	5%	95%	25%	75%	54%	46%	26%	74%	
PM-23	0	31	6	16	30	90	28	26	64	163	52,2%
	0%	100%	27%	73%	25%	75%	52%	48%	28%	72%	
PM-24	0	31	6	16	30	90	28	26	64	163	52,2%
	0%	100%	27%	73%	25%	75%	52%	48%	28%	72%	
PM-25	1	9	3	14	24	56	11	15	39	94	30,6%
	10%	90%	18%	82%	30%	70%	42%	58%	29%	71%	
PM-26	1	29	3	19	32	86	23	29	59	163	51,0%
	3%	97%	14%	86%	27%	73%	44%	56%	27%	73%	

Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 22 — TA média: Top 10/ Seção

(PM-14, PM-15, PM-16 , PM-17, PM-18, PM-19, PM-20, PM-21, PM-22, PM-23, PM-24, PM-25, e PM-26)

	Top 10										TA
	Seção/ TA										Média
PM-14	21	48	14	20	12	4	10	25	8	24	97%
	100%	100%	100%	100%	71%	100%	100%	100%	100%	100%	
PM-15	21	48	14	20	12	4	10	25	8	24	97%
	100%	100%	100%	100%	71%	100%	100%	100%	100%	100%	
PM-16	48	14	16	20	4	21	12	10	25	2	100%
	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	
PM-17	48	14	16	20	4	21	12	10	25	2	100%
	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	
PM-18	25	48	24	14	20	49	4	21	53	2	100%
	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	
PM-19	33	39	40	12	42	34	45	32	21	31	35%
	18%	63%	35%	43%	17%	23%	22%	13%	15%	100%	
PM-20	33	39	40	12	48	16	34	45	7	32	43%
	18%	61%	30%	21%	91%	100%	21%	22%	51%	13%	
PM-21	25	4	6	20	26	-	-	-	-	-	100%
	100%	100%	100%	100%	100%						
PM-22	41	11	33	36	45	26	17	49	25	16	87%
	100%	100%	18%	100%	67%	100%	100%	83%	100%	100%	
PM-23	41	36	11	33	17	45	26	53	16	10	88%
	100%	100%	100%	18%	100%	67%	100%	100%	100%	100%	
PM-24	41	36	11	33	17	45	26	53	16	10	88%
	100%	100%	100%	18%	100%	67%	100%	100%	100%	100%	
PM-25	22	42	25	52	-	-	-	-	-	-	94%
	100%	78%	100%	100%							
PM-26	1	3	5	6	8	48	14	4	50	16	100%
	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	

Fonte: Elaborado pelo autor.

A Tabela 23 apresenta o IAR para os PM-14 ao PM-26, destacando que os PM-21 e PM-25, apresentaram um baixo IAR, em função destes PM's apresentarem fatores ponderadores zerados para maioria das seções, os recursos foram destinados apenas as seções onde há registros fatores ponderadores $P_{pp_8_s}$ e $P_{pp_12_s}$ conforme apresentado no Apêndice B.

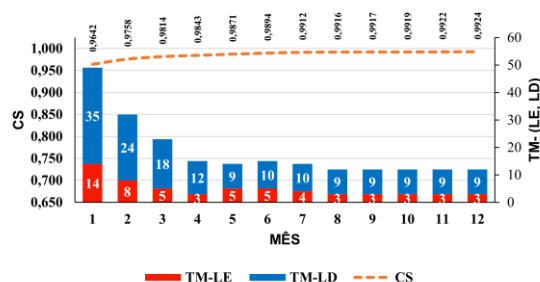
Tabela 23 — Relação recursos disponibilizados versus recursos aplicados-IAR
(PM-14, PM-15, PM-16, PM-17, PM-18, PM-19, PM-20, PM-21, PM-22, PM-23, PM-24,
PM-25, e PM-26)

Recursos Disponibilizados x Recursos Aplicados (US\$)					
			LE	LD	Total
	US\$ (Disp.)	\$	42.130,00	\$	31.660,00
PM-14	US\$ (Aplic.)	\$	35.750,00	\$	31.070,00
	IAR		84,86%	98,14%	90,55%
PM-15	US\$ (Aplic.)	\$	35.770,00	\$	31.100,00
	IAR		84,90%	98,23%	90,62%
PM-16	US\$ (Aplic.)	\$	36.540,00	\$	30.890,00
	IAR		86,73%	97,57%	91,39%
PM-17	US\$ (Aplic.)	\$	36.540,00	\$	30.890,00
	IAR		86,73%	97,57%	91,39%
PM-18	US\$ (Aplic.)	\$	35.550,00	\$	27.030,00
	IAR		84,38%	85,38%	84,82%
PM-19	US\$ (Aplic.)	\$	35.770,00	\$	31.180,00
	IAR		84,90%	98,48%	90,73%
PM-20	US\$ (Aplic.)	\$	35.920,00	\$	31.140,00
	IAR		85,26%	98,36%	90,87%
PM-21	US\$ (Aplic.)	\$	17.910,00	\$	15.560,00
	IAR		42,51%	49,15%	45,34%
PM-22	US\$ (Aplic.)	\$	35.380,00	\$	31.140,00
	IAR		83,98%	98,36%	90,15%
PM-23	US\$ (Aplic.)	\$	35.720,00	\$	31.120,00
	IAR		84,79%	98,29%	90,57%
PM-24	US\$ (Aplic.)	\$	35.720,00	\$	31.120,00
	IAR		84,79%	98,29%	90,57%
PM-25	US\$ (Aplic.)	\$	25.450,00	\$	18.990,00
	IAR		60,41%	59,98%	60,22%
PM-26	US\$ (Aplic.)	\$	35.990,00	\$	30.430,00
	IAR		85,43%	96,11%	90,01%

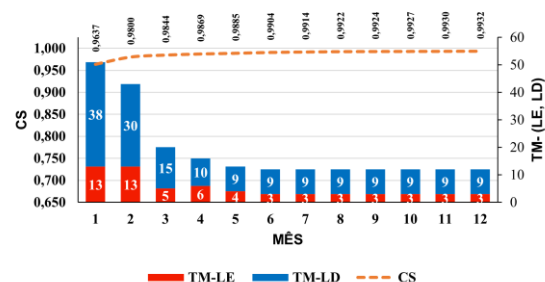
Fonte: Elaborado pelo autor.

Na Figura 36 apresenta-se o comportamento da confiabilidade do sistema em função das tarefas de manutenção atribuídas ao longo do HP, para as condições de testes PM-14 até a PM-26.

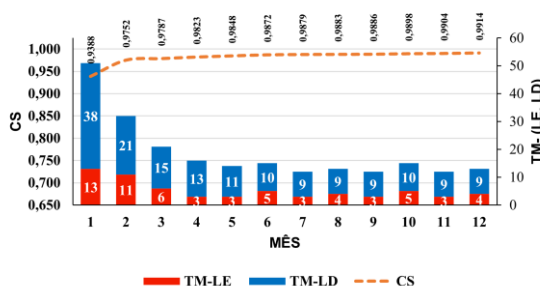
Figura 36 — Relação CS versus tarefas de manutenção atribuídas



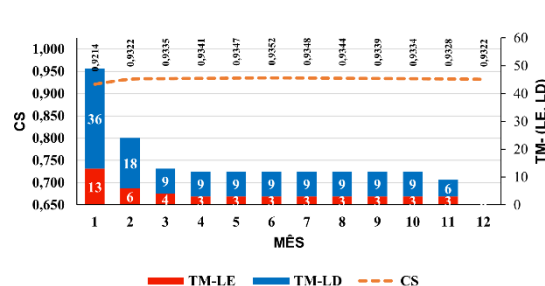
(a) PM-14



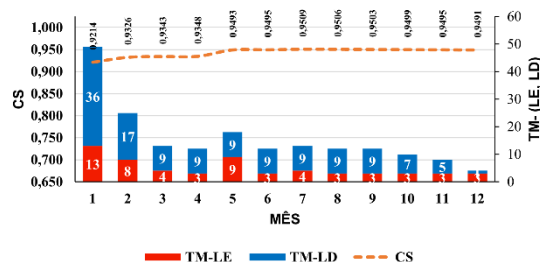
(b) PM-15



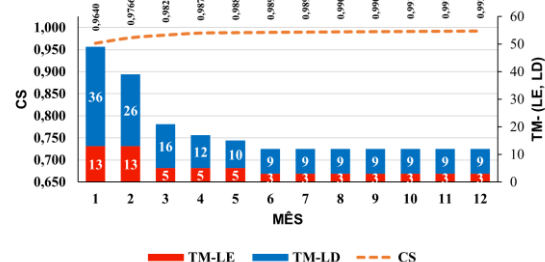
(c) PM-16



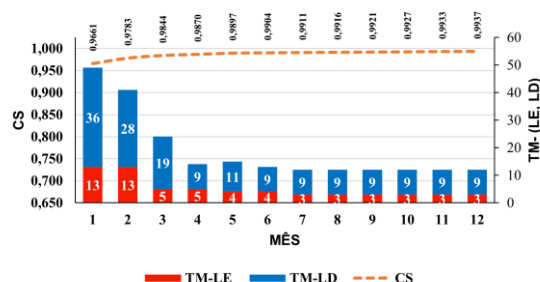
(d) PM-17



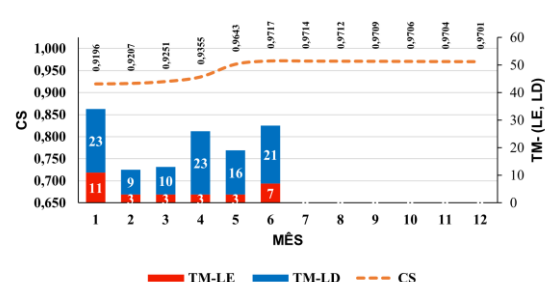
(e) PM-18



(f) PM-19

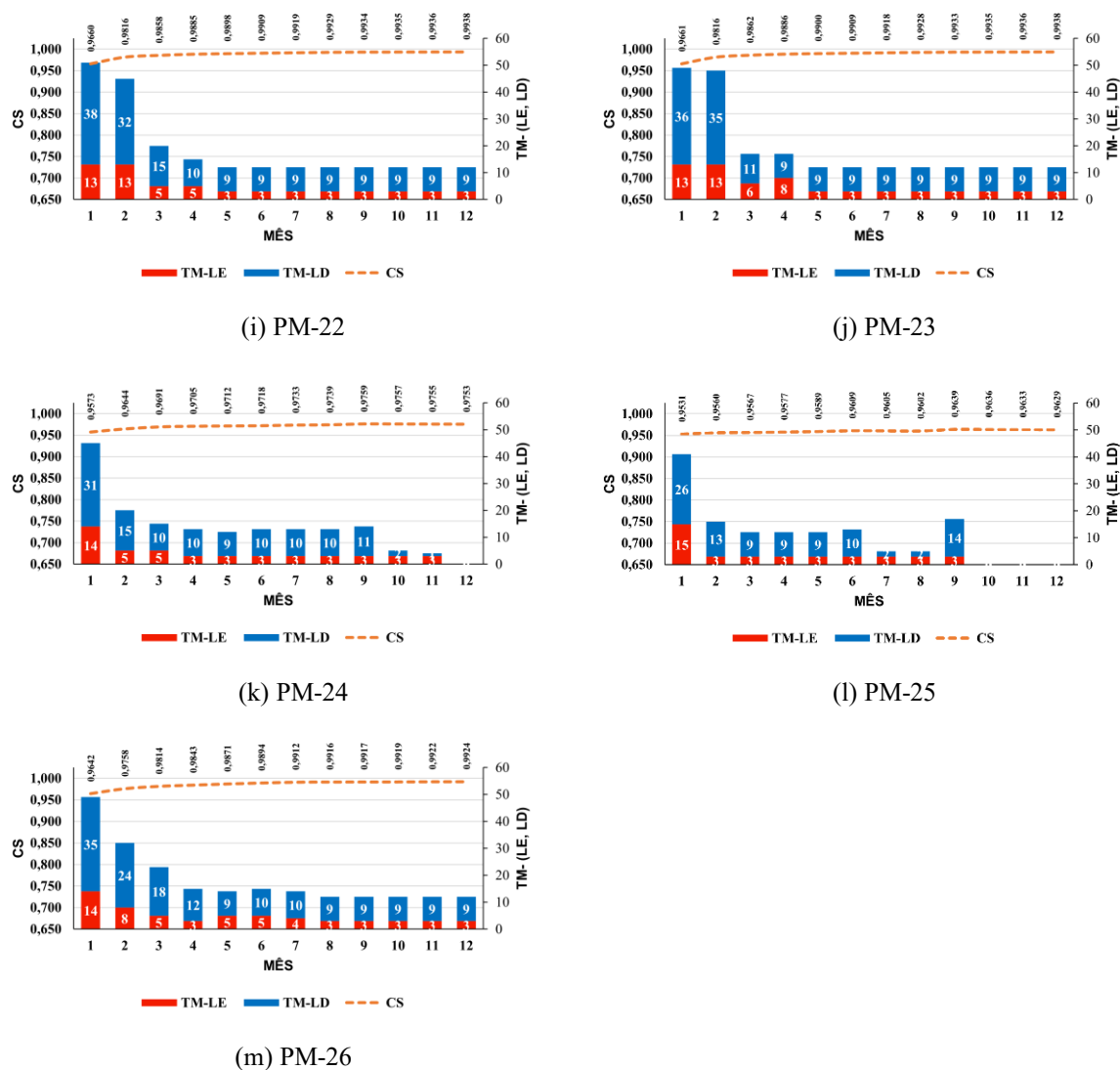


(g) PM-20



(h) PM-21

Figura 37 — Relação CS versus tarefas de manutenção atribuídas (Continuação)



Fonte: Elaborado pelo autor.

Na Figura 38 apresenta-se o comportamento da FO em função dos recursos acumulados aplicados ao longo do HP obtido para as condições de testes de PM-14 a PM-26.

Figura 38 — Relação FO versus recursos financeiros acumulados aplicados

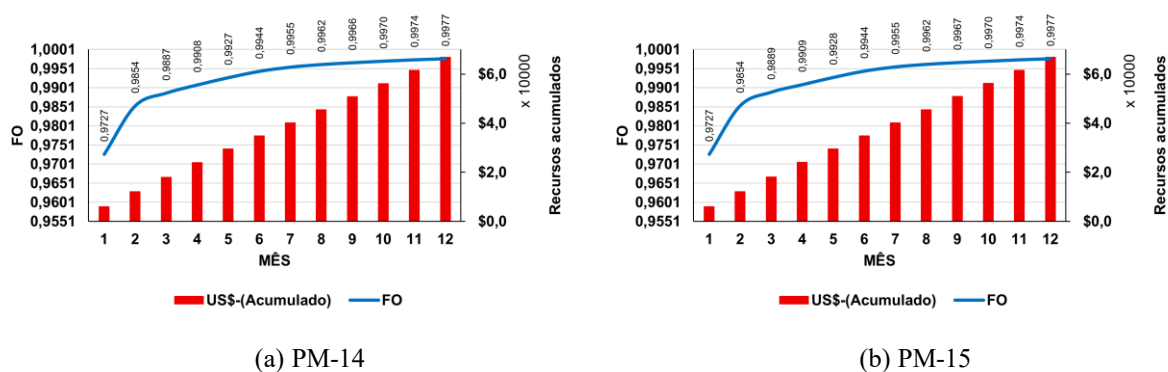
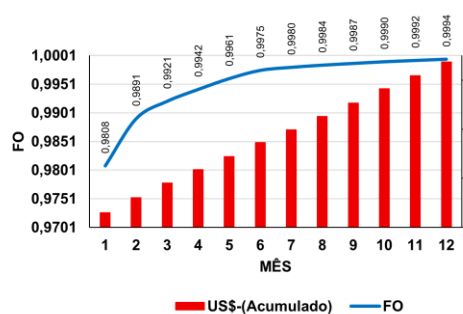
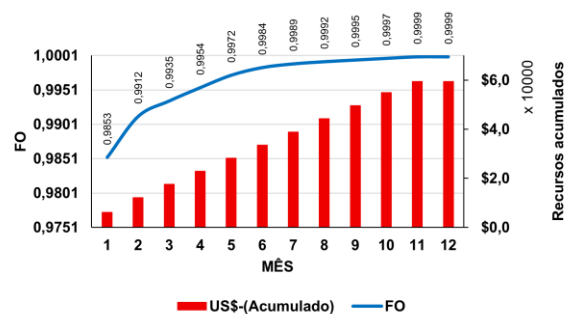


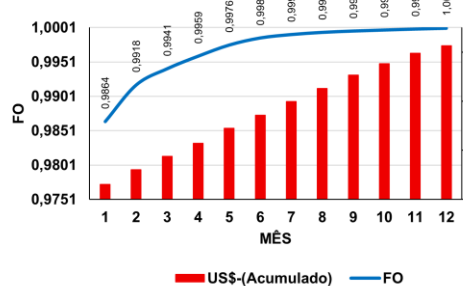
Figura 398 — Relação FO versus recursos financeiros acumulados aplicados (Continuação)



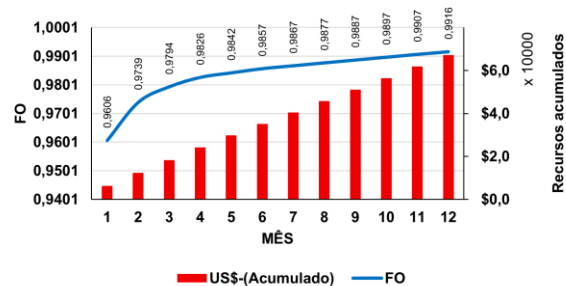
(c) PM-16



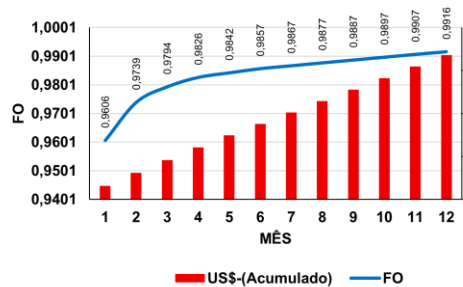
(d) PM-17



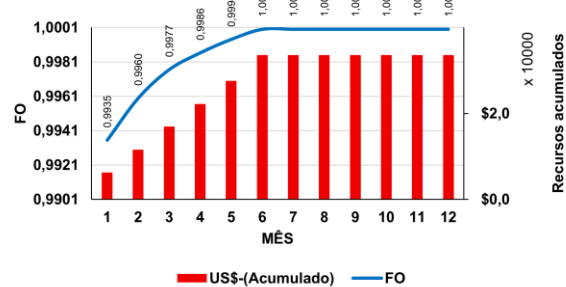
(e) PM-18



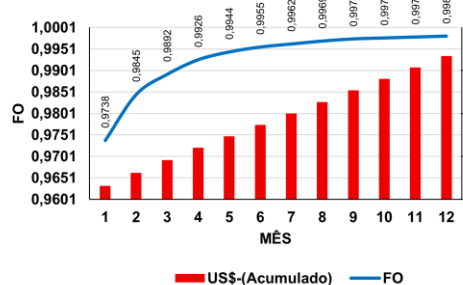
(f) PM-19



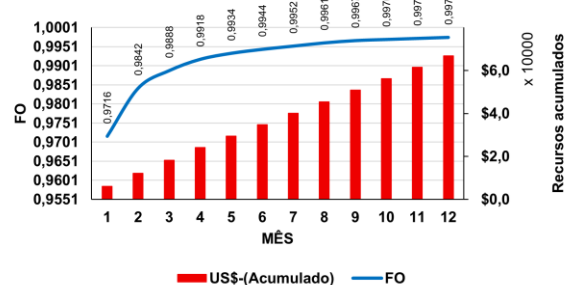
(g) PM-20



(h) PM-21

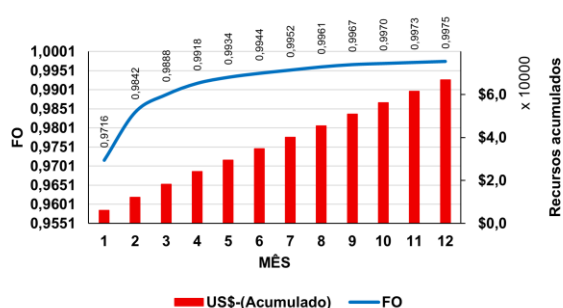


(i) PM-22

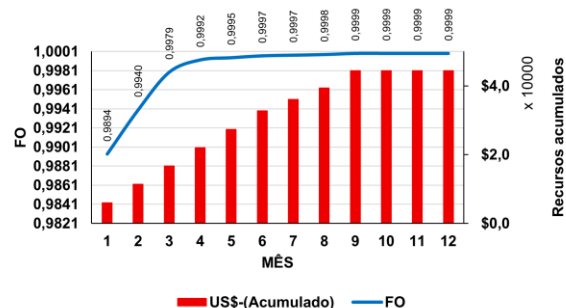


(j) PM-23

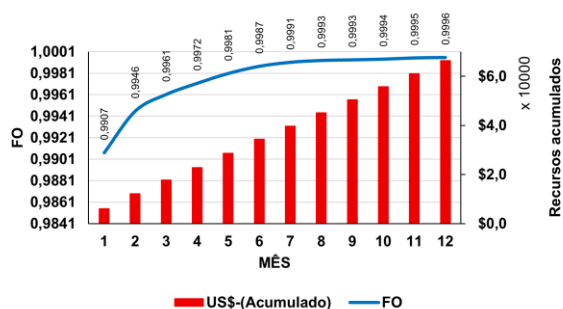
Figura 408 — Relação FO versus recursos financeiros acumulados aplicados
(Continuação)



(k) PM-24



(l) PM-25



(m) PM-26

Fonte: Elaborado pelo autor.

Nas Figuras 40 a Figura 53 apresenta-se um painel indicando a relação do *ranking* gerado pelo fator ponderador para cada seção, o diagrama da TA de cada seção e o diagrama da variação da CSEC de cada seção, fornecidos pelas condições de testes de PM-14 a PM-26.

Figura 41 — Painel: PM-14

Ranking fator ponderador

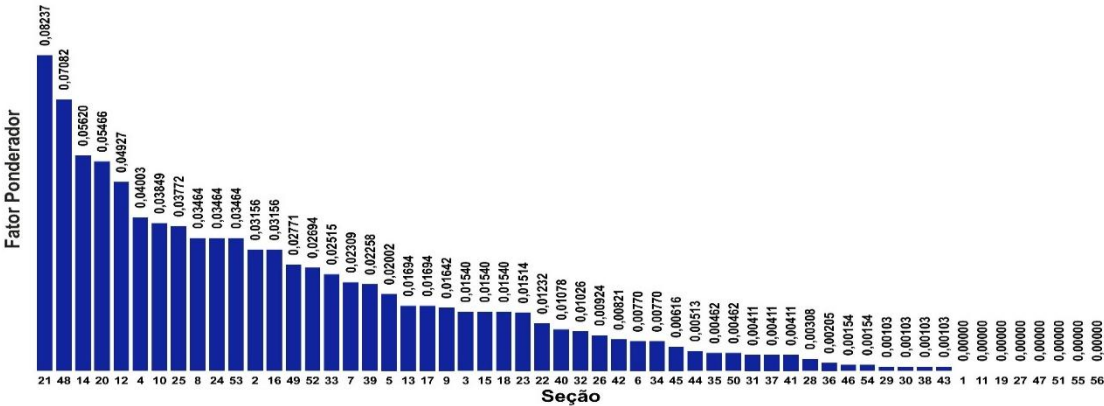
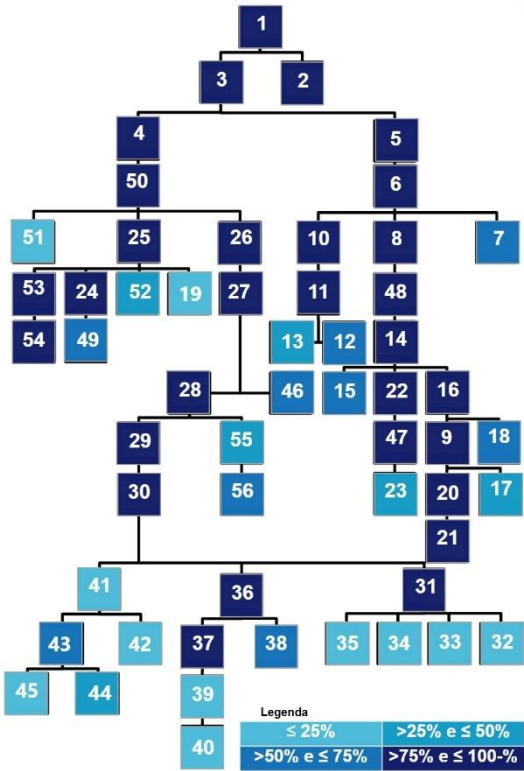


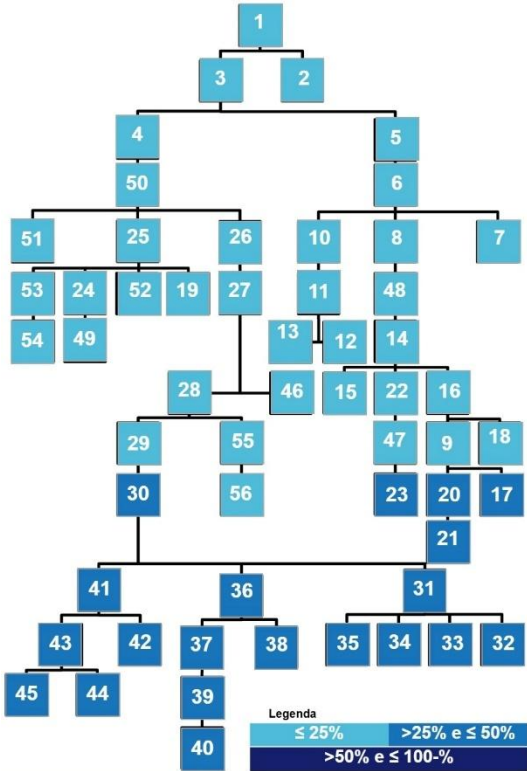
Diagrama TA -Seção



Legenda de dados:

Seção	TA (%)	Seção	TA (%)	Seção	TA (%)	Seção	TA (%)
1	100,0%	15	50,0%	29	100,0%	43	50,0%
2	83,3%	16	100,0%	30	100,0%	44	28,6%
3	100,0%	17	40,0%	31	100,0%	45	22,2%
4	100,0%	18	50,0%	32	12,5%	46	50,0%
5	100,0%	19	0,0%	33	4,7%	47	100,0%
6	100,0%	20	100,0%	34	18,2%	48	100,0%
7	50,0%	21	100,0%	35	20,0%	49	50,0%
8	100,0%	22	75,0%	36	100,0%	50	100,0%
9	100,0%	23	40,0%	37	100,0%	51	0,0%
10	100,0%	24	100,0%	38	50,0%	52	40,0%
11	100,0%	25	100,0%	39	13,0%	53	100,0%
12	71,4%	26	100,0%	40	8,7%	54	80,0%
13	40,0%	27	100,0%	41	22,2%	55	25,0%
14	100,0%	28	100,0%	42	11,1%	56	50,0%

Diagrama Var % CSEC-Seção



Legenda de dados:

Seção	Var(%) CSEC	Seção	Var(%) CSEC	Seção	Var(%) CSEC	Seção	Var(%) CSEC
1	2,06%	15	21,18%	29	22,30%	43	33,62%
2	5,76%	16	19,86%	30	26,65%	44	38,17%
3	4,28%	17	28,46%	31	31,57%	45	38,15%
4	6,75%	18	23,97%	32	35,96%	46	15,37%
5	6,62%	19	11,26%	33	35,72%	47	23,75%
6	8,96%	20	27,30%	34	36,01%	48	14,32%
7	11,19%	21	32,57%	35	36,02%	49	18,06%
8	11,40%	22	19,64%	36	31,34%	50	9,01%
9	24,21%	23	27,99%	37	36,18%	51	8,69%
10	13,08%	24	14,09%	38	35,83%	52	15,40%
11	16,94%	25	11,59%	39	40,82%	53	14,16%
12	19,89%	26	11,45%	40	43,74%	54	18,22%
13	20,94%	27	13,74%	41	30,95%	55	20,40%
14	17,16%	28	18,08%	42	35,29%	56	22,77%

Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 42 — Painel: PM-15

Ranking fator ponderador

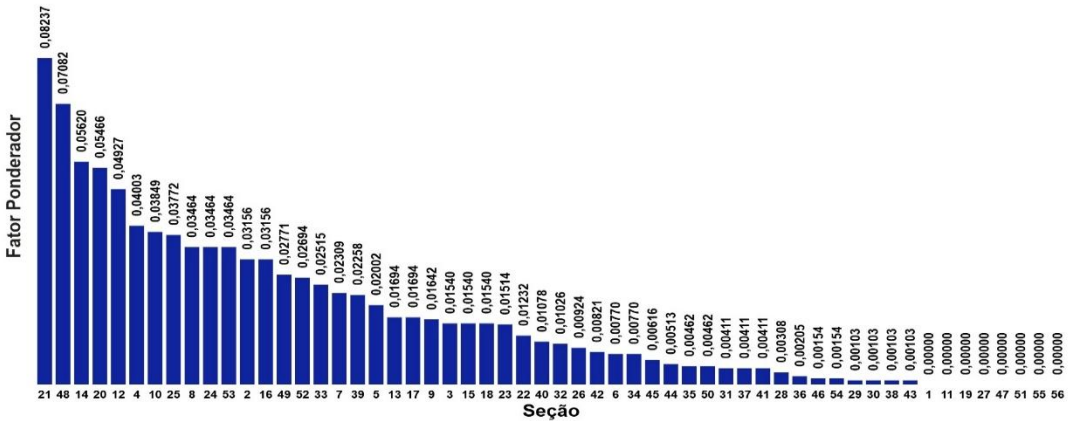
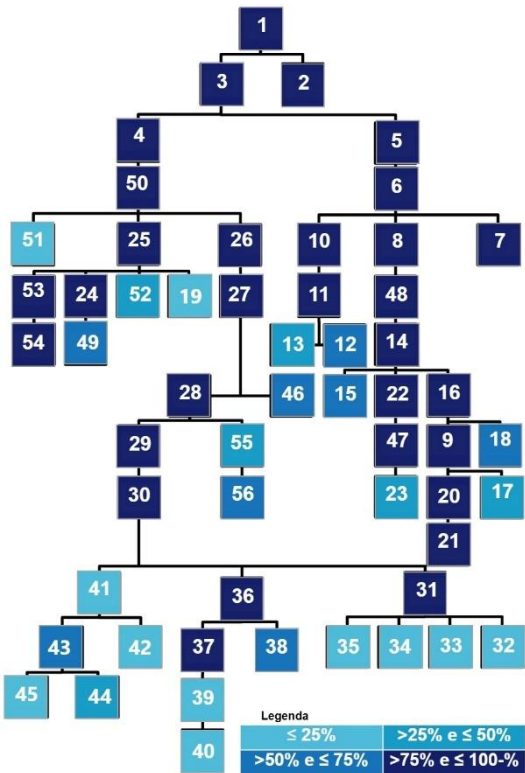


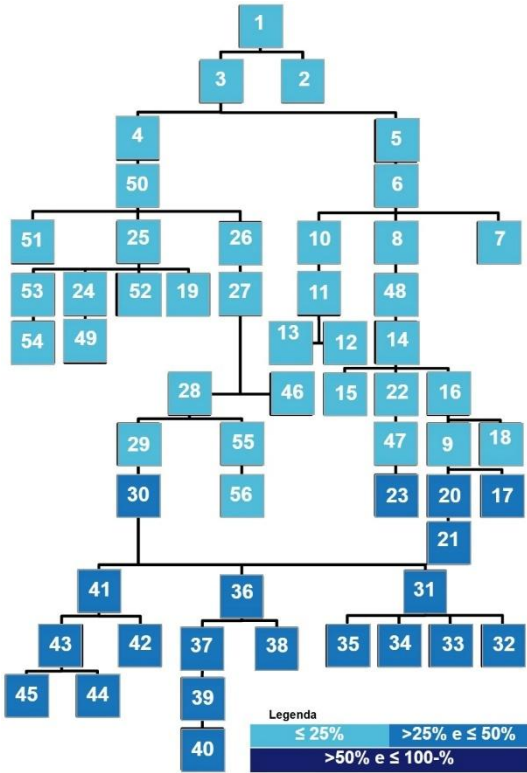
Diagrama TA -Seção



Legenda de dados:

Seção	TA (%)	Seção	TA (%)	Seção	TA (%)	Seção	TA (%)
1	100,0%	15	50,0%	29	100,0%	43	50,0%
2	83,3%	16	100,0%	30	100,0%	44	28,6%
3	100,0%	17	40,0%	31	100,0%	45	22,2%
4	100,0%	18	50,0%	32	12,5%	46	50,0%
5	100,0%	19	0,0%	33	4,7%	47	100,0%
6	100,0%	20	100,0%	34	18,2%	48	100,0%
7	50,0%	21	100,0%	35	20,0%	49	50,0%
8	100,0%	22	75,0%	36	100,0%	50	100,0%
9	100,0%	23	40,0%	37	100,0%	51	0,0%
10	100,0%	24	100,0%	38	50,0%	52	40,0%
11	100,0%	25	100,0%	39	13,0%	53	100,0%
12	71,4%	26	100,0%	40	8,7%	54	80,0%
13	40,0%	27	100,0%	41	22,2%	55	25,0%
14	100,0%	28	100,0%	42	11,1%	56	50,0%

Diagrama Var % CSEC-Seção



Legenda de dados:

Seção	Var(%) CSEC	Seção	Var(%) CSEC	Seção	Var(%) CSEC	Seção	Var(%) CSEC
1	2,06%	15	21,18%	29	22,30%	43	33,62%
2	5,76%	16	19,86%	30	26,65%	44	38,17%
3	4,28%	17	28,46%	31	31,57%	45	38,15%
4	6,75%	18	23,97%	32	35,96%	46	15,37%
5	6,62%	19	11,26%	33	35,72%	47	23,75%
6	8,96%	20	27,30%	34	36,01%	48	14,32%
7	11,26%	21	32,57%	35	36,02%	49	18,06%
8	11,40%	22	19,64%	36	31,34%	50	9,01%
9	24,21%	23	27,99%	37	36,18%	51	8,69%
10	13,05%	24	14,09%	38	35,83%	52	15,40%
11	16,94%	25	11,59%	39	40,82%	53	14,16%
12	19,89%	26	11,45%	40	43,74%	54	18,22%
13	20,94%	27	13,74%	41	30,95%	55	20,40%
14	17,16%	28	18,08%	42	35,29%	56	22,77%

Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 43 — Painel: PM-16

Ranking fator ponderador

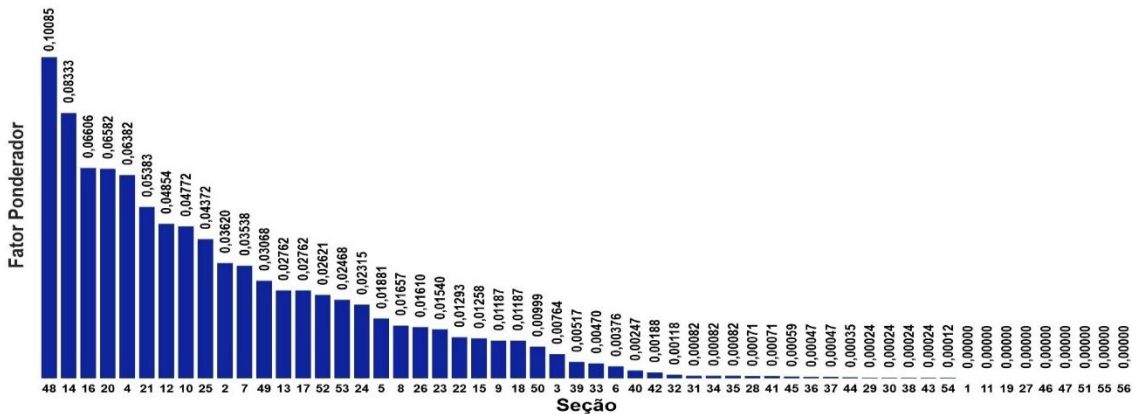
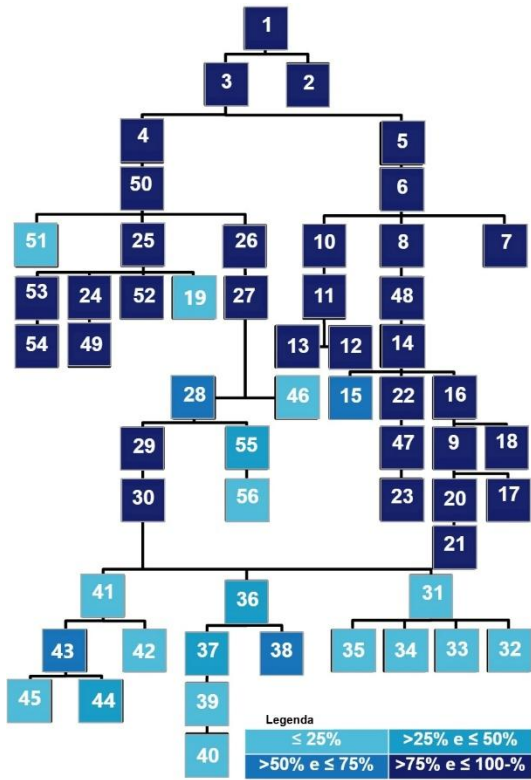


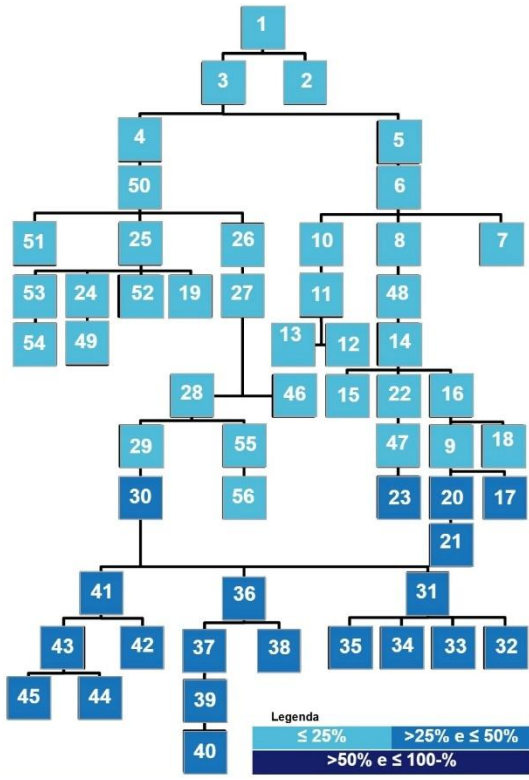
Diagrama TA -Seção



Legenda de dados:

Seção	TA (%)	Seção	TA (%)	Seção	TA (%)	Seção	TA (%)
1	100,0%	15	50,0%	29	100,0%	43	50,0%
2	100,0%	16	100,0%	30	100,0%	44	28,6%
3	100,0%	17	100,0%	31	22,2%	45	22,2%
4	100,0%	18	75,0%	32	12,5%	46	0,0%
5	100,0%	19	0,0%	33	4,7%	47	100,0%
6	100,0%	20	100,0%	34	18,2%	48	100,0%
7	100,0%	21	100,0%	35	20,0%	49	100,0%
8	100,0%	22	100,0%	36	33,3%	50	100,0%
9	100,0%	23	80,0%	37	33,3%	51	0,0%
10	100,0%	24	100,0%	38	50,0%	52	100,0%
11	100,0%	25	100,0%	39	4,3%	53	100,0%
12	100,0%	26	100,0%	40	8,7%	54	100,0%
13	100,0%	27	100,0%	41	22,2%	55	25,0%
14	100,0%	28	50,0%	42	11,1%	56	0,0%

Diagrama Var % CSEC-Seção



Legenda de dados:

Seção	Var(%) CSEC	Seção	Var(%) CSEC	Seção	Var(%) CSEC	Seção	Var(%) CSEC
1	2,06%	15	21,18%	29	21,97%	43	33,26%
2	5,82%	16	19,86%	30	26,32%	44	37,79%
3	4,28%	17	28,72%	31	30,59%	45	37,77%
4	6,75%	18	24,06%	32	34,94%	46	13,54%
5	5,62%	19	11,26%	33	34,83%	47	23,83%
6	8,96%	20	27,30%	34	34,99%	48	14,32%
7	11,33%	21	32,57%	35	35,00%	49	18,30%
8	11,40%	22	19,72%	36	30,62%	50	9,01%
9	24,21%	23	28,25%	37	35,08%	51	8,69%
10	13,05%	24	14,09%	38	35,10%	52	15,64%
11	16,94%	25	11,59%	39	39,48%	53	14,16%
12	20,22%	26	11,45%	40	42,35%	54	18,30%
13	21,18%	27	13,74%	41	30,59%	55	20,07%
14	17,16%	28	17,77%	42	34,92%	56	22,44%

Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 44 — Painei: PM-17

Ranking fator ponderador

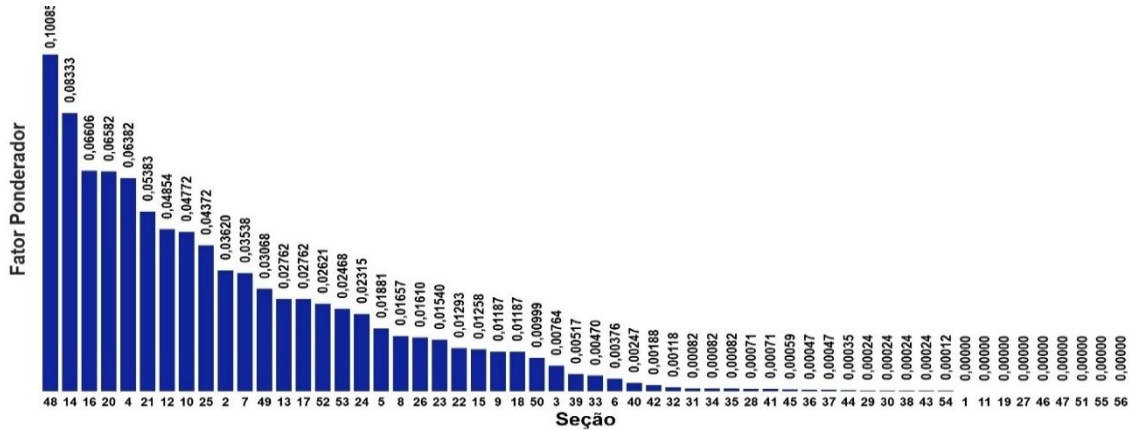
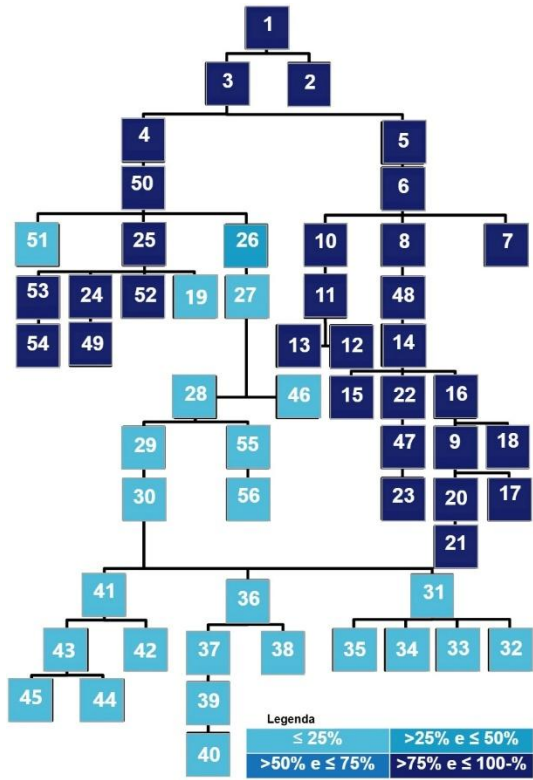


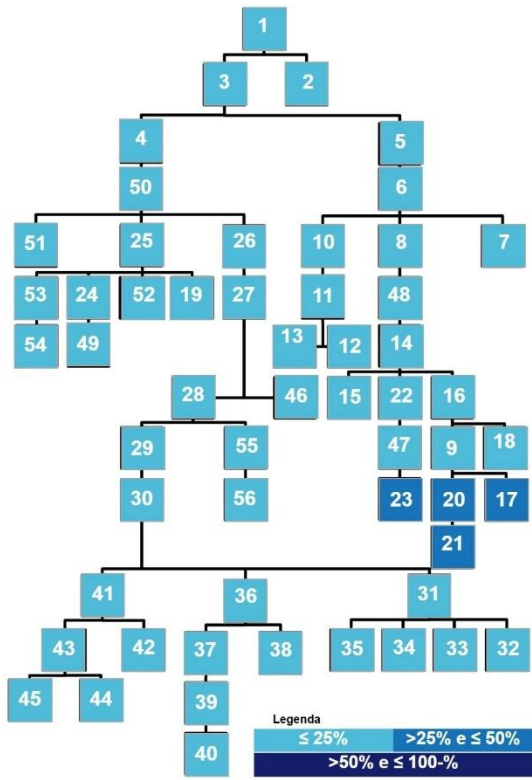
Diagrama TA -Seção



Legenda de dados:

Seção	TA (%)	Seção	TA (%)	Seção	TA (%)	Seção	TA (%)
1	100,0%	15	100,0%	29	0,0%	43	0,0%
2	100,0%	16	100,0%	30	0,0%	44	0,0%
3	100,0%	17	100,0%	31	0,0%	45	0,0%
4	100,0%	18	100,0%	32	0,0%	46	0,0%
5	100,0%	19	0,0%	33	0,0%	47	100,0%
6	100,0%	20	100,0%	34	0,0%	48	100,0%
7	100,0%	21	92,3%	35	0,0%	49	83,3%
8	100,0%	22	100,0%	36	0,0%	50	100,0%
9	100,0%	23	100,0%	37	0,0%	51	0,0%
10	100,0%	24	100,0%	38	0,0%	52	100,0%
11	100,0%	25	100,0%	39	0,0%	53	100,0%
12	100,0%	26	40,0%	40	0,0%	54	100,0%
13	100,0%	27	0,0%	41	0,0%	55	0,0%
14	100,0%	28	0,0%	42	0,0%	56	0,0%

Diagrama Var % CSEC-Seção



Legenda de dados:

Seção	Var(%) CSEC	Seção	Var(%) CSEC	Seção	Var(%) CSEC	Seção	Var(%) CSEC
1	2,06%	15	21,34%	29	10,77%	43	9,59%
2	5,82%	16	19,86%	30	10,48%	44	8,77%
3	4,28%	17	28,72%	31	9,97%	45	8,74%
4	6,75%	18	24,14%	32	9,15%	46	10,93%
5	6,62%	19	11,26%	33	8,76%	47	23,83%
6	8,96%	20	27,30%	34	9,22%	48	14,32%
7	11,33%	21	32,48%	35	9,23%	49	18,22%
8	11,40%	22	19,72%	36	10,00%	50	9,01%
9	24,21%	23	28,33%	37	9,33%	51	8,69%
10	13,05%	24	14,09%	38	9,35%	52	15,84%
11	16,94%	25	11,59%	39	7,75%	53	14,16%
12	20,22%	26	11,23%	40	7,53%	54	18,30%
13	21,18%	27	10,94%	41	9,97%	55	10,85%
14	17,16%	28	10,91%	42	9,13%	56	10,73%

Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 45 — Painel: PM-18

Ranking fator ponderador

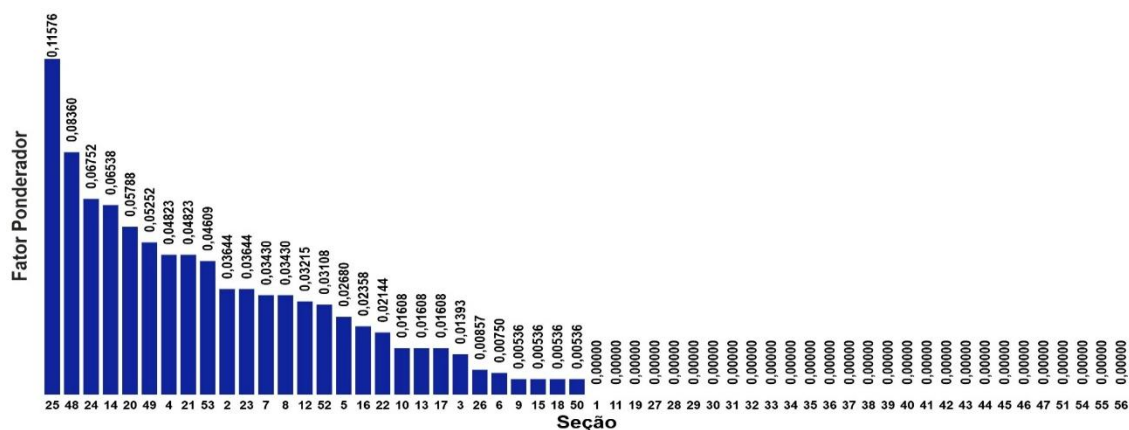
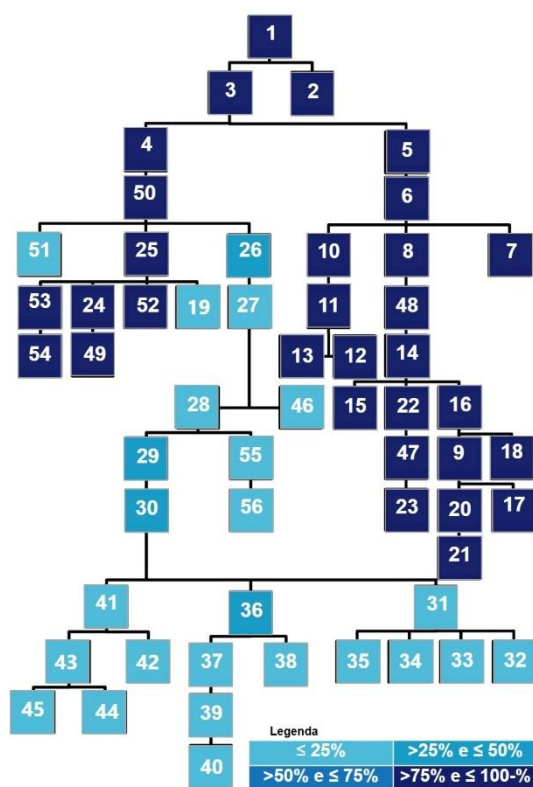


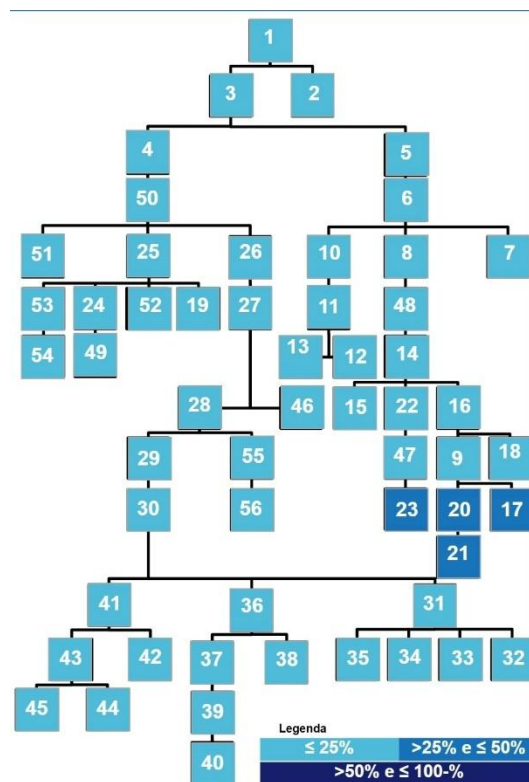
Diagrama TA -Seção



Legenda de dados:

Seção	TA (%)	Seção	TA (%)	Seção	TA (%)	Seção	TA (%)
1	100,0%	15	100,0%	29	25,0%	43	0,0%
2	100,0%	16	100,0%	30	25,0%	44	0,0%
3	100,0%	17	100,0%	31	0,0%	45	0,0%
4	100,0%	18	100,0%	32	0,0%	46	0,0%
5	100,0%	19	0,0%	33	0,0%	47	100,0%
6	100,0%	20	100,0%	34	0,0%	48	100,0%
7	100,0%	21	100,0%	35	0,0%	49	100,0%
8	100,0%	22	100,0%	36	33,3%	50	100,0%
9	100,0%	23	100,0%	37	16,7%	51	0,0%
10	100,0%	24	100,0%	38	0,0%	52	100,0%
11	100,0%	25	100,0%	39	2,2%	53	100,0%
12	100,0%	26	40,0%	40	0,0%	54	100,0%
13	100,0%	27	0,0%	41	0,0%	55	0,0%
14	100,0%	28	12,5%	42	0,0%	56	0,0%

Diagrama Var % CSEC-Seção



Legenda de dados:

Seção	Var(%) CSEC	Seção	Var(%) CSEC	Seção	Var(%) CSEC	Seção	Var(%) CSEC
1	2,06%	15	21,34%	29	14,11%	43	15,09%
2	5,82%	16	19,86%	30	16,66%	44	14,48%
3	4,28%	17	28,72%	31	15,35%	45	14,46%
4	6,78%	18	24,14%	32	14,77%	46	10,93%
5	6,62%	19	11,26%	33	14,48%	47	23,83%
6	8,96%	20	27,30%	34	14,82%	48	14,32%
7	11,33%	21	32,57%	35	14,83%	49	18,30%
8	11,40%	22	19,72%	36	19,62%	50	9,01%
9	24,21%	23	28,33%	37	21,17%	51	8,69%
10	13,05%	24	14,09%	38	19,33%	52	15,64%
11	16,94%	25	11,59%	39	23,32%	53	14,16%
12	20,22%	26	11,23%	40	21,68%	54	18,30%
13	21,18%	27	10,94%	41	16,35%	55	12,49%
14	17,16%	28	12,52%	42	14,75%	56	12,41%

Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 46 — Painel: PM-19

Ranking fator ponderador

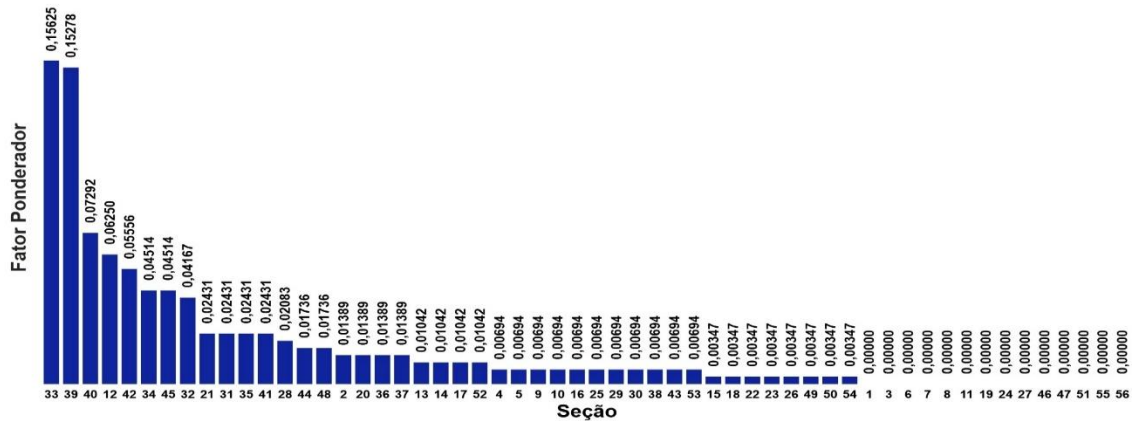
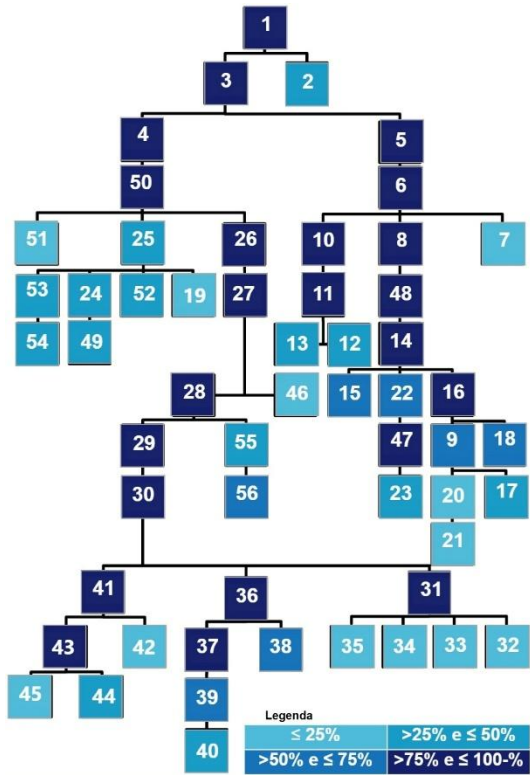


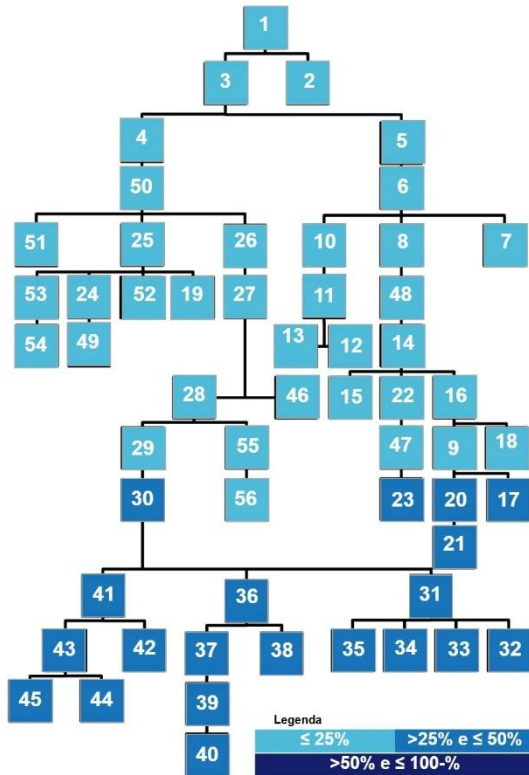
Diagrama TA -Seção



Legenda de dados:

Seção	TA (%)	Seção	TA (%)	Seção	TA (%)	Seção	TA (%)
1	100,0%	15	50,0%	29	100,0%	43	100,0%
2	33,3%	16	100,0%	30	100,0%	44	28,6%
3	100,0%	17	40,0%	31	100,0%	45	22,2%
4	100,0%	18	50,0%	32	12,5%	46	0,0%
5	100,0%	19	0,0%	33	18,2%	47	100,0%
6	100,0%	20	22,2%	34	23,3%	48	90,9%
7	0,0%	21	15,4%	35	20,0%	49	33,3%
8	100,0%	22	50,0%	36	100,0%	50	100,0%
9	60,0%	23	40,0%	37	100,0%	51	0,0%
10	100,0%	24	40,0%	38	50,0%	52	40,0%
11	100,0%	25	28,6%	39	63,0%	53	33,3%
12	42,9%	26	100,0%	40	34,8%	54	40,0%
13	40,0%	27	100,0%	41	100,0%	55	50,0%
14	88,9%	28	100,0%	42	16,7%	56	25,0%

Diagrama Var % CSEC-Seção



Legenda de dados:

Seção	Var(%) CSEC	Seção	Var(%) CSEC	Seção	Var(%) CSEC	Seção	Var(%) CSEC
1	2,06%	15	21,01%	29	22,30%	43	34,44%
2	5,64%	16	19,70%	30	26,65%	44	39,02%
3	4,28%	17	28,11%	31	31,57%	45	39,00%
4	6,75%	18	23,80%	32	35,96%	46	13,54%
5	5,62%	19	10,93%	33	36,41%	47	23,50%
6	8,96%	20	26,36%	34	36,01%	48	14,24%
7	8,66%	21	30,60%	35	36,02%	49	17,34%
8	11,40%	22	19,40%	36	31,33%	50	9,01%
9	23,88%	23	27,73%	37	36,18%	51	8,69%
10	13,05%	24	13,47%	38	35,83%	52	15,01%
11	16,94%	25	11,21%	39	43,02%	53	13,47%
12	19,57%	26	11,45%	40	46,31%	54	17,34%
13	20,94%	27	13,74%	41	31,57%	55	20,40%
14	17,01%	28	18,08%	42	36,03%	56	22,77%

Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 47 — Painei: PM-20

Ranking fator ponderador

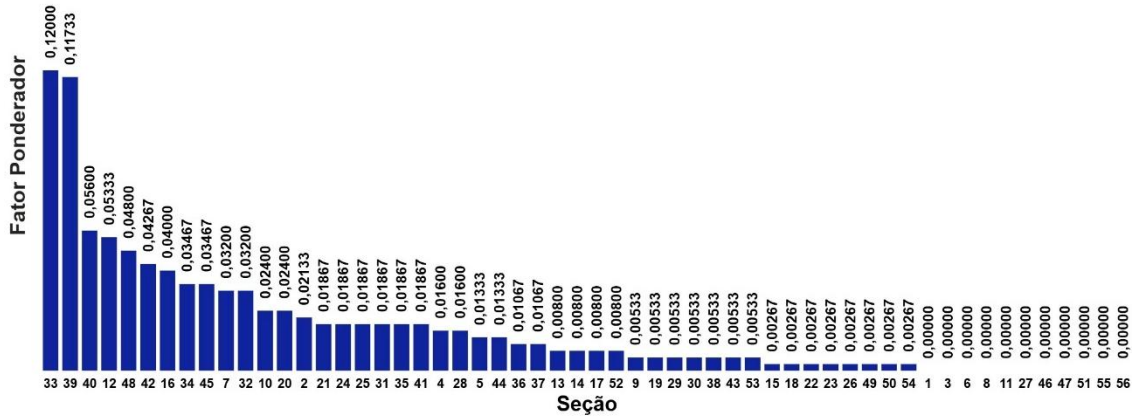
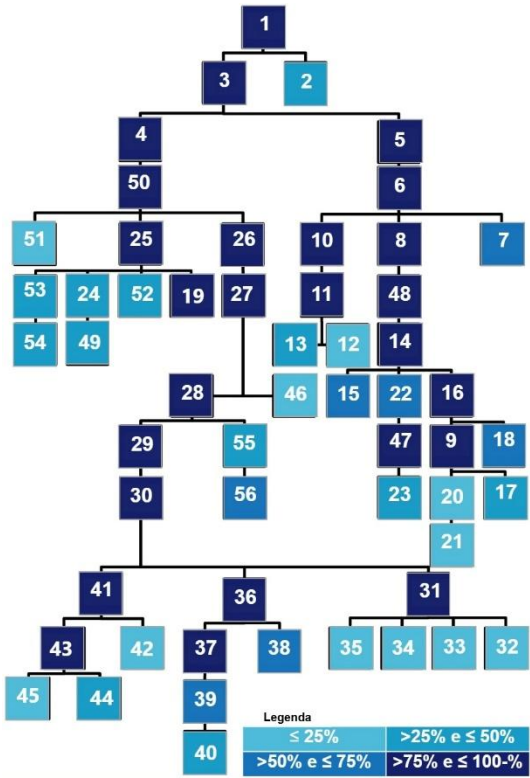


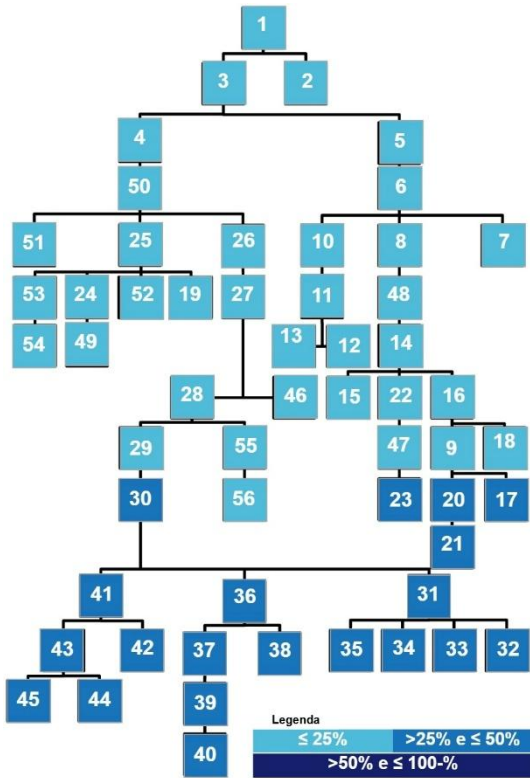
Diagrama TA -Seção



Legenda de dados:

Seção	TA (%)	Seção	TA (%)	Seção	TA (%)	Seção	TA (%)
1	100,0%	15	50,0%	29	100,0%	43	75,0%
2	33,3%	16	100,0%	30	100,0%	44	28,6%
3	100,0%	17	40,0%	31	100,0%	45	22,2%
4	100,0%	18	50,0%	32	12,5%	46	0,0%
5	100,0%	19	100,0%	33	20,9%	47	100,0%
6	100,0%	20	22,2%	34	18,2%	48	90,9%
7	50,0%	21	15,4%	35	20,0%	49	33,3%
8	100,0%	22	50,0%	36	100,0%	50	100,0%
9	80,0%	23	40,0%	37	100,0%	51	0,0%
10	100,0%	24	40,0%	38	50,0%	52	40,0%
11	100,0%	25	100,0%	39	60,9%	53	33,3%
12	21,4%	26	100,0%	40	30,4%	54	40,0%
13	40,0%	27	100,0%	41	100,0%	55	25,0%
14	100,0%	28	100,0%	42	11,1%	56	50,0%

Diagrama Var % CSEC-Seção



Legenda de dados:

Seção	Var(%) CSEC	Seção	Var(%) CSEC	Seção	Var(%) CSEC	Seção	Var(%) CSEC
1	2,06%	15	21,10%	29	22,30%	43	34,35%
2	5,64%	16	19,78%	30	26,65%	44	38,92%
3	4,28%	17	28,29%	31	31,57%	45	38,90%
4	6,75%	18	23,89%	32	35,96%	46	13,54%
5	5,62%	19	15,43%	33	36,32%	47	23,59%
6	8,96%	20	26,53%	34	36,01%	48	14,24%
7	11,19%	21	30,77%	35	36,02%	49	17,74%
8	11,40%	22	19,48%	36	31,33%	50	9,01%
9	24,05%	23	27,81%	37	36,18%	51	8,69%
10	13,05%	24	13,86%	38	35,83%	52	15,40%
11	16,94%	25	11,69%	39	42,92%	53	13,85%
12	19,32%	26	11,45%	40	46,10%	54	17,74%
13	20,94%	27	13,74%	41	31,57%	55	20,40%
14	17,09%	28	18,08%	42	35,94%	56	22,77%

Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 48 — Painel: PM-2

Ranking fator ponderador

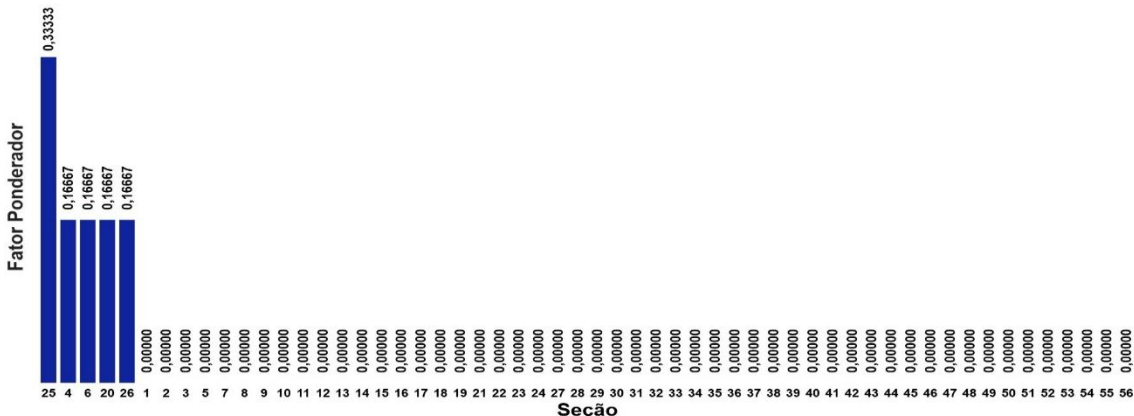
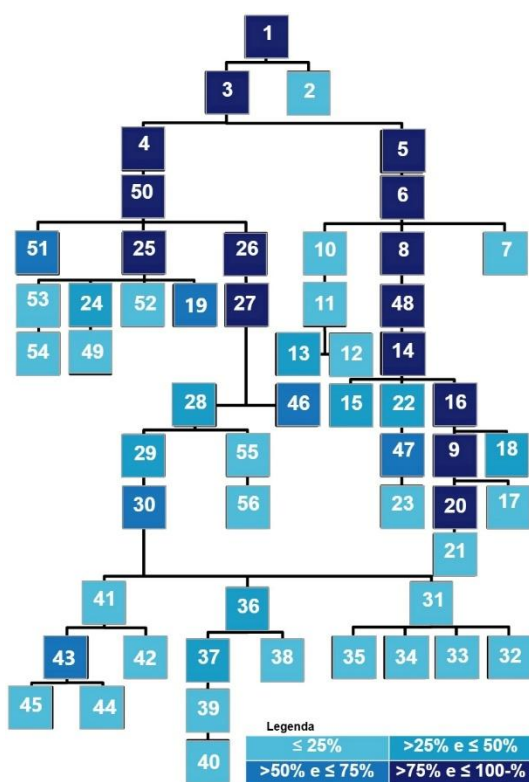


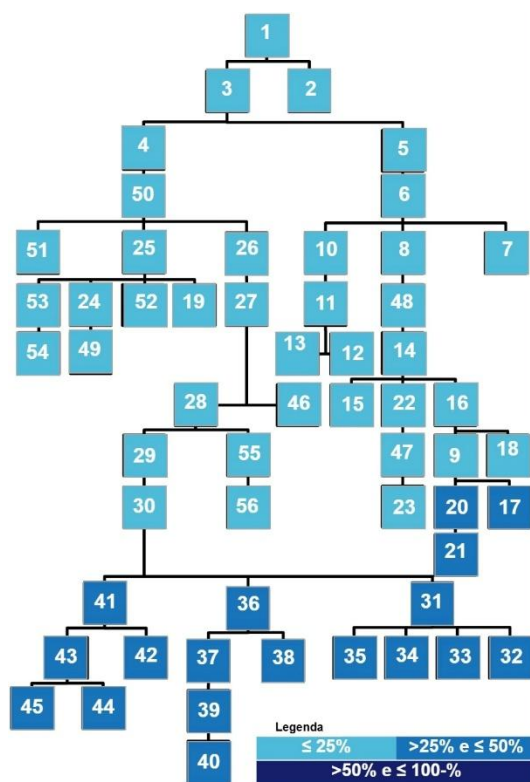
Diagrama TA -Seção



Legenda de dados

Seção	TA (%)	Seção	TA (%)	Seção	TA (%)	Seção	TA (%)
1	100,0%	15	25,0%	29	25,0%	43	50,0%
2	16,7%	16	100,0%	30	50,0%	44	0,0%
3	100,0%	17	20,0%	31	22,2%	45	22,2%
4	100,0%	18	25,0%	32	12,5%	46	50,0%
5	100,0%	19	50,0%	33	2,3%	47	50,0%
6	100,0%	20	100,0%	34	18,2%	48	100,0%
7	0,0%	21	7,7%	35	20,0%	49	16,7%
8	100,0%	22	25,0%	36	33,3%	50	100,0%
9	100,0%	23	20,0%	37	33,3%	51	50,0%
10	14,3%	24	40,0%	38	0,0%	52	20,0%
11	0,0%	25	100,0%	39	2,2%	53	0,0%
12	7,1%	26	100,0%	40	4,3%	54	20,0%
13	40,0%	27	100,0%	41	22,2%	55	0,0%
14	100,0%	28	37,5%	42	5,6%	56	0,0%

Diagrama Var % CSEC-Seção



Legenda de dados

Seção	Var(%) CSEC	Seção	Var(%) CSEC	Seção	Var(%) CSEC	Seção	Var(%) CSEC
1	2,06%	15	18,53%	29	19,06%	43	30,04%
2	3,23%	16	19,86%	30	23,17%	44	30,00%
3	4,28%	17	25,65%	31	27,42%	45	34,53%
4	6,78%	18	21,26%	32	29,32%	46	15,37%
5	6,62%	19	12,91%	33	29,19%	47	18,60%
6	8,96%	20	27,30%	34	31,81%	48	14,32%
7	8,66%	21	28,77%	35	31,81%	49	15,17%
8	11,40%	22	16,95%	36	27,41%	50	9,01%
9	24,21%	23	20,28%	37	31,81%	51	10,30%
10	10,20%	24	13,86%	38	27,40%	52	12,88%
11	10,19%	25	11,59%	39	33,62%	53	11,28%
12	10,19%	26	11,45%	40	36,18%	54	12,87%
13	13,99%	27	13,74%	41	27,42%	55	17,38%
14	17,16%	28	17,69%	42	29,24%	56	17,40%

Fonte: Elaborado pelo autor

Figura 49 — Painei: PM-22

Ranking fator ponderador

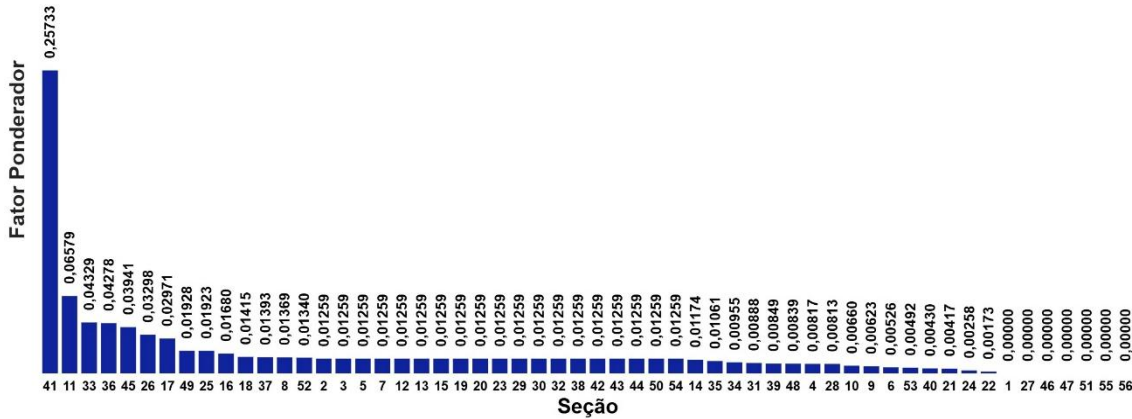
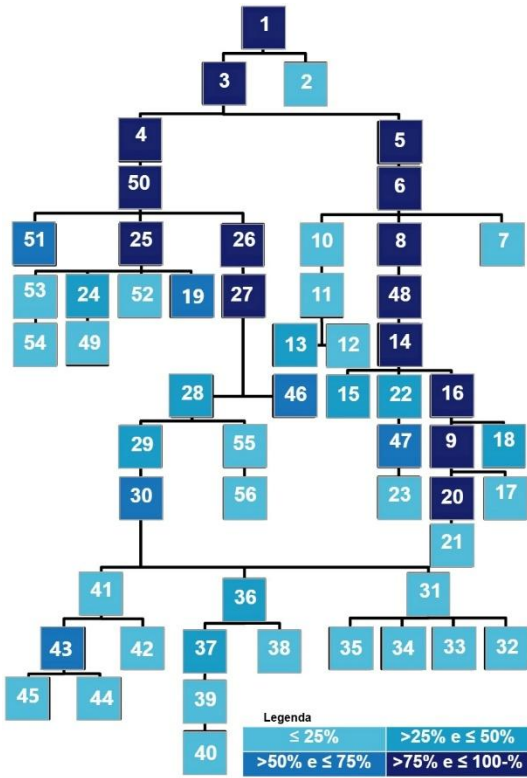


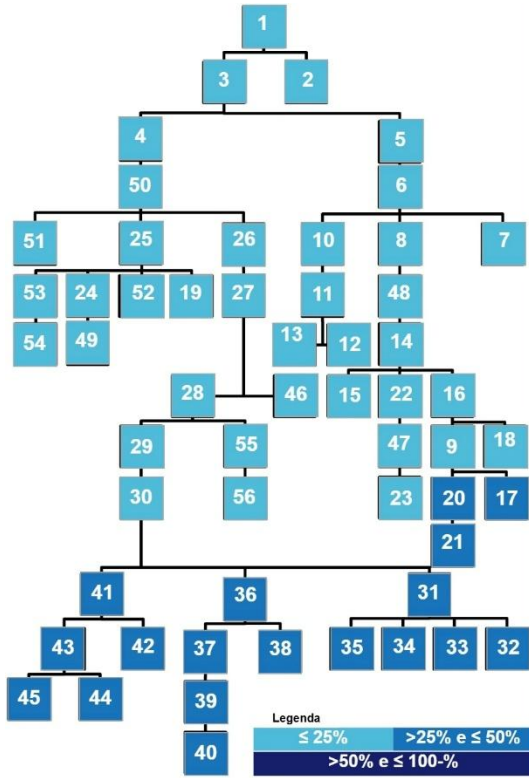
Diagrama TA -Seção



Legenda de dados:

Seção	TA (%)	Seção	TA (%)	Seção	TA (%)	Seção	TA (%)
1	100,0%	15	25,0%	29	25,0%	43	50,0%
2	16,7%	16	100,0%	30	50,0%	44	0,0%
3	100,0%	17	20,0%	31	22,2%	45	22,2%
4	100,0%	18	25,0%	32	12,5%	46	50,0%
5	100,0%	19	50,0%	33	2,3%	47	50,0%
6	100,0%	20	100,0%	34	18,2%	48	100,0%
7	0,0%	21	7,7%	35	20,0%	49	16,7%
8	100,0%	22	25,0%	36	33,3%	50	100,0%
9	100,0%	23	20,0%	37	33,3%	51	50,0%
10	14,3%	24	40,0%	38	0,0%	52	20,0%
11	0,0%	25	100,0%	39	2,2%	53	0,0%
12	7,1%	26	100,0%	40	4,3%	54	20,0%
13	40,0%	27	100,0%	41	22,2%	55	0,0%
14	100,0%	28	37,5%	42	5,6%	56	0,0%

Diagrama Var % CSEC-Seção



Legenda de dados:

Seção	Var (%) CSEC	Seção	Var (%) CSEC	Seção	Var (%) CSEC	Seção	Var (%) CSEC
1	2,06%	15	18,63%	29	19,06%	43	30,04%
2	3,23%	16	19,86%	30	23,17%	44	30,00%
3	4,28%	17	25,65%	31	27,42%	45	34,53%
4	6,75%	18	21,26%	32	29,32%	46	15,37%
5	6,62%	19	12,91%	33	29,19%	47	18,60%
6	8,96%	20	27,30%	34	31,81%	48	14,32%
7	8,66%	21	28,77%	35	31,81%	49	15,17%
8	11,40%	22	16,95%	36	27,41%	50	9,01%
9	24,21%	23	20,28%	37	31,81%	51	10,30%
10	10,20%	24	13,86%	38	27,40%	52	12,88%
11	10,19%	25	11,59%	39	33,62%	53	11,26%
12	10,19%	26	11,45%	40	36,18%	54	12,87%
13	13,99%	27	13,74%	41	27,42%	55	17,38%
14	17,16%	28	17,69%	42	29,24%	56	17,40%

Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 50 — Painel: PM-23

Ranking fator ponderador

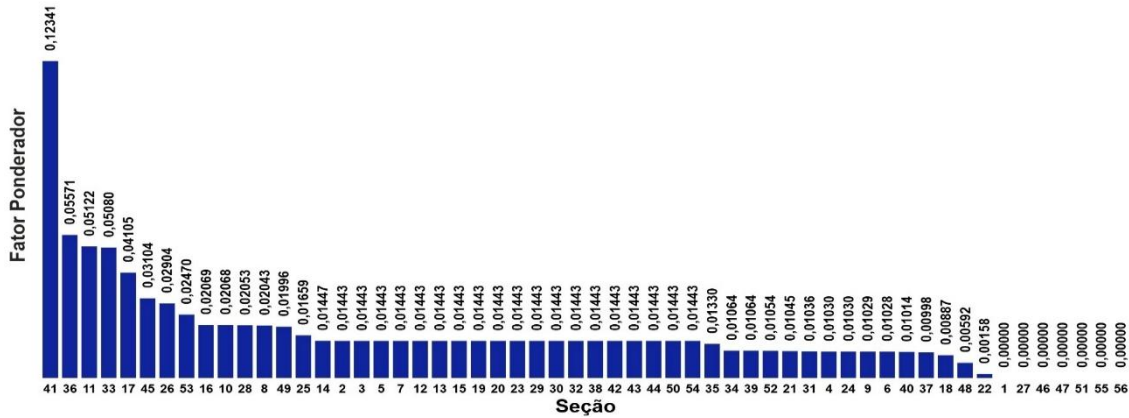
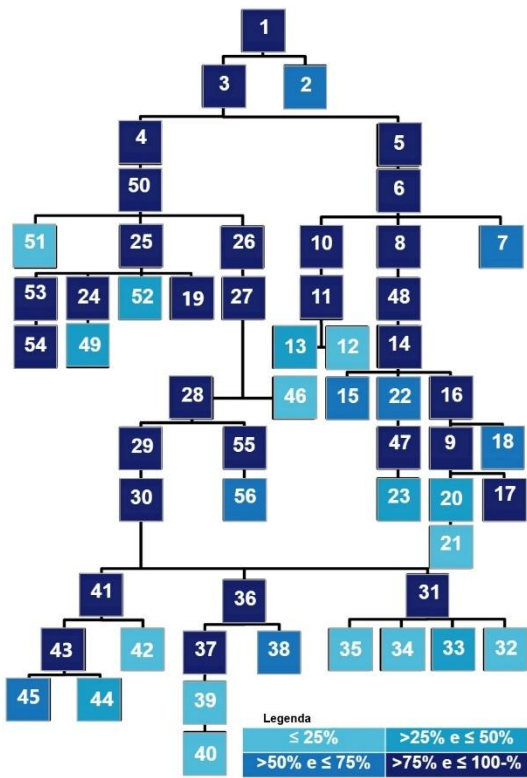


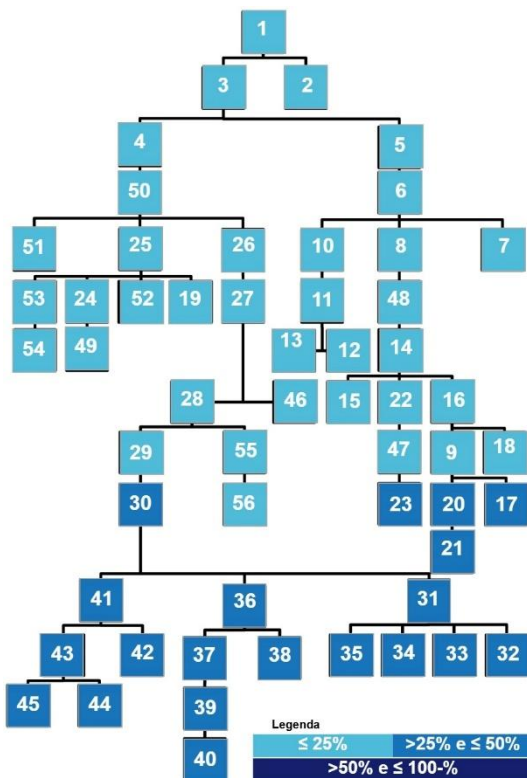
Diagrama TA -Seção



Legenda de dados:

Seção	TA (%)	Seção	TA (%)	Seção	TA (%)	Seção	TA (%)
1	100,0%	15	50,0%	29	100,0%	43	100,0%
2	50,0%	16	100,0%	30	100,0%	44	28,6%
3	100,0%	17	100,0%	31	100,0%	45	66,7%
4	100,0%	18	50,0%	32	12,5%	46	0,0%
5	100,0%	19	100,0%	33	32,6%	47	100,0%
6	100,0%	20	44,4%	34	18,2%	48	100,0%
7	50,0%	21	15,4%	35	20,0%	49	33,3%
8	100,0%	22	50,0%	36	100,0%	50	100,0%
9	100,0%	23	40,0%	37	83,3%	51	0,0%
10	100,0%	24	100,0%	38	50,0%	52	40,0%
11	100,0%	25	100,0%	39	6,5%	53	100,0%
12	14,3%	26	100,0%	40	8,7%	54	100,0%
13	40,0%	27	100,0%	41	100,0%	55	100,0%
14	100,0%	28	100,0%	42	11,1%	56	50,0%

Diagrama Var % CSEC-Seção



Legenda de dados:

Seção	Var(%) CSEC	Seção	Var(%) CSEC	Seção	Var(%) CSEC	Seção	Var(%) CSEC
1	2,06%	15	21,18%	29	22,30%	43	34,44%
2	6,61%	16	19,86%	30	26,65%	44	39,02%
3	4,28%	17	28,72%	31	31,57%	45	39,38%
4	6,75%	18	23,97%	32	35,96%	46	13,54%
5	6,62%	19	15,43%	33	36,79%	47	23,67%
6	8,96%	20	26,88%	34	36,01%	48	14,32%
7	11,19%	21	31,13%	35	36,02%	49	17,98%
8	11,40%	22	19,56%	36	31,33%	50	9,01%
9	24,21%	23	27,90%	37	36,09%	51	8,69%
10	13,05%	24	14,09%	38	35,83%	52	15,40%
11	16,94%	25	11,59%	39	40,49%	53	14,16%
12	19,24%	26	11,45%	40	43,39%	54	18,30%
13	20,94%	27	13,74%	41	31,57%	55	20,64%
14	17,16%	28	18,08%	42	35,94%	56	23,02%

Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 51 — Painel: PM-24

Ranking fator ponderador

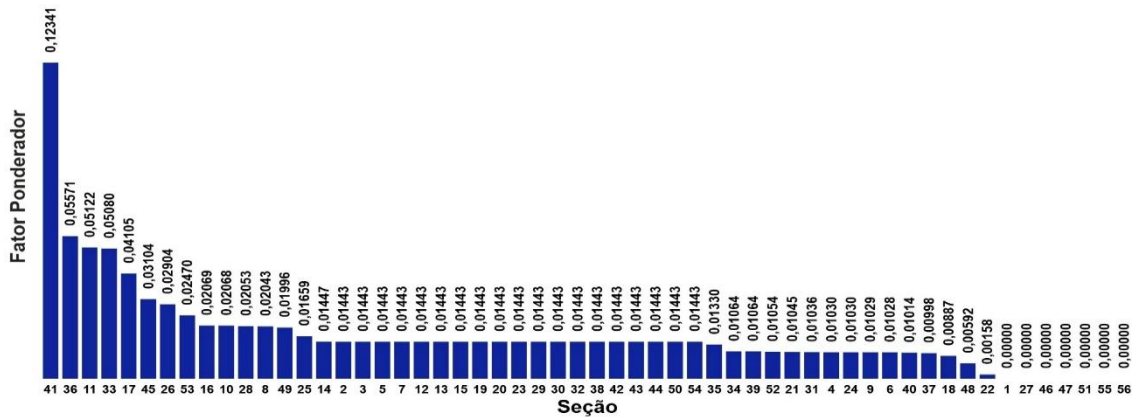
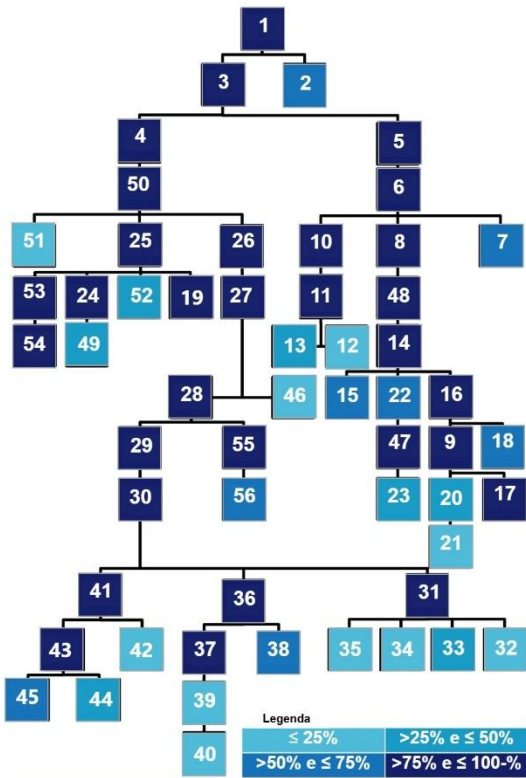


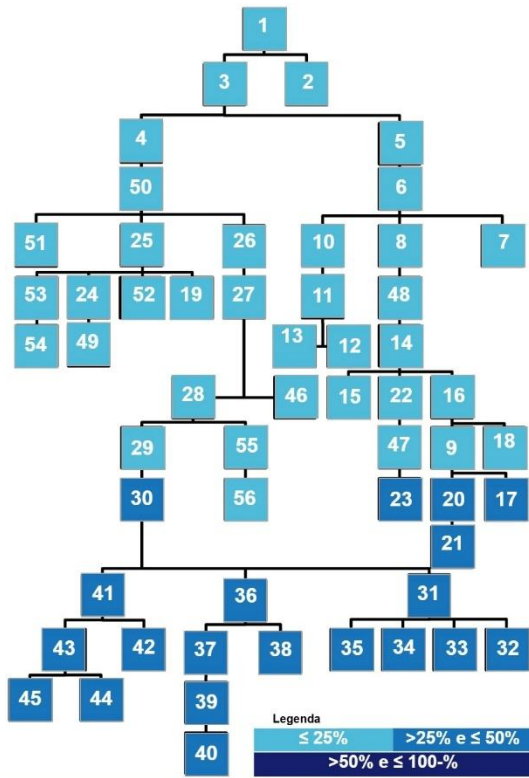
Diagrama TA -Seção



Legenda de dados:

Seção	TA (%)	Seção	TA (%)	Seção	TA (%)	Seção	TA (%)
1	100,0%	15	50,0%	29	100,0%	43	100,0%
2	50,0%	16	100,0%	30	100,0%	44	28,6%
3	100,0%	17	100,0%	31	100,0%	45	66,7%
4	100,0%	18	50,0%	32	12,5%	46	0,0%
5	100,0%	19	100,0%	33	32,6%	47	100,0%
6	100,0%	20	44,4%	34	18,2%	48	100,0%
7	50,0%	21	15,4%	35	20,0%	49	33,3%
8	100,0%	22	50,0%	36	100,0%	50	100,0%
9	100,0%	23	40,0%	37	83,3%	51	0,0%
10	100,0%	24	100,0%	38	50,0%	52	40,0%
11	100,0%	25	100,0%	39	6,5%	53	100,0%
12	14,3%	26	100,0%	40	8,7%	54	100,0%
13	40,0%	27	100,0%	41	100,0%	55	100,0%
14	100,0%	28	100,0%	42	11,1%	56	50,0%

Diagrama Var % CSEC-Seção



Legenda de dados:

Seção	Var (%) CSEC	Seção	Var (%) CSEC	Seção	Var (%) CSEC	Seção	Var (%) CSEC
1	2,06%	15	21,18%	29	22,30%	43	34,44%
2	5,61%	16	19,86%	30	26,65%	44	39,02%
3	4,28%	17	28,72%	31	31,57%	45	39,38%
4	6,75%	18	23,97%	32	35,96%	46	13,54%
5	6,62%	19	15,43%	33	36,79%	47	23,67%
6	8,96%	20	26,88%	34	36,01%	48	14,32%
7	11,19%	21	31,13%	35	36,02%	49	17,98%
8	11,40%	22	19,56%	36	31,33%	50	9,01%
9	24,21%	23	27,90%	37	36,09%	51	8,69%
10	13,05%	24	14,09%	38	35,83%	52	15,40%
11	16,94%	25	11,59%	39	40,49%	53	14,16%
12	19,24%	26	11,45%	40	43,39%	54	18,30%
13	20,94%	27	13,74%	41	31,57%	55	20,64%
14	17,16%	28	18,08%	42	35,94%	56	23,02%

Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 52 — Painel: PM-25

Ranking fator ponderador

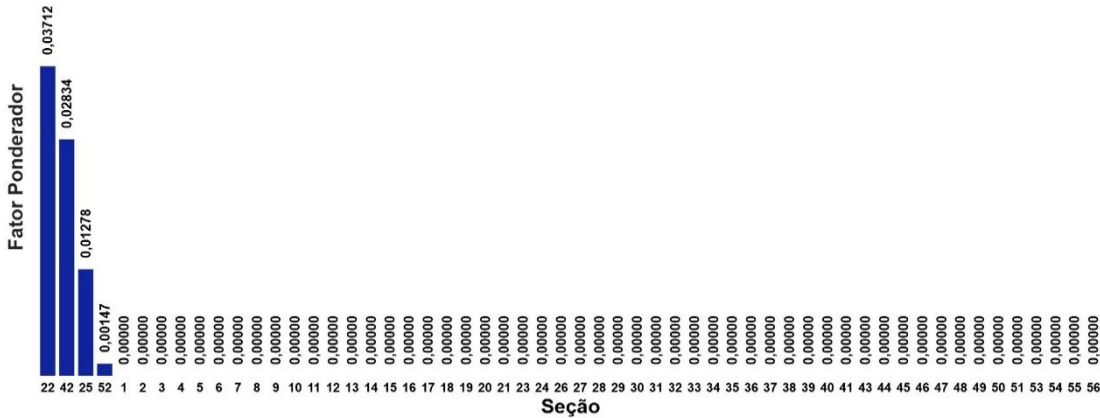
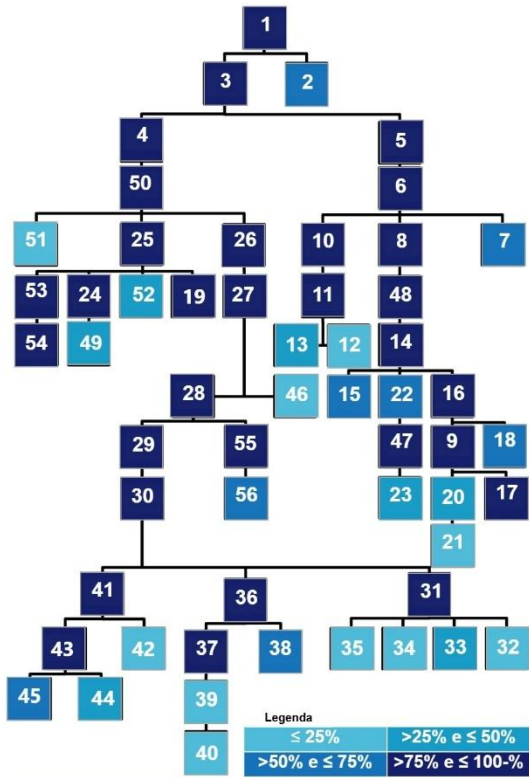


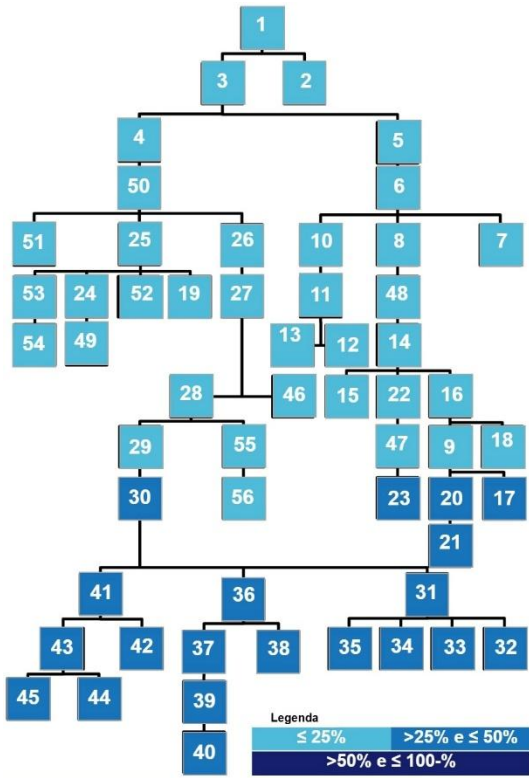
Diagrama TA -Seção



Legenda de dados:

Seção	TA (%)	Seção	TA (%)	Seção	TA (%)	Seção	TA (%)
1	100,0%	15	50,0%	29	100,0%	43	100,0%
2	50,0%	16	100,0%	30	100,0%	44	28,6%
3	100,0%	17	100,0%	31	100,0%	45	66,7%
4	100,0%	18	50,0%	32	12,6%	46	0,0%
5	100,0%	19	100,0%	33	32,6%	47	100,0%
6	100,0%	20	44,4%	34	18,2%	48	100,0%
7	50,0%	21	15,4%	35	20,0%	49	33,3%
8	100,0%	22	50,0%	36	100,0%	50	100,0%
9	100,0%	23	40,0%	37	83,3%	51	0,0%
10	100,0%	24	100,0%	38	50,0%	52	40,0%
11	100,0%	25	100,0%	39	6,5%	53	100,0%
12	14,3%	26	100,0%	40	8,7%	54	100,0%
13	40,0%	27	100,0%	41	100,0%	55	100,0%
14	100,0%	28	100,0%	42	11,1%	56	50,0%

Diagrama Var % CSEC-Seção



Legenda de dados:

Seção	Var(%) CSEC	Seção	Var(%) CSEC	Seção	Var(%) CSEC	Seção	Var(%) CSEC
1	2,06%	15	21,18%	29	22,30%	43	34,44%
2	6,61%	16	19,86%	30	26,65%	44	39,02%
3	4,28%	17	28,72%	31	31,57%	45	39,38%
4	6,75%	18	23,97%	32	35,96%	46	13,54%
5	6,62%	19	15,43%	33	36,79%	47	23,67%
6	8,96%	20	26,88%	34	36,01%	48	14,32%
7	11,19%	21	31,13%	35	36,02%	49	17,98%
8	11,40%	22	19,56%	36	31,33%	50	9,01%
9	24,21%	23	27,90%	37	36,09%	51	8,69%
10	13,05%	24	14,09%	38	35,83%	52	15,40%
11	16,94%	25	11,59%	39	40,49%	53	14,16%
12	19,24%	26	11,45%	40	43,39%	54	18,30%
13	20,94%	27	13,74%	41	31,57%	55	20,64%
14	17,16%	28	18,08%	42	35,94%	56	23,02%

Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 53 — Paineis: PM-26

Ranking fator ponderador

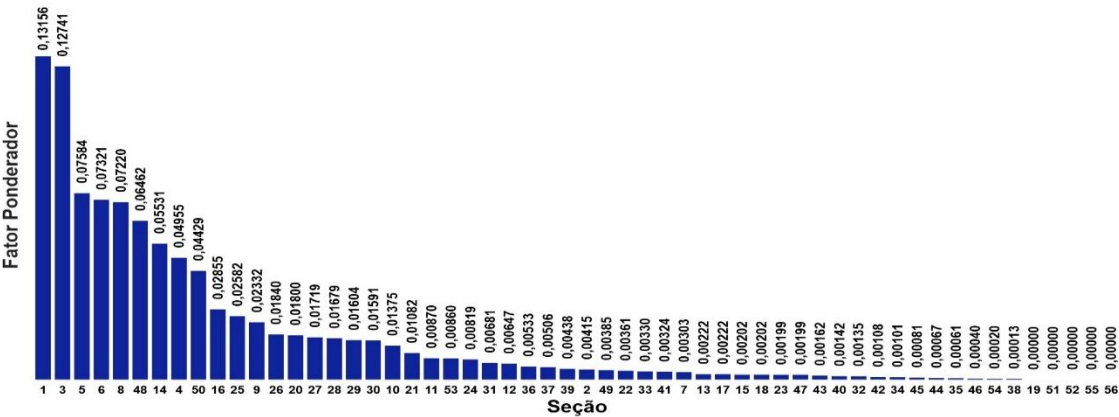
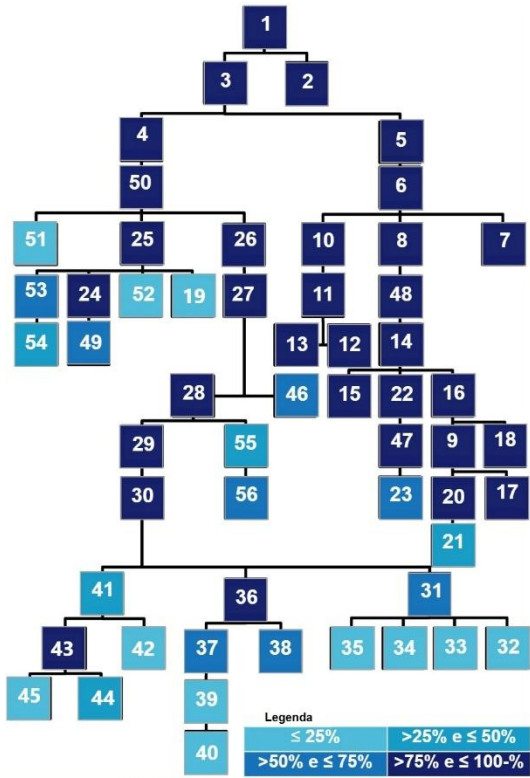


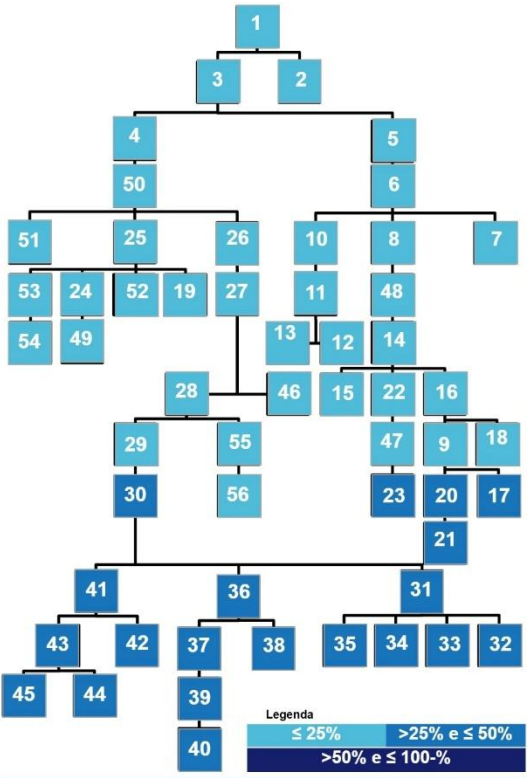
Diagrama TA -Seção



Legenda de dados:

Seção	TA (%)	Seção	TA (%)	Seção	TA (%)	Seção	TA (%)
1	100,0%	15	100,0%	29	100,0%	43	75,0%
2	100,0%	16	100,0%	30	100,0%	44	28,6%
3	100,0%	17	100,0%	31	55,6%	45	22,2%
4	100,0%	18	100,0%	32	12,6%	46	50,0%
5	100,0%	19	0,0%	33	4,7%	47	100,0%
6	100,0%	20	100,0%	34	18,2%	48	100,0%
7	100,0%	21	46,2%	35	20,0%	49	50,0%
8	100,0%	22	100,0%	36	100,0%	50	100,0%
9	100,0%	23	60,0%	37	66,7%	51	0,0%
10	100,0%	24	100,0%	38	50,0%	52	0,0%
11	100,0%	25	100,0%	39	4,3%	53	66,7%
12	78,6%	26	100,0%	40	8,7%	54	40,0%
13	100,0%	27	100,0%	41	44,4%	55	25,0%
14	100,0%	28	100,0%	42	11,1%	56	50,0%

Diagrama Var % CSEC-Seção



Legenda de dados:

Seção	Var(%) CSEC	Seção	Var(%) CSEC	Seção	Var(%) CSEC	Seção	Var(%) CSEC
1	2,06%	15	21,34%	29	22,30%	43	33,90%
2	6,82%	16	19,86%	30	26,65%	44	38,45%
3	4,28%	17	28,72%	31	31,22%	45	38,43%
4	6,75%	18	24,14%	32	35,59%	46	15,37%
5	6,62%	19	11,26%	33	35,40%	47	23,83%
6	8,96%	20	27,30%	34	35,64%	48	14,32%
7	11,33%	21	31,94%	35	35,65%	49	18,06%
8	11,40%	22	19,72%	36	31,33%	50	9,01%
9	24,21%	23	28,16%	37	36,00%	51	8,69%
10	13,05%	24	14,09%	38	35,83%	52	11,26%
11	16,94%	25	11,59%	39	40,32%	53	14,01%
12	19,97%	26	11,45%	40	43,22%	54	17,90%
13	21,18%	27	13,74%	41	31,13%	55	20,40%
14	17,16%	28	18,08%	42	35,47%	56	22,77%

Fonte: Elaborado pelo autor.

4.2.6 Influência dos parâmetros ponderadores nos planos de manutenção quando agrupados por segmentos de interesse

O planejamento de manutenção preventiva programada em SDEE constitui uma etapa estratégica fundamental para garantir a confiabilidade operacional do sistema. Em diversos cenários, esse planejamento demanda a consideração de condições específicas que visam mitigar vulnerabilidades estruturais e operacionais, frequentemente responsáveis por índices insatisfatórios de confiabilidade.

Nesse contexto, a adoção de uma abordagem segmentada na combinação dos parâmetros ponderadores revela-se uma alternativa metodológica promissora. Tal abordagem permite a identificação e priorização de seções da rede que apresentam maior criticidade, seja pela frequência de falhas, seja pelo impacto sistêmico decorrente de sua indisponibilidade. Ao direcionar os esforços de manutenção para determinadas seções, é possível elaborar planos mais assertivos, que não apenas otimizem os recursos disponíveis, mas também promovam a priorização de algumas seções em relação às demais, e das intervenções técnicas. Portanto, a segmentação estratégica dos parâmetros ponderadores para o planejamento de manutenção, aliada à análise das vulnerabilidades específicas da rede, contribui significativamente para o aprimoramento dos planos de manutenção e uso racional dos recursos disponíveis.

Sob estes aspectos, com o objetivo de explorar este conceito, considerando que para as condições de testes PM-1 a PM-13 usadas para validação das restrições do modelo, os parâmetros ponderadores foram adotados sistematicamente com base na qualidade dos resultados, e para as condições de testes PM-14 a PM-26, os parâmetros ponderadores foram avaliados individualmente, dessa forma, para a realização de novos testes foram criados cinco planos de manutenção considerando diferentes condições de testes, com segmentação específica dos fatores ponderadores, assim descritos:

- PM-27: Nessa condição de teste, foi usado o mesmo valor para todos os parâmetros ponderadores, ou seja, estabelecendo que as características físicas e operacionais das seções estejam no mesmo nível de prioridade;
- PM-28: Os parâmetros ponderadores vinculados à quantidade de unidades consumidoras instaladas foram priorizados. Na estratégia adotada, unidades consumidoras possuindo consumidores Grupo A, consumidores residenciais e prioritários foram os mais priorizados;
- PM-29: Consideram-se critérios técnicos, em que foram priorizadas seções com maior carga interrompida, seções com carga instalada e carregamento das seções;

- PM-30: Consideram-se as seções que apresentaram violações dos indicadores DEC e FEC no ano anterior;
- PM-31: Consideram-se as seções que apresentaram violações dos indicadores DIC e FIC e tiveram incidência de pagamentos de multas no ano anterior.

Considerando estas condições de testes, os parâmetros ponderadores foram definidos conforme apresentado na Tabela 24, sendo mantidos fixos o número de linearizações, horas destinadas às equipes de manutenção em linha desenergizada, limite de horas de ENS e recursos financeiros, ressaltando que o volume de recursos pré-estabelecido leva em consideração atender a manutenção de aproximadamente 53% dos equipamentos da rede.

Tabela 24 — Parâmetros (PM-27, 28, PM-29, PM-30,e PM-31)

PARÂMETROS	Planos de Manutenção				
	PM-27	PM-28	PM-29	PM-30	PM-31
P_po_1-Potência fornecida	0,077	0,029	0,160	0,018	0,018
P_po_2-Carregamento	0,077	0,029	0,080	0,018	0,018
P_po_3-Qtde Cons. Residencial	0,077	0,160	0,020	0,018	0,018
P_po_4-Qtde Cons. Rural	0,077	0,080	0,020	0,018	0,018
P_po_5-Qtde Cons. Demais classes	0,077	0,080	0,020	0,018	0,018
P_po_6-Qtde Cons. Pública	0,077	0,080	0,020	0,018	0,018
P_po_7-Qtde Cons. Grupo Prioritário	0,077	0,160	0,020	0,018	0,018
P_po_8-Qtde Cons. Grupo A	0,077	0,240	0,020	0,018	0,018
P_po_9-Contribuição DEC	0,077	0,029	0,020	0,400	0,018
P_po_10-Contribuição FEC	0,077	0,029	0,020	0,400	0,018
P_po_11-Multas DIC	0,077	0,029	0,020	0,018	0,400
P_po_12-Multas FIC	0,077	0,029	0,020	0,018	0,400
P_po_13-Carga interrompida	0,077	0,029	0,560	0,018	0,018
Nº Linearizações	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00
Limite horas-Equipe Leve (Horas)	25,00	25,00	25,00	25,00	25,00
Limite horas-Equipe pesada (Horas)	25,00	25,00	25,00	25,00	25,00
Limite horas ENS (Horas)	40,00	40,00	40,00	40,00	40,00
Recursos disponibilizados-Total *	73.790	73.790	73.790	73.790	73.790
Recursos disponibilizados-LE *	42.130	42.130	42.130	42.130	42.130
Recursos disponibilizados-LD *	31.660	31.660	31.660	31.660	31.660
Custo kWh (US\$) **	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50

*(***1000**) [US\$]

**:[US\$]

Fonte: Elaborado pelo autor.

Para o PM-27 verifica-se que o IAR foi de 90,82 %, as dez seções que mais impactam são as seções 25, 41, 42, 20, 48, 4, 14, 33, 21 e 12, conforme pode-se observar no Apêndice B,

logo verifica-se que são estas seções que são atribuídos os maiores fatores ponderadores conforme apresentados pela Figura 60. É verificado que o PM-27 apresenta uma TA total do sistema de 52,6 %, conforme apresentado na Tabela 25, para as dez seções, a TA média é de 72 %, conforme apresentado na Tabela 26 , evidenciando a priorização das seções. Adicionalmente, na Figura 60 é apresentado o diagrama da TA e VAR % da CSEC, para cada seção de todo o sistema.

Para o PM-28 verifica-se que o IAR foi de 90,82 %, as dez seções que mais impactam são as seções 25, 20, 4, 26, 6, 48, 33, 39, 12 e 14 conforme pode-se observar no Apêndice B, logo verifica-se que são estas seções que são atribuídos os maiores fatores ponderadores conforme apresentados pela Figura 61. É verificado que o PM-28 apresenta uma TA total do sistema de 52,6 %, conforme apresentado na Tabela 25, para as dez seções, a TA média é de 74 %, conforme apresentado na Tabela 26 , evidenciando a priorização das seções. Adicionalmente na Figura 61 é apresentado o diagrama da TA e VAR % da CSEC, para cada seção de todo o sistema.

Para o PM-29 verifica-se que o IAR foi de 91,16 %, as dez seções que mais impactam são as seções 3, 1, 48, 8, 14, 5, 6, 4, 25 e 20 conforme pode-se observar no Apêndice B, logo verifica-se que são estas seções que são atribuídos os maiores fatores ponderadores conforme apresentados pela Figura 62. É verificado que o PM-29 apresenta uma TA total do sistema de 52,4 %, conforme apresentado na Tabela 25, para as dez seções, a TA média é de 100 %, conforme apresentado na Tabela 26 , evidenciando a priorização das seções. Adicionalmente, na Figura 62 é apresentado o diagrama da TA e VAR % da CSEC, para cada seção de todo o sistema.

Para o PM-30 verifica-se que o IAR foi de 90,64 %, as dez seções que mais impactam são as seções 41, 11, 33, 36, 45, 17, 26, 25, 42, e 20 conforme pode-se observar no Apêndice B, logo verifica-se que são estas seções que são atribuídos os maiores fatores ponderadores conforme apresentados pela Figura 63. É verificado que o PM-30 apresenta uma TA total do sistema de 52,4 %, conforme apresentado na Tabela 25, para as dez seções, a TA média é de 75,0 %, conforme apresentado na Tabela 26 , evidenciando a priorização das seções. Adicionalmente, na Figura 63 é apresentado o diagrama da TA e VAR % da CSEC, para cada seção de todo o sistema.

Para o PM-31 verifica-se que o IAR foi de 92,25 %, as dez seções que mais impactam são as seções 42, 41, 45, 25, 22, 44, 12, 20, 48 e 4 conforme pode-se observar no Apêndice B, logo verifica-se que são estas seções que são atribuídos os maiores fatores ponderadores conforme apresentados pela Figura 64. É verificado que o PM-3 apresenta uma TA total do sistema de 52,2 %, conforme apresentado na Tabela 25, para as dez seções, a TA média é de 82,0 %, conforme apresentado na Tabela 26 , evidenciando a priorização das seções. Adicionalmente na Figura 64 é apresentado o diagrama da TA e VAR % da CSEC, para cada seção de todo o sistema.

Tabela 25 — TM atribuídas e TA (PM-27, PM-28, PM-29 e PM-31)

Qtde.	Equipamentos instalados										TA
	CHP		CHM		TR		LD		TOTAL		
	33		22		325		55		435		
	Tarefas de manutenção atribuídas										
CHP		CHM		TR		LD		TOTAL			
LE	LD	LE	LD	LE	LD	LE	LD	LE	LD		
PM-27	1	31	0	22	30	91	31	23	62	167	52,6%
	3%	97%	0%	100%	25%	75%	57%	43%	27%	73%	
PM-28	1	31	0	22	30	91	31	23	62	167	52,6%
	3%	97%	0%	100%	25%	75%	57%	43%	27%	73%	
PM-29	1	31	1	21	31	89	29	25	62	166	52,4%
	3%	97%	5%	95%	26%	74%	54%	46%	27%	73%	
PM-30	1	31	6	16	30	90	28	26	65	163	52,4%
	3%	97%	27%	73%	25%	75%	52%	48%	29%	71%	
PM-31	2	29	2	20	33	87	23	31	60	167	52,2%
	6%	94%	9%	91%	28%	73%	43%	57%	26%	74%	

Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 26 — TA média:- Top 10/ Seção (PM-27, PM-28, PM-29, PM-30, e PM-32)											
	Top 10										TA
	Seção/ TA										Média
PM-27	25	41	42	20	48	4	14	33	21	12	72%
	100%	100%	44%	100%	100%	100%	100%	18%	31%	29%	
PM-28	25	20	4	26	6	48	33	39	12	14	74%
	100%	100%	100%	100%	71%	100%	18%	26%	29%	100%	
PM-29	3	1	48	8	14	5	6	4	25	20	100%
	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	
PM-30	41	11	33	36	45	17	26	25	42	20	75%
	100%	100%	18%	100%	56%	100%	100%	100%	16%	56%	
PM-31	42	41	45	25	22	44	12	20	48	4	82%
	100%	100%	100%	100%	100%	100%	21%	78%	16%	100%	
Fonte: Elaborado pelo autor.											

Fonte: Elaborado pelo autor.

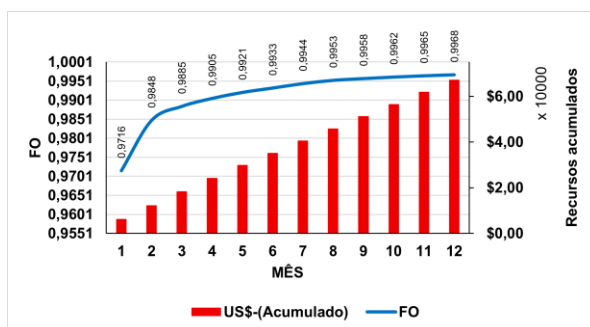
O comportamento da FO em função dos recursos acumulados ao longo do HP é mostrado na Figura 54. Verifica-se que a mesma não apresentou variações significativas para as condições PM-27, PM-28, PM-29, e PM-30, tendo o PM-31 o melhor resultado no fim do HP, evidenciando o maior IAR total, mostrado na Tabela 27.

Tabela 27 — Relação recursos disponibilizados versus recursos aplicados-IAR
(PM-27, PM-28, PM-29, PM-30 e PM-31)

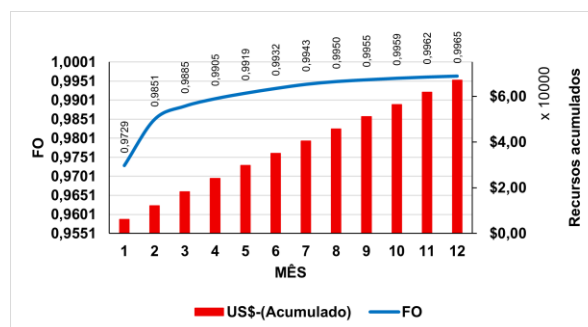
Recursos Disponibilizados x Recursos Aplicados (US\$)					
		LE	LD	Total	
PM-27	US\$ (Disp.)	\$ 42.130,00	\$ 31.660,00	\$ 73.790,00	
	US\$ (Aplic.)	\$ 35.920,00	\$ 31.170,00	\$ 67.090,00	
	IAR	85,26%	98,45%	90,92%	
PM-28	US\$ (Aplic.)	\$ 35.920,00	\$ 31.170,00	\$ 67.090,00	
	IAR	85,26%	98,45%	90,92%	
PM-29	US\$ (Aplic.)	\$ 36.420,00	\$ 30.850,00	\$ 67.270,00	
	IAR	86,45%	97,44%	91,16%	
PM-30	US\$ (Aplic.)	\$ 35.840,00	\$ 31.040,00	\$ 66.880,00	
	IAR	85,07%	98,04%	90,64%	
PM-31	US\$ (Aplic.)	\$ 37.030,00	\$ 31.040,00	\$ 68.070,00	
	IAR	87,89%	98,04%	92,25%	

Fonte: Elaborado pelo autor.

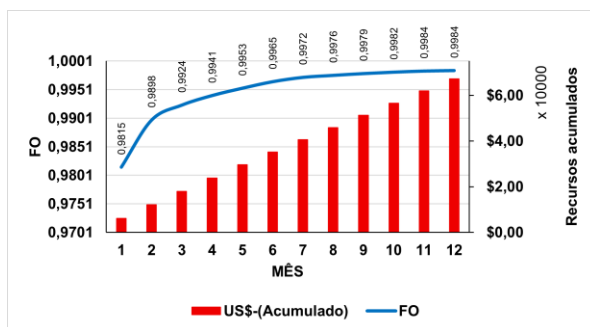
Figura 54 — Relação FO versus recursos financeiros acumulados aplicados
(PM-27, PM-28, PM-29, PM-30, PM-31)



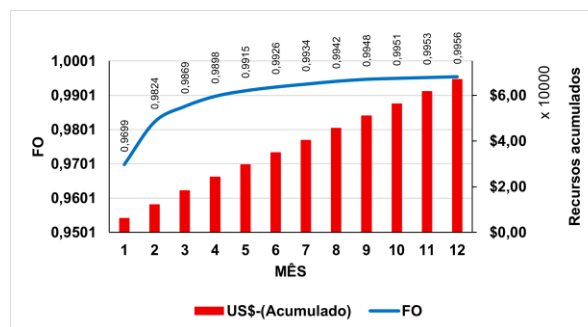
(a) PM-27



(b) PM-28

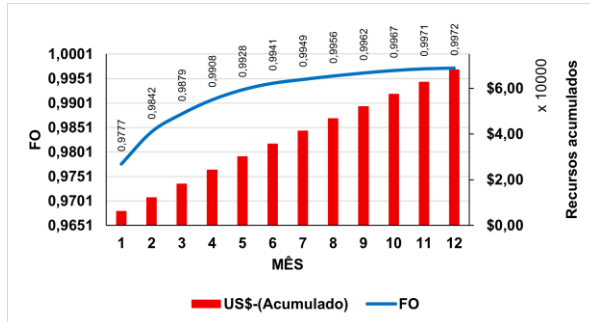


(c) PM-29



(d) PM-30

Figura 55 — Relação FO versus recursos financeiros acumulados aplicados
(PM-27, PM-28, PM-29, PM-30, PM-31) (Continuação)

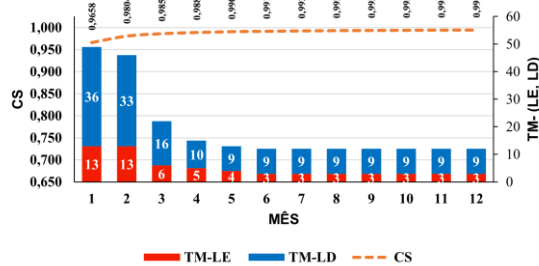


(e) PM-31

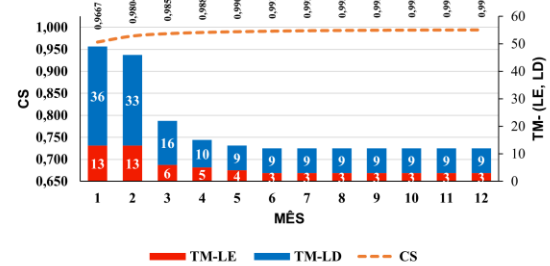
Fonte: Elaborado pelo autor.

A evolução do fator de desempenho da confiabilidade CS ao longo do HP versus a atribuição de TM é apresentada na Figura 56.

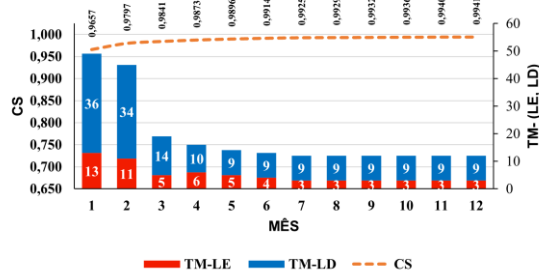
Figura 56 — Relação CS versus tarefas de manutenção atribuídas
(PM-27, PM-28, PM-29, PM-30 e PM-31)



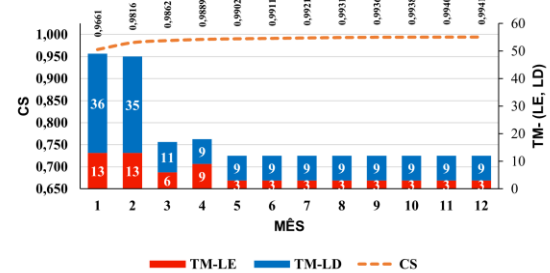
(a) PM-27



(b) PM-28

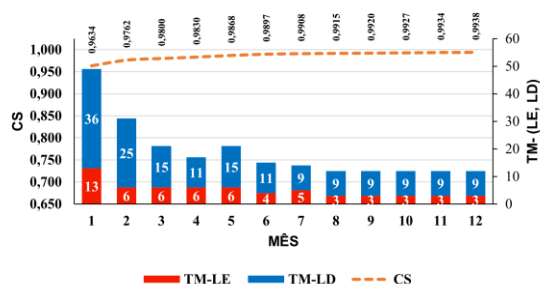


(c) PM-29



(d) PM-30

Figura 57 — Relação CS versus tarefas de manutenção atribuídas
(PM-27, PM-28, PM-29, PM-30 e PM-31) (Continuação)

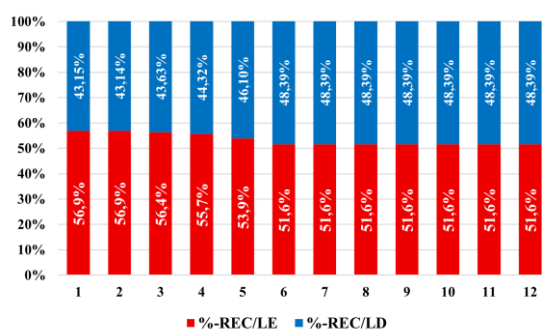


(e) PM-31

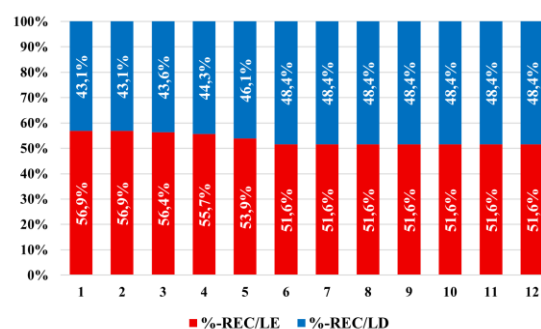
Fonte: Elaborado pelo autor

Na Figura 58 apresenta-se a distribuição percentual de recursos financeiros entre manutenção em LE e LD; verificando-se que não há variações significativas entre os planos de manutenção simulados.

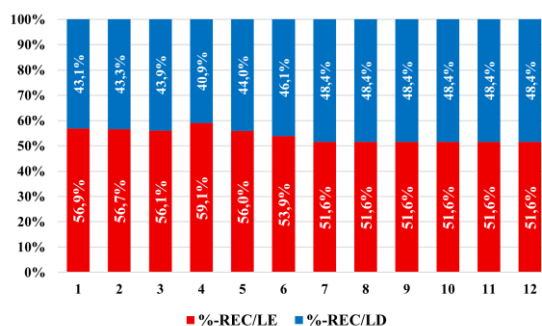
Figura 58 — Relação percentual de recursos aplicados em TM em linha energizada e linha
desenergizada
(PM-27, PM-28, PM-29, PM-30 e PM-31)



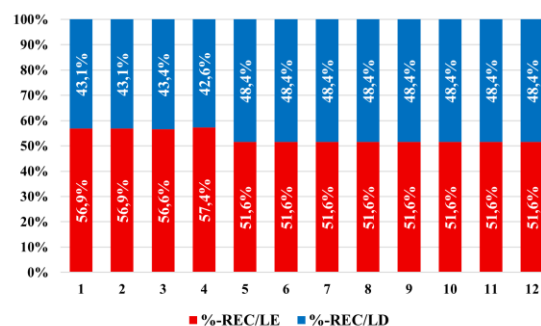
(a) PM-27



(b) PM-28



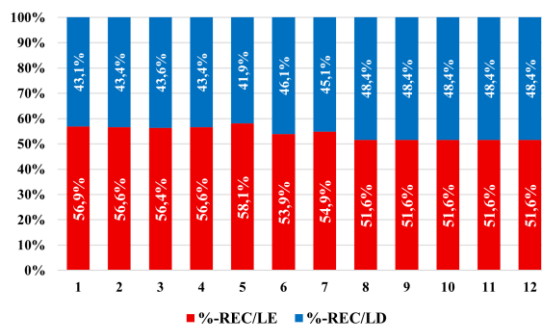
(c) PM-29



(d) PM-30

Figura 59 — Relação percentual de recursos aplicados em TM em linha energizada e linha desenergizada

(PM-27, PM-28, PM-29, PM-30 e PM-31) (Continuação)



(e) PM-31

Fonte: Elaborado pelo autor.

A técnica de utilizar os parâmetros ponderadores no planejamento da manutenção do SDEE visa aprimorar a análise de confiabilidade das seções envolvidas. Dessa forma, este fator ponderador influencia no cálculo da confiabilidade de forma a atribuir maior relevância às seções mais vulneráveis ou estratégicas. As ponderações permitem que o tomador de decisão faça com que o modelo de otimização permita a alocação de uma quantidade maior de TM às seções que apresentam maior impacto na confiabilidade global do sistema. Além disso, promove a priorização dessas seções em relação às demais. É importante destacar que as seções a montante da seção em análise também exercem influência significativa sobre os índices de confiabilidade da seção, o que reforça a necessidade desse tipo de abordagem.

De forma a validar a utilização dos parâmetros ponderadores e sua eficácia quanto à priorização das seções, na Tabela 26 apresenta-se, resumidamente, o impacto nas dez primeiras seções que são ranqueadas pelo fator ponderador, em que se verificam em todos os planos de manutenção as TA médias destas seções, que foram superiores à TA total do sistema total.

Figura 60 — Painel: PM-27

Ranking fator ponderador

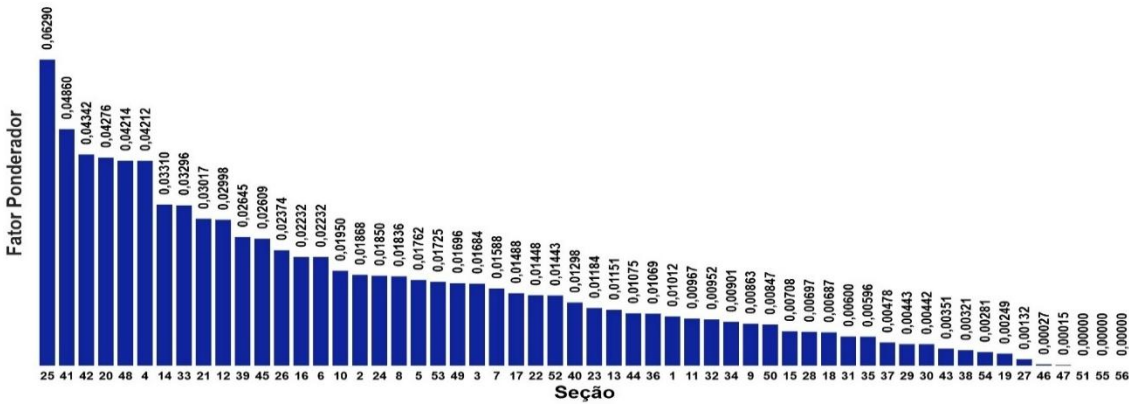
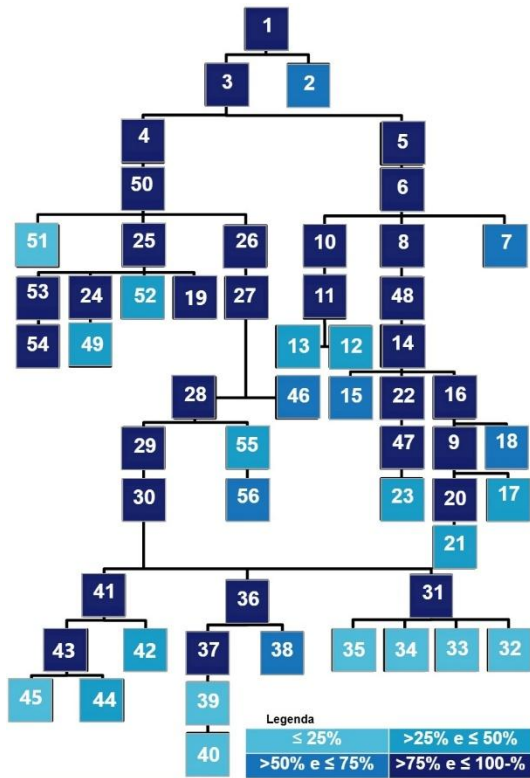


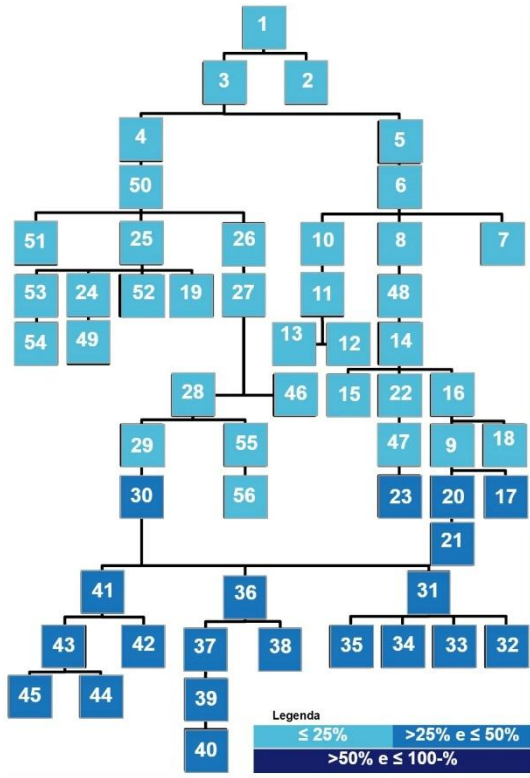
Diagrama TA -Seção



Legenda de dados:

Seção	TA (%)	Seção	TA (%)	Seção	TA (%)	Seção	TA (%)
1	100,0%	15	50,0%	29	100,0%	43	100,0%
2	66,7%	16	100,0%	30	100,0%	44	28,6%
3	100,0%	17	40,0%	31	100,0%	45	22,2%
4	100,0%	18	50,0%	32	12,5%	46	50,0%
5	100,0%	19	100,0%	33	9,3%	47	100,0%
6	100,0%	20	100,0%	34	18,2%	48	100,0%
7	50,0%	21	30,8%	35	20,0%	49	33,3%
8	100,0%	22	75,0%	36	100,0%	50	100,0%
9	100,0%	23	40,0%	37	100,0%	51	0,0%
10	100,0%	24	100,0%	38	50,0%	52	40,0%
11	100,0%	25	100,0%	39	13,0%	53	100,0%
12	28,6%	26	100,0%	40	8,7%	54	100,0%
13	40,0%	27	100,0%	41	100,0%	55	25,0%
14	100,0%	28	100,0%	42	44,4%	56	50,0%

Diagrama Var % CSEC-Seção



Legenda de dados:

Seção	Var(%) CSEC	Seção	Var(%) CSEC	Seção	Var(%) CSEC	Seção	Var(%) CSEC
1	2,06%	15	21,34%	29	22,30%	43	33,90%
2	5,82%	16	19,86%	30	26,65%	44	38,45%
3	4,28%	17	28,72%	31	31,22%	45	38,43%
4	6,76%	18	24,14%	32	35,59%	46	15,37%
5	6,62%	19	11,26%	33	35,40%	47	23,83%
6	8,96%	20	27,30%	34	35,64%	48	14,32%
7	11,33%	21	31,94%	35	35,65%	49	18,06%
8	11,40%	22	19,72%	36	31,33%	50	9,01%
9	24,21%	23	28,16%	37	36,00%	51	8,69%
10	13,05%	24	14,09%	38	35,83%	52	11,26%
11	16,94%	25	11,59%	39	40,32%	53	14,01%
12	19,97%	26	11,45%	40	43,22%	54	17,90%
13	21,18%	27	13,74%	41	31,13%	55	20,40%
14	17,16%	28	18,08%	42	35,47%	56	22,77%

Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 61 — Painel: PM-28

Ranking fator ponderador

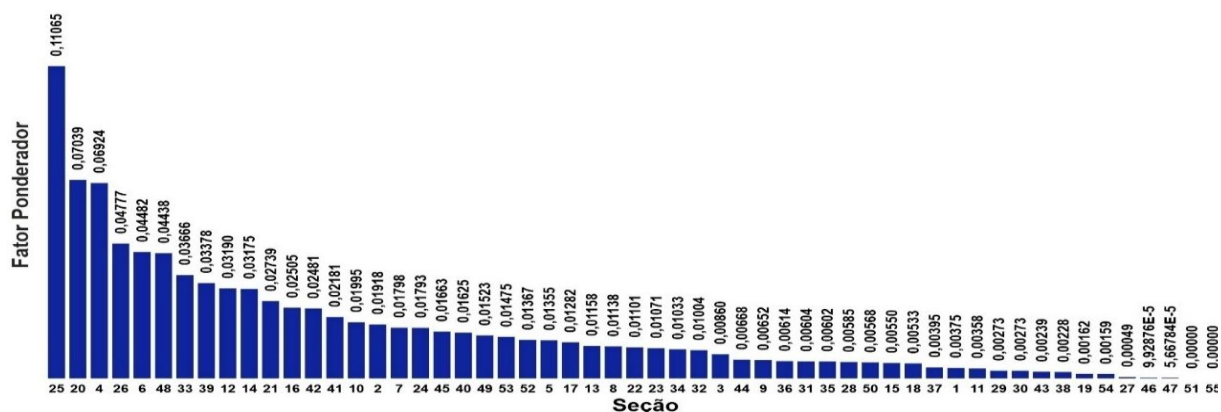
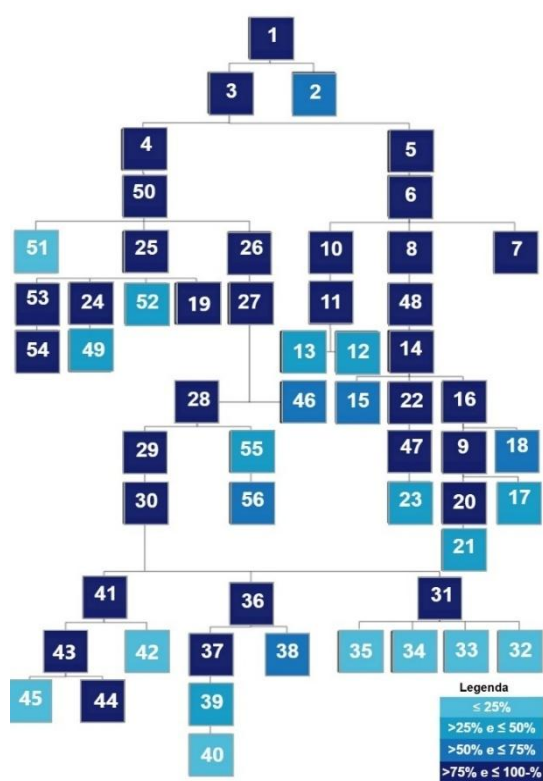


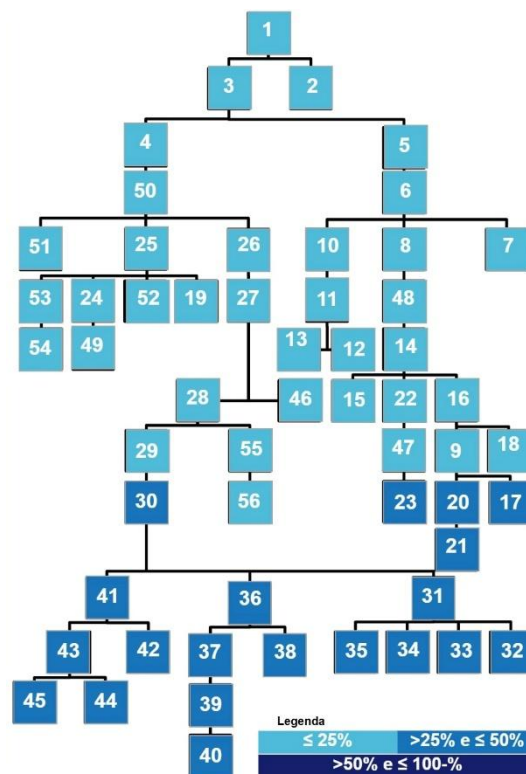
Diagrama TA -Seção



Legenda de dados:

Seção	TA (%)	Seção	TA (%)	Seção	TA (%)	Seção	TA (%)
1	100,0%	15	50,0%	29	100,0%	43	76,0%
2	50,0%	16	100,0%	30	100,0%	44	28,6%
3	100,0%	17	40,0%	31	100,0%	45	22,2%
4	100,0%	18	50,0%	32	12,5%	46	50,0%
5	100,0%	19	100,0%	33	11,6%	47	100,0%
6	100,0%	20	100,0%	34	18,2%	48	100,0%
7	50,0%	21	30,8%	35	20,0%	49	33,3%
8	100,0%	22	75,0%	36	100,0%	50	100,0%
9	100,0%	23	40,0%	37	100,0%	51	0,0%
10	100,0%	24	100,0%	38	50,0%	52	40,0%
11	100,0%	25	100,0%	39	26,1%	53	100,0%
12	28,6%	26	100,0%	40	8,7%	54	100,0%
13	40,0%	27	100,0%	41	100,0%	55	25,0%
14	100,0%	28	100,0%	42	16,7%	56	50,0%

Diagrama Var % CSEC-Seção



Legenda de dados:

Seção	Var(%) CSEC	Seção	Var(%) CSEC	Seção	Var(%) CSEC	Seção	Var(%) CSEC
1	2,06%	15	21,18%	29	22,30%	43	34,36%
2	5,61%	16	19,86%	30	26,68%	44	38,92%
3	4,28%	17	28,46%	31	31,67%	45	38,90%
4	6,75%	18	23,97%	32	35,96%	46	15,37%
5	5,62%	19	15,43%	33	35,97%	47	23,75%
6	8,96%	20	27,30%	34	36,01%	48	14,32%
7	11,19%	21	31,76%	35	36,02%	49	17,98%
8	11,40%	22	19,64%	36	31,33%	50	9,01%
9	24,21%	23	27,99%	37	36,18%	51	8,69%
10	13,05%	24	14,09%	38	35,83%	52	15,40%
11	16,94%	25	11,59%	39	41,35%	53	14,16%
12	19,40%	26	11,45%	40	44,26%	54	18,30%
13	20,94%	27	13,74%	41	31,57%	55	20,40%
14	17,16%	28	18,08%	42	36,03%	56	22,77%

Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 62 — Painel: PM-29

Ranking fator ponderador

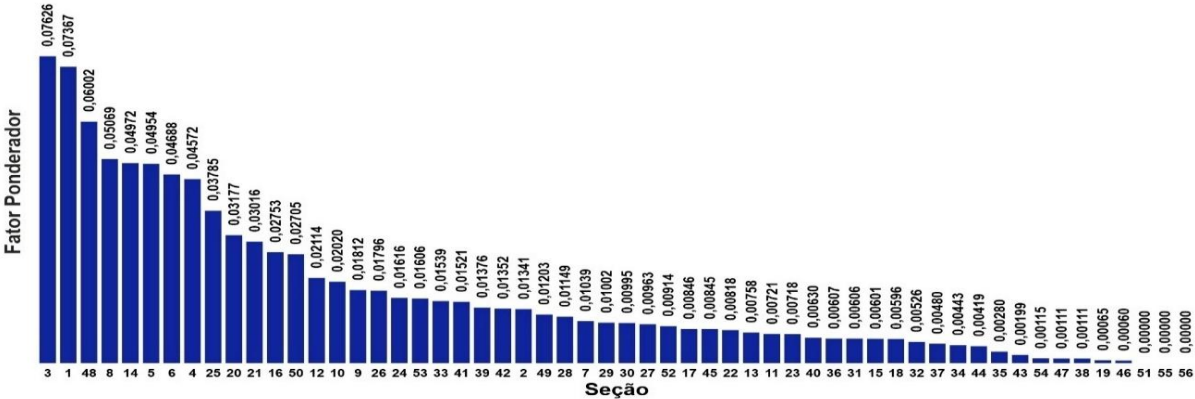
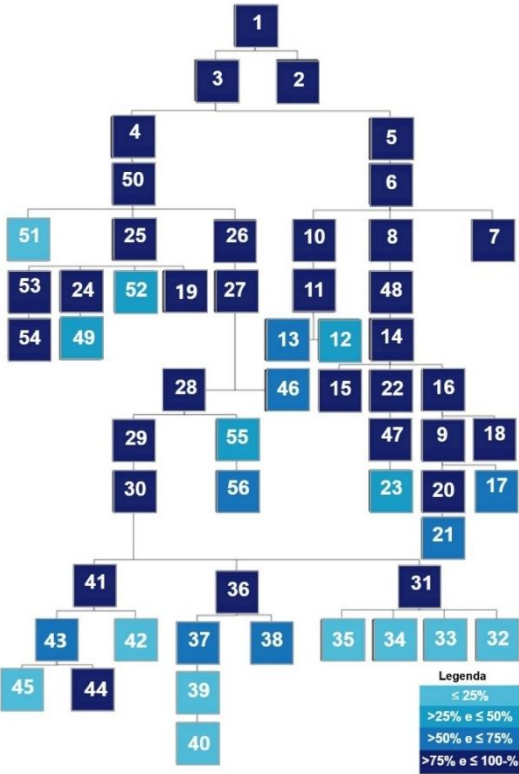


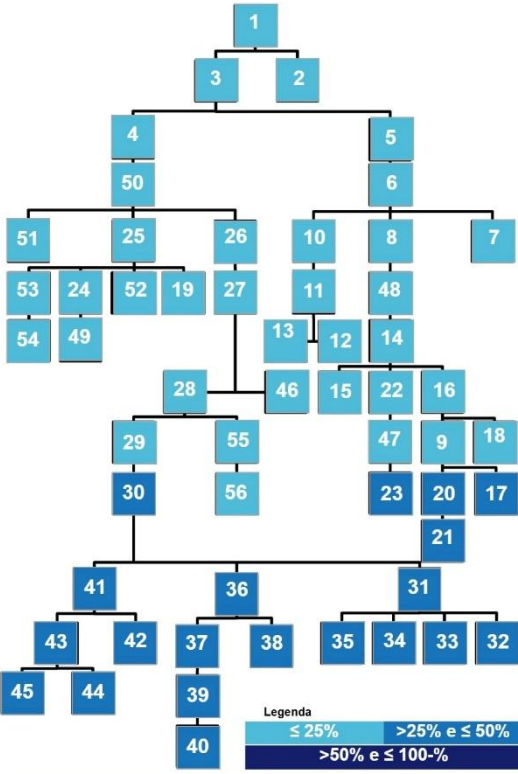
Diagrama TA -Seção



Legenda de dados:

Seção	TA (%)	Seção	TA (%)	Seção	TA (%)	Seção	TA (%)
1	100,0%	15	75,0%	29	100,0%	43	50,0%
2	100,0%	16	100,0%	30	100,0%	44	28,6%
3	100,0%	17	60,0%	31	100,0%	45	22,2%
4	100,0%	18	75,0%	32	12,5%	46	50,0%
5	100,0%	19	100,0%	33	7,0%	47	100,0%
6	100,0%	20	100,0%	34	18,2%	48	100,0%
7	100,0%	21	53,8%	35	20,0%	49	33,3%
8	100,0%	22	100,0%	36	100,0%	50	100,0%
9	100,0%	23	40,0%	37	66,7%	51	0,0%
10	100,0%	24	100,0%	38	50,0%	52	40,0%
11	100,0%	25	100,0%	39	8,5%	53	100,0%
12	35,7%	26	100,0%	40	8,7%	54	100,0%
13	60,0%	27	100,0%	41	100,0%	55	25,0%
14	100,0%	28	100,0%	42	11,1%	56	50,0%

Diagrama Var % CSEC-Seção



Legenda de dados:

Seção	Var(%) CSEC	Seção	Var(%) CSEC	Seção	Var(%) CSEC	Seção	Var(%) CSEC
1	2,06%	15	21,26%	29	22,30%	43	34,26%
2	5,82%	16	19,86%	30	26,66%	44	38,83%
3	4,28%	17	28,55%	31	31,57%	45	38,81%
4	6,75%	18	24,06%	32	35,96%	46	15,37%
5	6,62%	19	15,43%	33	35,80%	47	23,84%
6	8,96%	20	27,30%	34	36,01%	48	14,32%
7	11,34%	21	32,03%	35	36,02%	49	17,98%
8	11,40%	22	19,72%	36	31,33%	50	9,01%
9	24,21%	23	28,07%	37	36,00%	51	8,69%
10	13,05%	24	14,09%	38	35,83%	52	15,40%
11	16,94%	25	11,59%	39	40,40%	53	14,16%
12	19,49%	26	11,45%	40	43,30%	54	18,30%
13	21,02%	27	13,74%	41	31,57%	55	20,40%
14	17,16%	28	18,08%	42	35,94%	56	22,77%

Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 63 — Painei: PM-30

Ranking fator ponderador

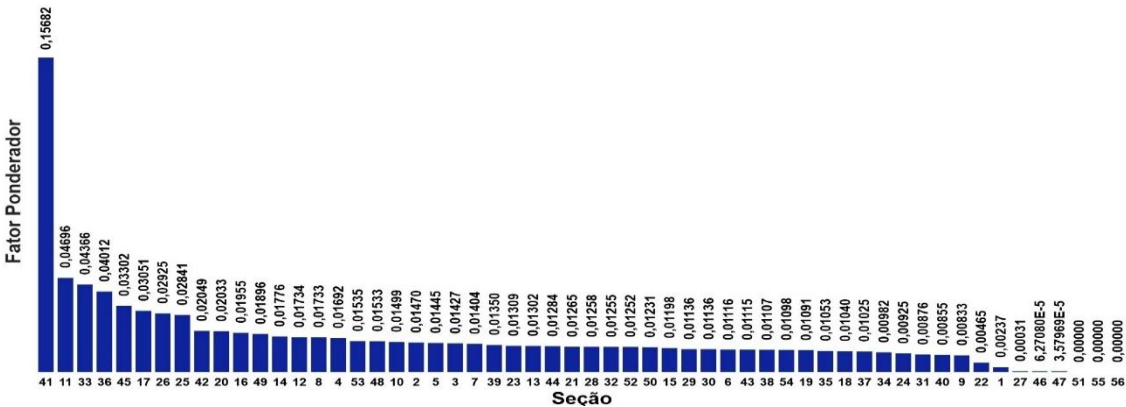
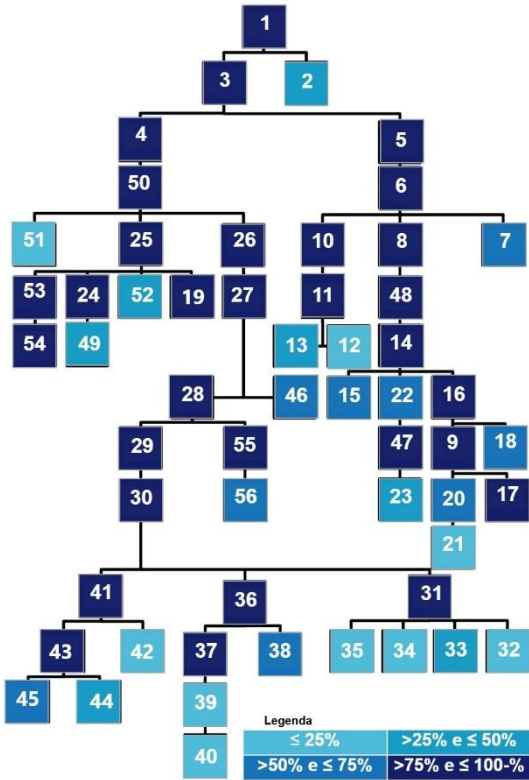


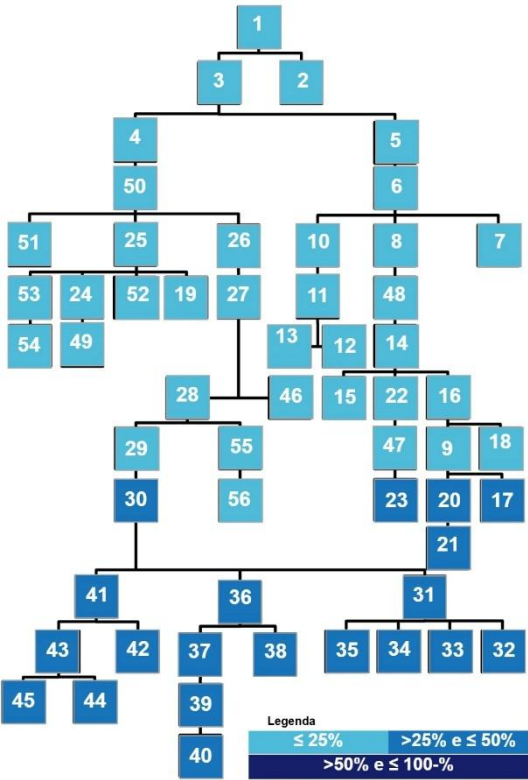
Diagrama TA -Seção



Legenda de dados:

Seção	TA (%)	Seção	TA (%)	Seção	TA (%)	Seção	TA (%)
1	100,0%	15	50,0%	29	100,0%	43	100,0%
2	33,3%	16	100,0%	30	100,0%	44	28,6%
3	100,0%	17	100,0%	31	100,0%	45	55,6%
4	100,0%	18	50,0%	32	12,5%	46	50,0%
5	100,0%	19	100,0%	33	30,2%	47	100,0%
6	100,0%	20	55,6%	34	18,2%	48	100,0%
7	50,0%	21	15,4%	35	20,0%	49	33,3%
8	100,0%	22	50,0%	36	100,0%	50	100,0%
9	100,0%	23	40,0%	37	83,3%	51	0,0%
10	100,0%	24	100,0%	38	50,0%	52	40,0%
11	100,0%	25	100,0%	39	8,7%	53	100,0%
12	14,3%	26	100,0%	40	8,7%	54	100,0%
13	40,0%	27	100,0%	41	100,0%	55	100,0%
14	100,0%	28	100,0%	42	16,7%	56	50,0%

Diagrama Var % CSEC-Seção



Legenda de dados:

Seção	Var(%) CSEC	Seção	Var(%) CSEC	Seção	Var(%) CSEC	Seção	Var(%) CSEC
1	2,06%	15	21,26%	29	22,30%	43	34,26%
2	5,82%	16	19,86%	30	26,65%	44	38,83%
3	4,28%	17	28,55%	31	31,57%	45	38,81%
4	6,75%	18	24,06%	32	35,96%	46	15,37%
5	6,62%	19	15,43%	33	35,80%	47	23,84%
6	8,96%	20	27,30%	34	36,01%	48	14,32%
7	11,34%	21	32,03%	35	36,02%	49	17,98%
8	11,40%	22	19,72%	36	31,33%	50	9,01%
9	24,21%	23	28,07%	37	36,00%	51	8,69%
10	13,05%	24	14,08%	38	35,83%	52	15,40%
11	16,94%	25	11,59%	39	40,40%	53	14,16%
12	19,49%	26	11,45%	40	43,30%	54	18,30%
13	21,02%	27	13,74%	41	31,57%	55	20,40%
14	17,16%	28	18,08%	42	35,94%	56	22,77%

Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 64 — Painel: PM-31

Ranking fator ponderador

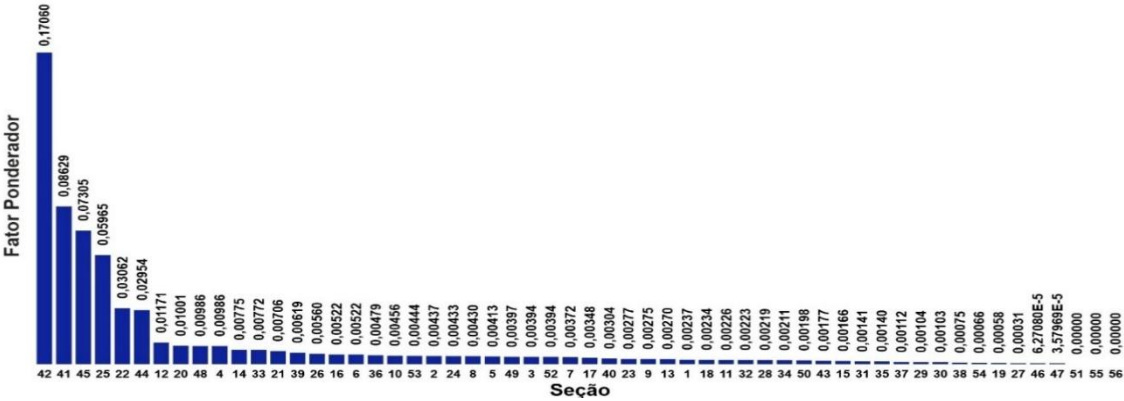
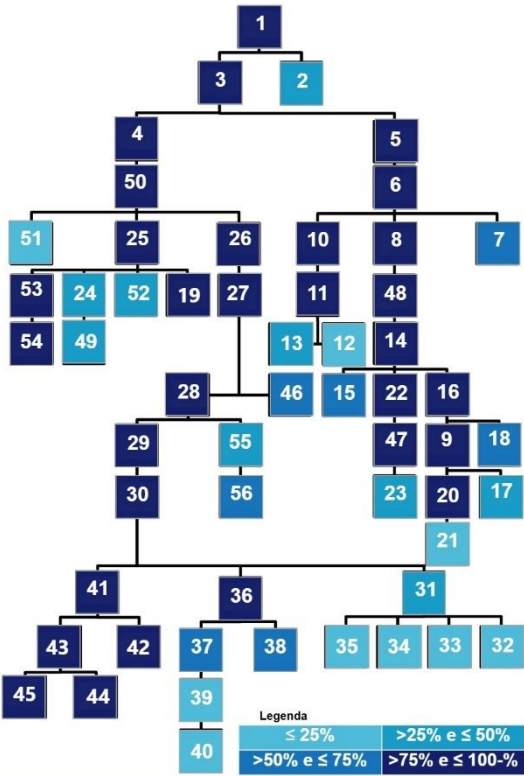


Diagrama TA -Seção



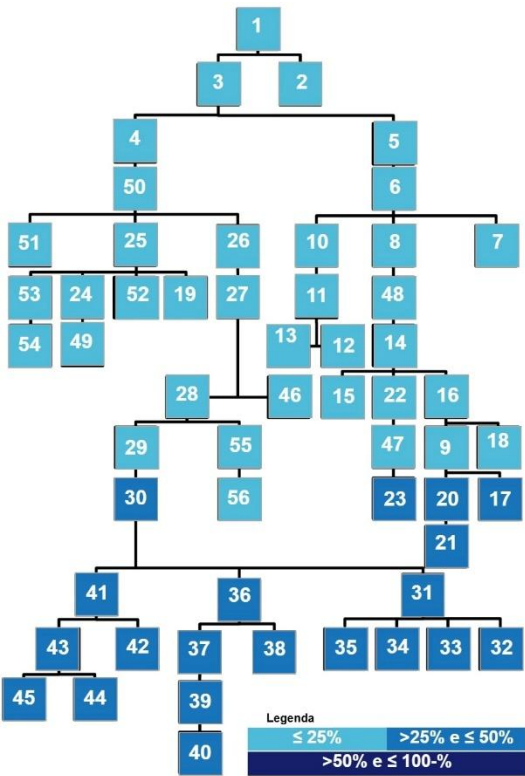
Legenda

≤ 25%	>25% e ≤ 50%
>50% e ≤ 75%	>75% e ≤ 100%

Legenda de dados:

Seção	TA (%)	Seção	TA (%)	Seção	TA (%)	Seção	TA (%)
1	100,0%	15	50,0%	29	100,0%	43	100,0%
2	33,3%	16	100,0%	30	100,0%	44	100,0%
3	100,0%	17	40,0%	31	44,4%	45	100,0%
4	100,0%	18	50,0%	32	12,5%	46	50,0%
5	100,0%	19	100,0%	33	4,7%	47	100,0%
6	100,0%	20	77,8%	34	18,2%	48	100,0%
7	50,0%	21	15,4%	35	20,0%	49	33,3%
8	100,0%	22	100,0%	36	83,3%	50	100,0%
9	100,0%	23	40,0%	37	50,0%	51	0,0%
10	100,0%	24	40,0%	38	50,0%	52	40,0%
11	100,0%	25	100,0%	39	6,5%	53	100,0%
12	21,4%	26	100,0%	40	8,7%	54	100,0%
13	40,0%	27	100,0%	41	100,0%	55	25,0%
14	100,0%	28	100,0%	42	100,0%	56	50,0%

Diagrama Var % CSEC-Seção



Legenda

≤ 25%	>25% e ≤ 50%
>50% e ≤ 100%	

Legenda de dados:

Seção	Var(%) CSEC	Seção	Var(%) CSEC	Seção	Var(%) CSEC	Seção	Var(%) CSEC
1	2,06%	15	21,18%	29	22,30%	43	34,44%
2	5,54%	16	19,85%	30	26,65%	44	39,49%
3	4,28%	17	28,46%	31	31,13%	45	39,66%
4	6,75%	18	23,97%	32	35,50%	46	15,37%
5	6,62%	19	15,43%	33	35,55%	47	23,83%
6	8,96%	20	27,14%	34	35,32%	48	14,32%
7	11,19%	21	31,40%	35	35,56%	49	17,74%
8	11,40%	22	19,72%	36	31,25%	50	9,01%
9	24,21%	23	28,07%	37	35,82%	51	8,69%
10	13,05%	24	13,86%	38	35,74%	52	15,40%
11	16,94%	25	11,59%	39	40,23%	53	14,16%
12	19,32%	26	11,45%	40	43,13%	54	18,30%
13	20,94%	27	13,74%	41	31,57%	55	22,77%
14	17,16%	28	18,08%	42	37,42%	56	25,0%

Fonte: Elaborado pelo autor.

5 CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

Neste trabalho, apresenta-se uma metodologia aplicada à otimização dos planos de manutenção em redes de distribuição de energia elétrica, formulada como um problema de programação linear binária mista. O modelo proposto tem como principal objetivo maximizar a confiabilidade do sistema ao longo do horizonte de planejamento, levando em consideração a influência das tarefas de manutenção e as restrições inerentes ao processo operacional.

Para tanto, a metodologia contempla a alocação eficiente de recursos limitados, a segmentação das atividades de manutenção conforme suas características técnicas e operacionais e a distinção entre intervenções em linhas energizadas e desenergizadas. Incorporam-se também no modelo limitações de tempo destinadas à execução de manutenção em linha desenergizada, o que reflete na redução da (ENS) e prevê a distribuição segmentada dos serviços entre as equipes de manutenção de linhas desenergizadas, de forma a maximizar a eficiência operacional na utilização dos recursos humanos e técnicos disponíveis. A abordagem proposta constitui uma ferramenta robusta e sistemática para o planejamento otimizado da manutenção em redes de distribuição, contribuindo para a elevação da confiabilidade operacional e para a redução de interrupções no fornecimento de energia.

A implementação de um conjunto de fatores ponderadores aplicados à confiabilidade das seções configura-se como uma estratégia relevante para o estabelecimento de prioridades na atribuição das tarefas de manutenção. Essa abordagem permite diferenciar o grau de criticidade entre as seções, orientando a alocação dos recursos de forma mais eficiente e possibilitando atendimento mais célere às áreas com maior impacto sobre a confiabilidade do sistema em comparação às demais. O efeito do montante da disponibilização de recursos financeiros totais e segmentados por tipo de manutenção, linhas energizadas e desenergizadas, é verificado analisando os impactos na quantidade de equipamentos atendidos com tarefas de manutenção, o que impacta diretamente na confiabilidade das seções e de todo o sistema.

A implementação da proposta baseou-se na premissa de que a execução das atividades de manutenção exerce influência direta na redução das taxas de falhas, enquanto a sua ausência tende a acarretar o agravamento desses índices. As taxas de falha dos equipamentos consideradas neste estudo foram obtidas a partir de valores reportados na literatura especializada. Contudo, observa-se uma escassez de dados atualizados, o que impõe limitações à precisão das estimativas obtidas nos testes realizados. Adicionalmente, tais informações estão sujeitas às vantagens e desvantagens inerentes ao uso de dados estatísticos e probabilísticos, especialmente no que se refere à incerteza e variabilidade dos resultados decorrentes das premissas adotadas nos estudos de origem.

A validação do modelo foi realizada em uma rede real localizada em um município do interior do estado de Mato Grosso, e configura-se um cenário representativo das condições operacionais típicas de sistemas de distribuição aéreos de médio-grande porte.

A distribuição e segmentação dos serviços de manutenção em linha energizada (Linha Viva), embora envolvam custos significativamente superior, podendo atingir até 70% a mais em relação às atividades executadas em linhas desenergizadas, demonstram-se vantajosas do ponto de vista operacional. O emprego da manutenção em linha energizada elimina a necessidade de desligamentos de seções da rede, contribuindo diretamente para a redução dos indicadores de continuidade do fornecimento de energia. Assim, a restrição implementada no modelo mostrou-se eficaz, sobretudo em cenários caracterizados pela limitação das horas disponíveis para as equipes de manutenção em linha desenergizada e pela redução das horas permitidas de (ENS), evidenciando o impacto positivo da estratégia sobre a confiabilidade do sistema.

O problema, originalmente formulado como não linear inteiro misto, foi linearizado por meio da técnica de linearização por partes. Como estratégia de solução, adotou-se uma abordagem clássica de otimização convexa pseudodinâmica. Apesar da grande quantidade de variáveis envolvidas, o solver comercial CPLEX apresentou desempenho satisfatório em termos de tempo de processamento e geração das soluções. Observou-se que o tempo computacional aumenta proporcionalmente ao número de pontos de linearização considerados; entretanto, os testes realizados indicaram que essa variação da quantidade de pontos, não exerce influência significativa sobre a qualidade dos resultados de confiabilidade, evidenciando a robustez e eficiência do modelo proposto.

A revisão bibliográfica evidencia uma predominância de abordagens baseadas em métodos heurísticos e meta-heurísticos na solução de problemas de planejamento de manutenção em redes de distribuição. Neste trabalho, a implementação de uma metodologia fundamentada em um modelo heurístico usando otimização representa uma contribuição relevante ao estado da arte, ao propor uma alternativa determinística e estruturada para esse tipo de problema.

Os resultados obtidos demonstram o potencial da proposta como ferramenta de apoio à tomada de decisão no planejamento de manutenção, permitindo ao gestor direcionar as ações de forma mais eficaz e eficiente. O modelo desenvolvido considera diversos aspectos essenciais, tais como recursos financeiros disponíveis, dados técnicos do sistema (carga instalada, carregamento, carga interrompida e alocação de consumidores por classe de consumo), bem como indicadores de confiabilidade (DEC, FEC e DMIC) e o pagamento de penalidades associadas à violação de indicadores individuais. (DIC, FIC)

Para o desenvolvimento e aprofundamento de pesquisas e trabalhos futuros, propõe-se:

- Adaptar o modelo ao processo de planejamento de tarefas de inspeção de redes, permitindo a integração entre manutenção corretiva, preventiva e preditiva;
- Implementar dados georreferenciados dos equipamentos, aliados à aplicação de técnicas de otimização de rotas para a distribuição eficiente dos serviços, com o objetivo de minimizar o tempo de deslocamento das equipes;

REFERÊNCIAS

- ABBASI E., M. F.-F. S. M. I. A. A.-J. Risk based maintenance optimization of overhead distribution networks utilizing priority based dynamic programming. In: **IEEE Power & Energy Society General Meeting**, 2009. Anais [...]. New York: IEEE, 2009.
- ABBASI, M. K.; DEZFULI, H. Smart maintenance planning for distribution transformers using discrete-time Markov Chain. In: **International Electrical Power Distribution Conference (EPDC)**, 26., 2022. Anais [...]. New York: IEEE, 2022. p. 8–17
- ABIRI-JAHROMI, A.; FOTUHI-FIRUZABAD, M.; ABBASI, E. **An efficient mixed-integer linear formulation for long-term overhead lines maintenance scheduling in power distribution systems**. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 24, n. 4, p. 2043–2053, 2009.
- ADOGHE, A. U; AWOSOPE, C. O. A.; EKEH, J. C. Asset maintenance planning in electric power distribution network using statistical analysis of outage data. **International Journal of Electrical Power and Energy Systems**, v. 47, n. 1, p. 424–435, 2013.
- AKINTOLA, A. A.; OJO, C.; AWOSOPE, A. A critical review of distribution substation system reliability evaluations. **International Journal of Advancements in Research & Technology**, v. 6, p. 6–11, 2017.
- AKL, A. M.; EL SAWAH, S.; CHAKRABORTTY, R. K.; TURAN, H. H. A Joint Optimization of Strategic Workforce Planning and Preventive Maintenance Scheduling: A Simulation–Optimization Approach. **Reliability Engineering and System Safety**, v. 219, 2022.
- AL-AQEELI, R.; HABIBALLAH, I. Live Line maintenance of transmission lines: a review. **International Journal of Engineering Research & Technology**, v. 9, n. 11, 2020
- ALIZADEH, A.; FERREIDUNIAN, A.; MOGHIMI, M.; LESANI, H. Reliability-centered maintenance scheduling considering failure rates uncertainty: a two-stage robust model. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 37, n. 3, p. 1941–1951, 2022.
- ALVARADO, D.; MORENO, R.; ORCHARD, M. E.; KIRSCHEN, D. S. Cost-benefit analysis of maintenance plans: case study of the power system of a large industrial facility. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 38, n. 3, p. 2046–2057, 2023.
- ALVAREZ-ALVARADO, M. S.; DONALDSON, D. L.; RECALDE, A. A.; et al. Power System Reliability and Maintenance Evolution: A Critical Review and Future Perspectives. **IEEE Access**, v. 10, p. 51922–51950, 2022.
- AMALETE SAM; VAILLANCOURT RAYNALD; ABDUL-NOUR GEORGES; GAUTHIER FRANÇOIS. Asset management, industry 4.0 and maintenance in electrical energy distribution. **IFIP Advances in Information and Communication Technology**. Cham: Springer, 2021.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Resolução normativa nº 956, de 7 de dezembro de 2021**. Anexo IV – PRODIST – Módulo 4. Procedimentos Operativos do Sistema de Distribuição. Brasília, DF: ANEEL, 2021.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Resolução normativa nº 1.000, de 7 de dezembro de 2021**. Brasília, 2021.

ARAVINTHAN, V.; JEWELL, W. Optimized maintenance scheduling for budget-constrained distribution utility. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 4, n. 4, p. 2328–2338, 2013.

ARUNA, S. B.; SUCHITRA, D.; RAJARAJESWARI, R.; GEORGE FERNANDEZ, S. G. A comprehensive review on the modern Power system reliability assessment. **International Journal of Renewable Energy Research (IJRER)**, v. 11, n. 4, p. 1734–1747, 2021.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 5462: confiabilidade e manutenibilidade**. Rio de Janeiro, 1994.

AZIMI HOSSEINI, K.; HAJIAGHAPOUR-MOGHIMI, M.; HAJIPOUR, E.; VAKILIAN, M. Advanced distribution transformer asset management embracing its relocation: A cost saving approach. **IET Generation, Transmission and Distribution**, v. 16, n. 12, p. 2370–2385, 2022.

BADGUJAR, H. A. Line maintenance of transmission lines in Indian perspective: a review. **International Journal of Engineering Applied Sciences and Technology**, v. 4, n. 3, p. 157–160, 2019. IJEAST.

BAHRAMI, S.; RASTEGAR, M.; DEHGHANIAN, P. An FBWM-TOPSIS approach to identify critical feeders for reliability centered maintenance in power distribution systems. **IEEE Systems Journal**, v. 15, n. 3, p. 3893–3901, 2020.

BALIJEPAI, N.; VENKATA, S. S.; CHRISTIE, R. D. Predicting distribution system performance against regulatory reliability standards. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 19, n. 1, p. 350–356, 2004.

BILLINTON, R.; ALLAN, R. N. **Reliability evaluation of power systems**. New York Plenum, 1996.

BROWN R. E. **Electric power distribution reliability**. 2. ed. Boca Raton: CRC Press, 2009.

BRUNO A. S. COSTA; ANSELMO B. RODRIGUES; MARIA G. DA SILVA. Minimização de multas pagas por concessionárias de distribuição de energia elétrica através da otimização dos intervalos de manutenção. In: **Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos**, 9., 2018. Anais [...]. São Paulo: SBA, 2018.

CHUKWUKADIBIA ANUMAKA, M. **Fundamentals of reliability of electric power system and equipment**. Hoboken: Wiley, 2011.

DASHTI, R.; ROUHANDEH, M. Power distribution system planning framework: a comprehensive review. **Energy Strategy Reviews**, v. 50, nov. 2023, p. 101256. Elsevier Ltd. DOI: 10.1016/j.esr.2023.101256.

ELETROBRAS. **Manutencao e operação de sistemas de distribuição**. Rio de Janeiro: Eletrobras, 1982. V. 4.

ENJAVIMADAR, M. H.; RASTEGAR, M. Optimal reliability-centered maintenance strategy based on the failure modes and effect analysis in power distribution systems. **Electric Power Systems Research**, v. 203, p. 107647, 2022. Elsevier BV. DOI: 10.1016/j.epsr.2021.107647.

FOGLIATTO, F. S.; RIBEIRO, J. L. D. **Confiabilidade e manutenção industrial**. Rio de Janeiro: Elsevier, 2011.

GANGULY, S.; SAHOO, N. C.; DAS, D. Recent advances on power distribution system planning: A state-of-the-art survey. **Energy Systems**, v. 4, n. 2, p. 165–193, jun. 2013.

GARIP, S.; ÖZDEMİR, Ş.; ALTIN, N. Power system reliability assessment - A review on analysis and evaluation methods. **Journal of Energy Systems**, v. 6, n. 3, p. 401–419, 2022.

GHORBANI, E.; HAJIABADI, M. E.; SAMADI, M.; LOTFI, H. Providing a preventive maintenance strategy for enhancing distribution network resilience based on cost–benefit analysis. **Electrical Engineering**, v. 105, n. 2, p. 979–991, 2023.

HORTON, W. F.; GOLDEBERG, S. **Determination_of_failure_rates_of_underground_distribution_system_components_from_historical_data**. In Proceedings of the 22nd annual North American power symposium, Auburn Alabama, v. V, 1990.

JANJIC, A. D.; POPOVIC, D. S. Selective maintenance schedule of distribution networks based on risk management approach. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 22, n. 2, p. 597–604, 2007.

JARAMILLO-LEON, B.; LEITE, J. B. Multi-objective Optimization for preventive tree trimming scheduling in overhead electric power distribution networks. **Journal of Control, Automation and Electrical Systems**, v. 33, n. 2, p. 550–560, 2022. Springer.

MOUNBRAY, J. **Reliability centered maintenance**. 4^o ed. Oxford: Butterworth-Heinemann, 1997.

KARDEC, A.; NASCIF, J. **Manutenção: função estratégica**. 3 Ed. Rio de Janeiro: Qualitymark, 2009.

KESAVAKUMAR, M. V.; SRIHARI, V.; SARVESH, B. Improvement in reliability indices of a power distribution system: a case study. **International Journal of Research in Engineering and Technology**, v. 04, special issue 12 (NCIDCEME-2015), p. 21–29, out. 2015. DOI: 10.15623/ijret.2015.0424004.

KHUNTIA, S.; RUEDA, J. L.; BOUWMAN, S.; VAN DER MEIJDEN, M. A. M. M. A literature survey on asset management in electrical power [transmission and distribution] system. **International Transactions on Electrical Energy Systems**, v. 26, n. 10, p. 2123–2133, 2016. John Wiley and Sons Ltd.

KIM, S. Y.; KIM, M. K.; CHOI, M. H.; KIM, D. W. Optimal preventive maintenance: Balancing reliability and costs in the electricity market. **Energy Policy**, v. 194, 2024. Elsevier Ltd.

KOVAČ, Z.; KNEŽEVIĆ, G.; TOPIC, D. Modelling of power system reliability assessment. **Tehnički vjesnik**, Osijek, v. 20, n. 1, p. 93–98, fev. 2013.

KUMAR, H.; SHAFIQ, M.; KAUHANIEMI, K.; ELMUSRATI, M. Artificial Intelligence-Based Condition Monitoring and Predictive Maintenance of Medium Voltage Cables: An Integrated System Development Approach. 2024 10th International Conference on Condition Monitoring and Diagnosis, CMD 2024. **Anais**. p.191–195, 2024. Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc.

LAFRAIA, J. R. B. **Confiabilidade e manutenibilidade**. Rio de Janeiro: Qualitymark, 2001.

LEITE DA SILVA, A. M.; SCHMITT, W. F.; CASSULA, A. M.; SACRAMENTO, C. E. Analytical and Monte Carlo approaches to evaluate probability distributions of interruption duration. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 20, n. 3, p. 1341–1348, 2005.

LI, F.; BROWN, R. E. A Cost-effective approach of prioritizing distribution maintenance based on system reliability. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 19, n. 1, p. 439–441, 2004.

MASTERI, K.; VENKATESH, B.; FREITAS, W. A fuzzy optimization model for distribution system asset planning with energy storage. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 33, n. 5, p. 5114–5123, 2018.

MIRHOSSEINI, M.; KEYNIA, F. Asset management and maintenance programming for power distribution systems: A review. **IET Generation, Transmission and Distribution**, 1. ago. 2021. John Wiley and Sons Inc.

MIRSAEEDI, H.; FEREIDUNIAN, A.; MOHAMMADI-HOSSEININEJAD, S. M.; DEHGHANIAN, P.; LESANI, H. Long-term maintenance scheduling and budgeting in electricity distribution systems equipped with automatic switches. **IEEE Transactions on Industrial Informatics**, v. 14, n. 5, p. 1909–1919, 2018. IEEE Computer Society.

MIRSAEEDI, H.; HASSANKASHI, A.; SAJJADI, M.; SIANO, P. *A mixed-integer linear programming approach to maintenance budgeting in electrical distribution networks considering repair time uncertainty*. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON FUTURE ENERGY SOLUTIONS, 2023, [local]. **Anais** [...]. [S.l.]: Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2023.

MISARI, A. R. **Planejamento de tarefas de manutenções centradas em confiabilidade para redes de distribuição de energia elétrica.**, 2017. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Universidade Estadual Paulista (UNESP), Faculdade de Engenharia, Ilha Solteira, 2017.

MISARI, A. R.; LEITE, J. B.; PIASSON, D.; MANTOVANI, J. R. S. Reliability-Centered Maintenance Task Planning for Overhead Electric Power Distribution Networks. **Journal of Control, Automation and Electrical Systems**, v. 31, n. 5, p. 1278–1287, 2020. Springer.

MOGHADAM, M. A.; BAGHERI, S.; SALEMI, A. H.; TAVAKOLI, M. B. Long-term maintenance planning of medium voltage overhead lines considering the uncertainties and reasons for interruption in a real distribution network. **Reliability Engineering and System Safety**, v. 233, 2023. Elsevier Ltd.

PELEGRINI, M. A.; DUARTE, D. P.; NAKATA, B. H.; et al. Expert system development for maintenance management considering reliability and financial impact models. **International Journal of Development Research**, 2020. DOI: 10.37118/ijdr.18575.03.2020.

PHOOTHONG, N.; VANITTANAKOM, P.; TEERA-ACHARIYAKUL, N.; RERKPREEDAPONG, D. *Optimal preventive maintenance budget setting for electric power distribution utilities*. In: 5th INTERNATIONAL CONFERENCE ON ELECTRICAL ENGINEERING/ELECTRONICS, COMPUTER, TELECOMMUNICATIONS AND INFORMATION TECHNOLOGY – ECTI-CON, Krabi, Tailândia, 14–17 maio 2008. **Anais [...]**. Krabi: IEEE, 2008. p. 957–960.

PIASSON, D.; BÍSCARO, A. A. P.; LEÃO, F. B.; MANTOVANI, R. S. A new approach for reliability-centered maintenance programs in electric power distribution systems based on a multiobjective genetic algorithm. **Electric Power Systems Research**, 1 ago. 2016. Elsevier Ltd.

PIASSON, D.; RODRIGUES, R. B.; BÍSCARO, A. A. P.; MANTOVANI, J. R. S. A proposal for reliability evaluation of components on electric power distribution system integrating probabilistic models and fuzzy inference systems. In: *IEEE/PES TRANSMISSION AND DISTRIBUTION: LATIN AMERICA CONFERENCE AND EXPOSITION, 6., 2012, Montevideo, Uruguai*. **Anais [...]**. Montevideo: IEEE, 2012.

PIASSON, DIEGO. **Otimização de planos de manutenções de componentes de sistemas de distribuição de energia elétrica centrados em confiabilidade**. 2014. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Universidade Estadual Paulista (UNESP), Faculdade de Engenharia, Ilha Solteira, 2014.

PRAKASH, P.; ANAND VERMA, V.; JHA, R. C.; PROFESSOR, A. Distribution system reliability analysis using ETAP. **International Journal of Advanced Research in Electrical and Electronics Engineering**, v. 2, p. 24–28, 2014.

PRASETYO, Y. T.; MERCADO ROSITA, K. K. Equipment reliability optimization using predictive reliability centered maintenance: a case-study illustration and comprehensive literature review. In: 7th INTERNATIONAL CONFERENCE ON FRONTIERS OF INDUSTRIAL ENGINEERING – ICFIE 2020, Singapore, 27–29 set. 2020. **Anais [...]**. Singapore: Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2020. p. 93–97.

RAVAGHI ARDABILI, H. A.; HAGHIFAM, M. R.; ABEDI, S. M. A probabilistic reliability-centered maintenance approach for electrical distribution networks. **IET Generation, Transmission and Distribution**, v. 15, n. 6, p. 1070–1080, 2021. John Wiley and Sons Inc.

ROSS, S. M. **Introduction to Probability Models**. 10º ed. Amsterdam, Elsevier, 2010.

SEBASTIÃO, M. G.; BÍSCARO, A. A. P.; PERALTA, R. A. V.; YAMAGUTI, L. DO C.; MANTOVANI, J. R. S. *Otimização de planos de tarefas de manutenção em redes aéreas de distribuição de energia elétrica*. In: XXV CONGRESSO BRASILEIRO DE AUTOMÁTICA – CBA 2024, 15–18 out. 2024, São Paulo, SP, Brasil. **Anais [...]**. São Paulo: Sociedade Brasileira de Automática (SBA), 2024. DOI: 10.20906/CBA2024/4425.

SILVA, R. F.; MELANI, A. H. DE A.; MICHALSKI, M. A. DE C.; DE SOUZA, G. F. M. Reliability and Risk Centered Maintenance: a Novel Method for Supporting Maintenance Management. **Applied Sciences (Switzerland)**, v. 13, n. 19, 2023. Multidisciplinary Digital Publishing Institute (MDPI).

SITTITHUMWAT, A.; SOUDI, F.; TOMSOVIC, K. Optimal allocation of distribution maintenance resources with limited information. **Electric Power Systems Research**, v. 68, n. 3, p. 208–220, 2004.

SMITH, D. J. **The history of reliability and safety technology**. In: SMITH, D. J. Reliability, maintainability and risk. [S.l.]: Elsevier, 2011. p. 1–12.

SOLTANI, S.; KOUHANJANI, M. J. **Comparing Three Separate Discrete Algorithms for Generation Maintenance Optimization**. 2023 8th International Conference on Technology and Energy Management, ICTEM 2023. Irã. Anais... 2023. Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc.

TAHERI OTAGHSARA, S. S.; ASGHARI GHARAKHEILI, M. An optimum budget-based development in maintenance for electric power transmission networks. **IET Generation, Transmission and Distribution**, v. 16, n. 22, p. 4520–4527, 2022. John Wiley and Sons Inc.

TRENTINI, C.; DE OLIVEIRA GUEDES, W.; DE OLIVEIRA, L. W.; DIAS, B. H.; FERREIRA, V. H. Maintenance planning of electric distribution systems: a review. **Journal of Control, Automation and Electrical Systems**, v. 32, n. 1, p. 186–202, 2021. Springer.

USBERTI, F. L.; LYRA, C.; CAVELLUCCI, C.; GONZÁLEZ, J. F. V. Hierarchical multiple criteria optimizations of maintenance activities on power distribution networks. **Annals of Operations Research**, v. 224, n. 1, p. 171–192, 2015. Kluwer Academic Publishers.

VALENCIA, A.; PINZON, J. D. Asset management model of SCADA infrastructure of power control centers based on indicators. 2021. IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference - Latin America, ISGT Latin America 2021. **Anais...**, 2021. Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc.

VASCONCELOS, F. M. DE; ALMEIDA, C. F. M.; PEREIRA, D. DE S.; et al. A genetic algorithm-based approach for the inspection scheduling planning in power distribution networks. **Journal of Control, Automation and Electrical Systems**, v. 33, n. 4, p. 1237–1248, 2022a. Springer.

VASCONCELOS, F. M. DE; ALMEIDA, C. F. M.; PEREIRA, D. DE S.; et al. A Genetic algorithm-based approach for the inspection scheduling planning in power distribution networks. **Journal of Control, Automation and Electrical Systems**, v. 33, n. 4, p. 1237–1248, 2022b. Springer.

WANG, Y.; LIU, C.; SHAHIDEHPOUR, M.; GUO, C. Critical components for maintenance outage scheduling considering weather conditions and common mode outages in reconfigurable distribution systems. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 7, n. 6, p. 2807–2816, 2016. Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc.

WEI, X.; WANG, Z.; GUO, J. Reliability assessment of transformer insulating oil using accelerated life testing. **Scientific Reports**, v. 12, n. 1, 2022. Nature Research.

WILLIAMS HP. **Model Building in Mathematical Programming**. 5^a ed. Chichester: Wiley, 2013.

WU, R.; SANSAVINI, G. Parameter estimation for distribution grid reliability assessment. In: 2020 INTERNATIONAL CONFERENCE ON PROBABILISTIC METHODS APPLIED TO POWER SYSTEMS – PMAPS, 2020, Augusta, GA, Estados Unidos. **Anais [...]**. Augusta: IEEE, 2020. p. 1–6. DOI: 10.1109/PMAPS47429.2020.9183408.

YARI, A. R.; SHAKARAMI, M. R.; NAMDARI, F.; CHESHMEHBEIGI, H. M. **A Practical Approach to Planning Reliability-Centered Maintenance in Distribution System Considering Economic Risk Function and Load Uncertainty**. **International Journal of Industrial Electronics, Control and Optimization**, v. 2, n. 4, p. 319–330, 2019a.

YARI, A. R.; SHAKARAMI, M. R.; NAMDARI, F.; CHESHMEHBEIGI, H. M. A practical approach to planning reliability-centered maintenance in distribution system considering economic risk function and load uncertainty. **International Journal of Industrial Electronics, Control and Optimization**, v. 2, n. 4, p. 319–330, 2019b.

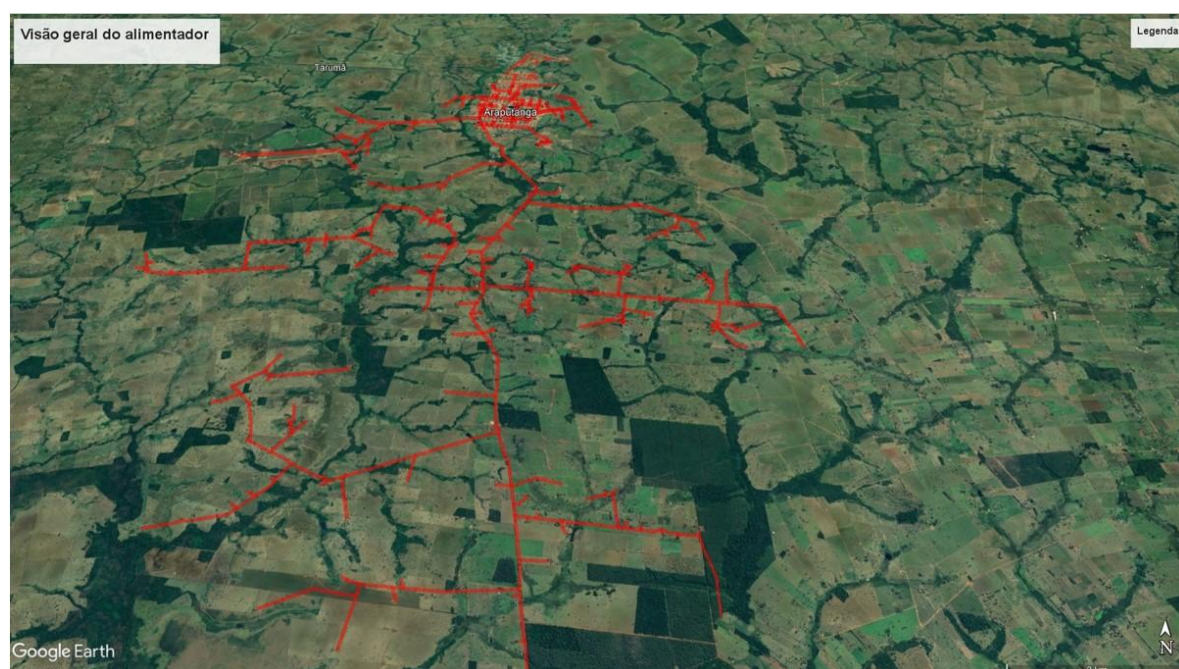
YASER, F.; AZRIYENNI, A. Z.; SUKMA, D. Y. Valuation of reliability index in distribution network 13.8 kV. **Journal of science and applied engineering (JSAE)**, v. 3, n. 1, p. 21–28, 2020.

ZAREI, M.; BAGHERI, M.; DEHGHANIAN, P. Markov-chain-driven optimization of inspection-based maintenance, Part II: Numerical analysis and practical insights. **Electric Power Systems Research**, v. 227, p. 109922, 2024a. Elsevier. Acesso em: 14/1/2024.

ZAREI, M.; BAGHERI, M.; DEHGHANIAN, P. Markov-chain-driven optimization of inspection-based maintenance, Part I: Models and methods. **Electric Power Systems Research**, v. 228, 2024b. Elsevier Ltd.

APÊNDICE A – DIAGRAMA DE REDE

Figura 65 — Topologia alimentador total



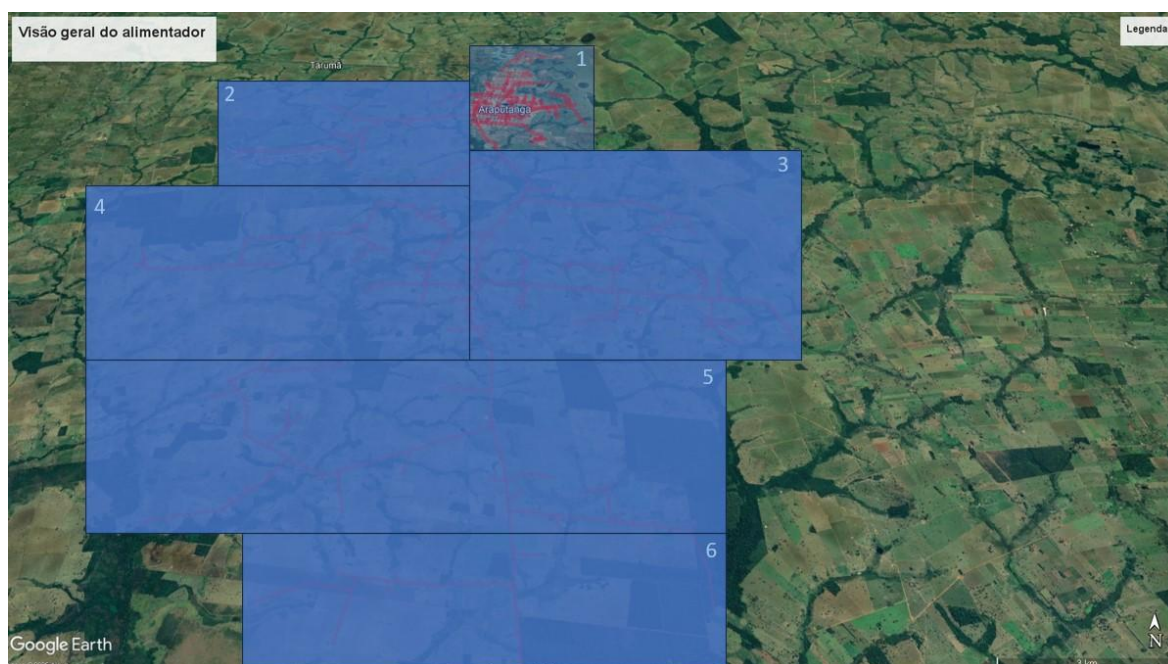
Fonte: Adaptado do Google Earth

Figura 66 — Topologia alimentador total-Quadrículas



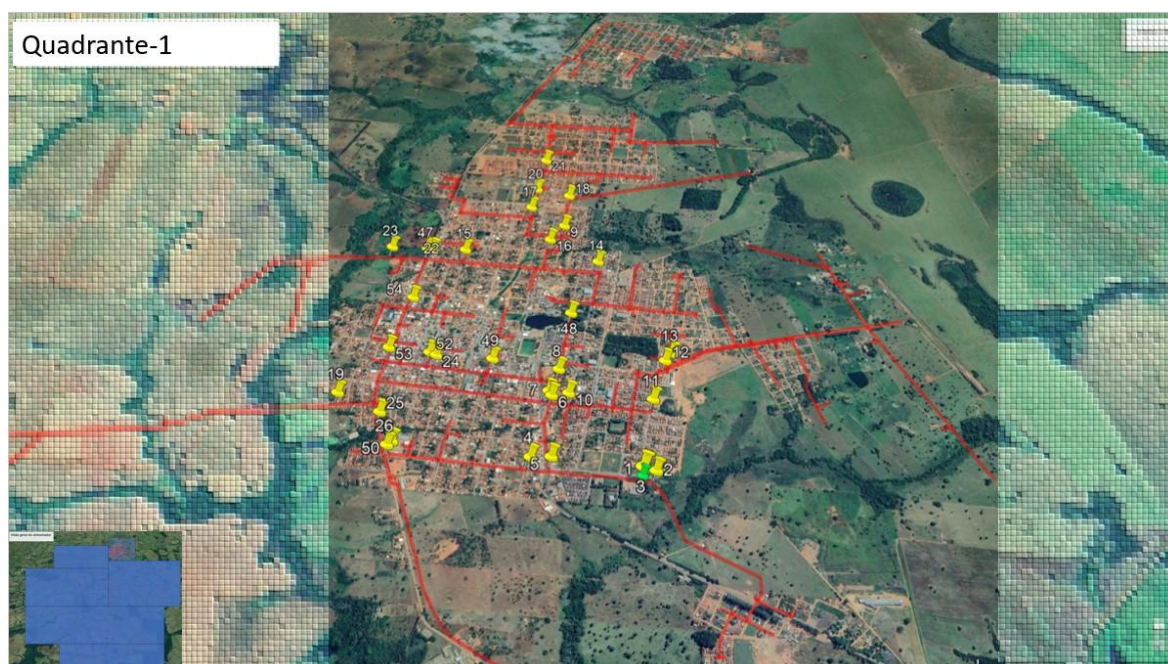
Fonte: Adaptado do Google Earth

Figura 67 — Topologia alimentador-Quadrícula 1



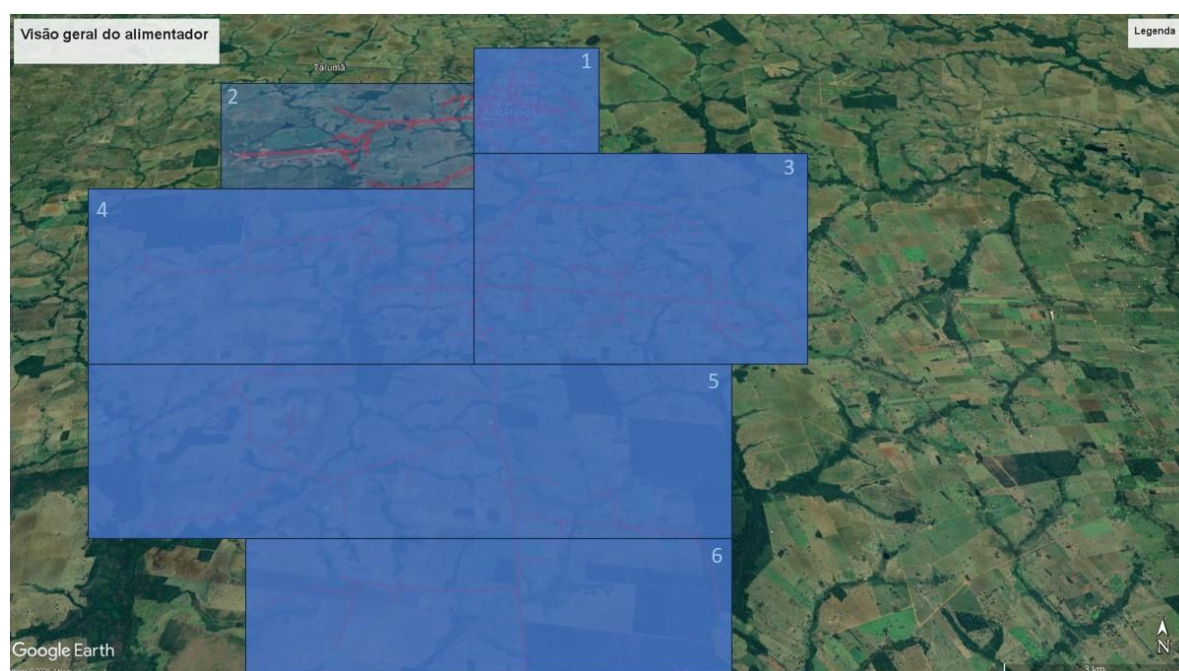
Fonte: Adaptado do Google Earth

Figura 68 — Topologia alimentador Quadrícula 1-Seções



Fonte: Adaptado do Google Earth

Figura 69 — Topologia alimentador-Quadrícula 2



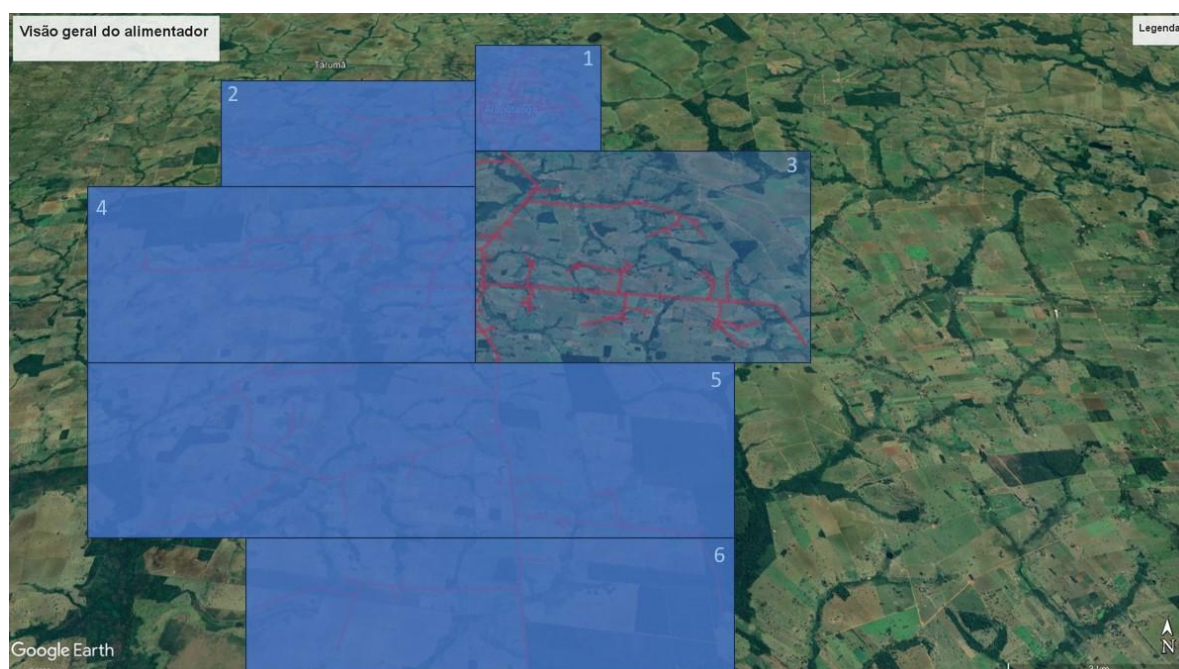
Fonte: Google Earth, adaptado pelo autor.

Figura 70 — Topologia alimentador-Quadrícula 2-Seções



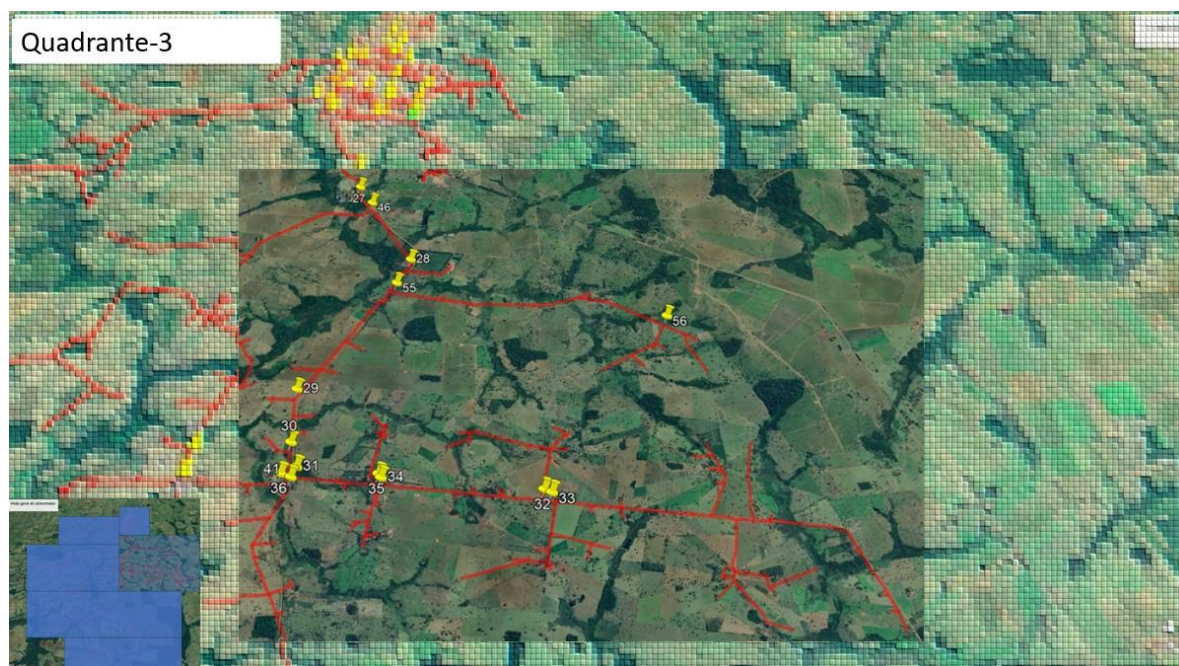
Fonte: Adaptado do Google Earth

Figura 71 — Topologia alimentador-Quadrícula 3



Fonte: Adaptado do Google Earth

Figura 72 — Topologia alimentador-Quadrícula 3-Seções



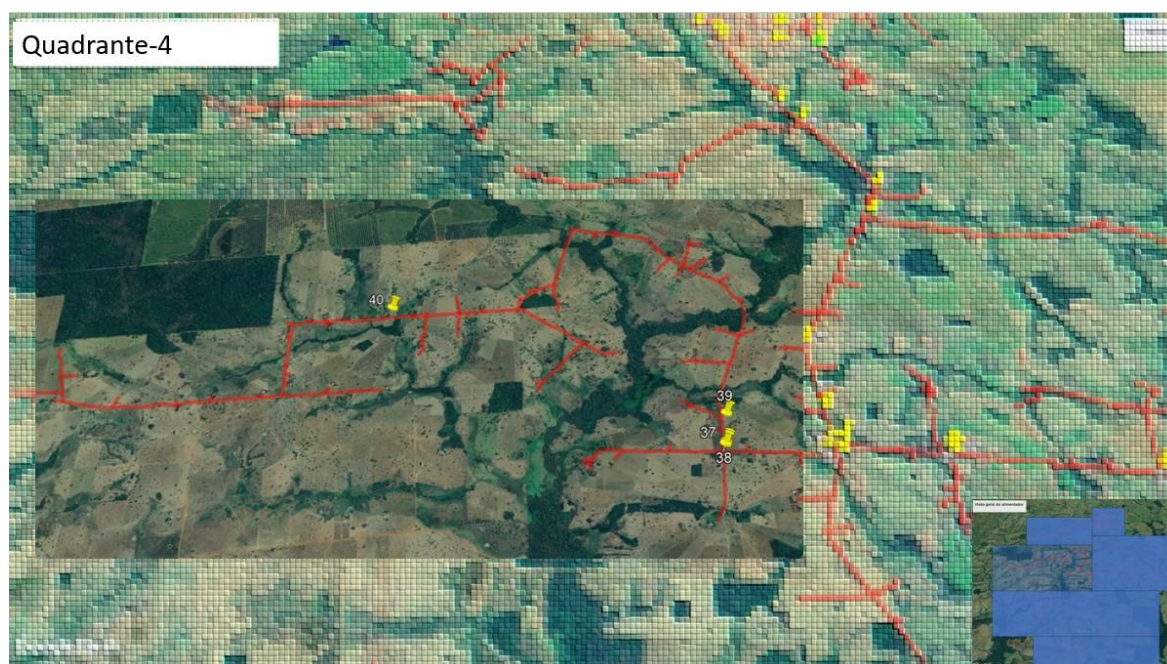
Fonte: Adaptado do Google Earth

Figura 73 — Topologia alimentador-Quadrícula 4



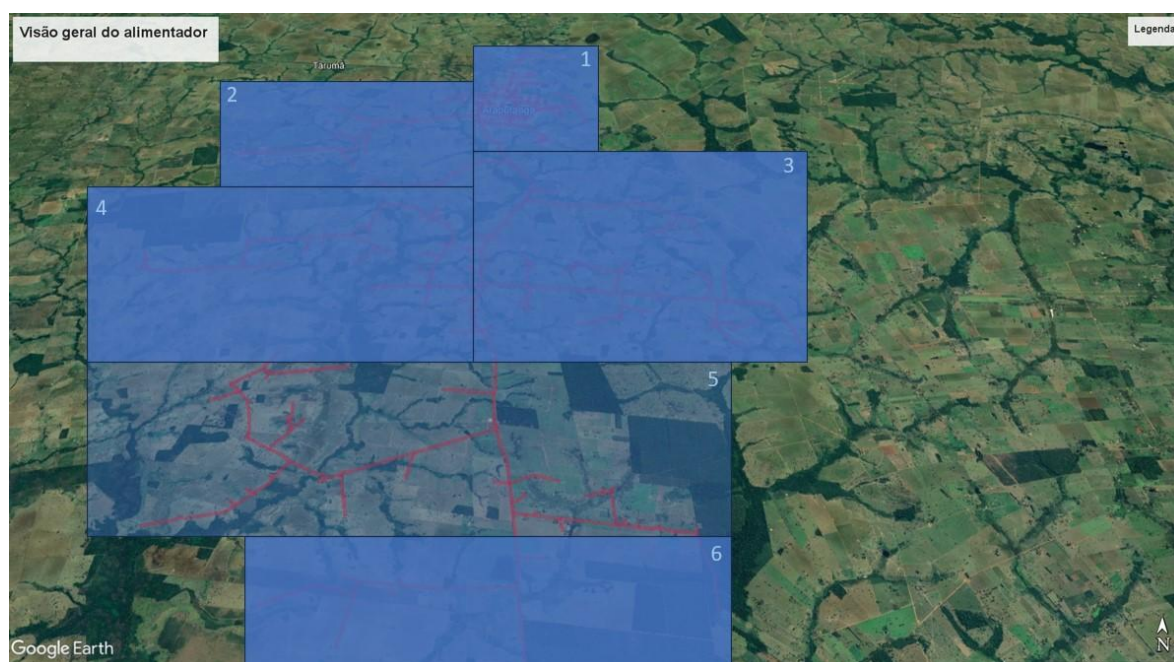
Fonte: Google Earth, adaptado pelo autor.

Figura 74 — Topologia alimentador-Quadrícula 4-Seções



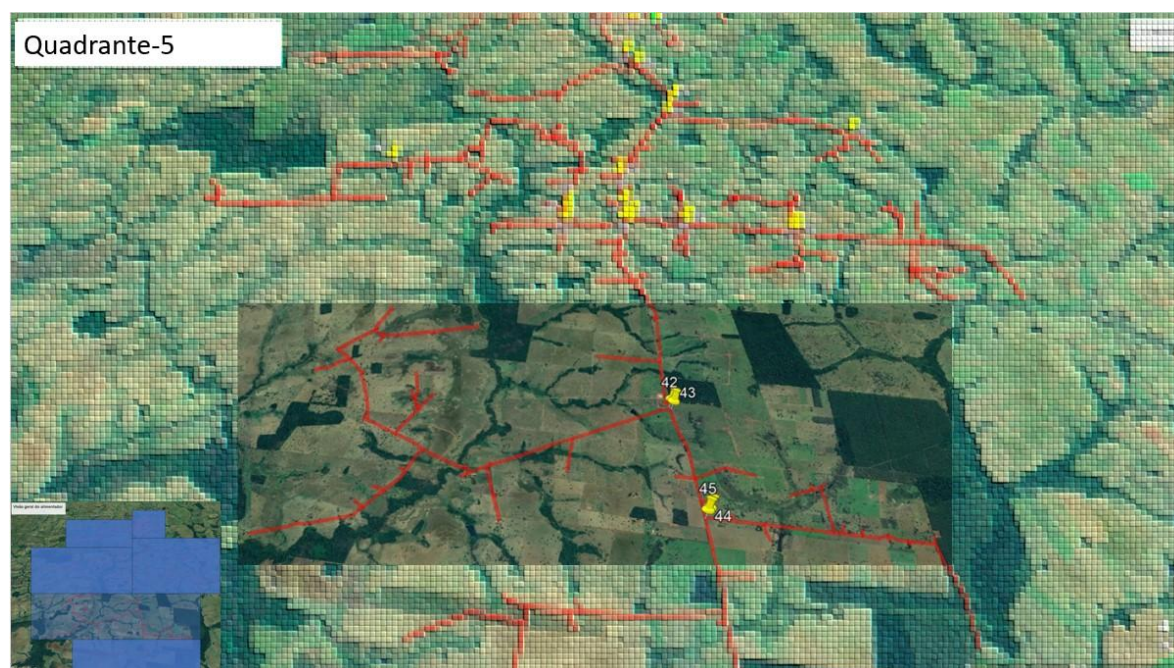
Fonte: Adaptado do Google Earth

Figura 75 — Topologia alimentador-Quadrícula 5



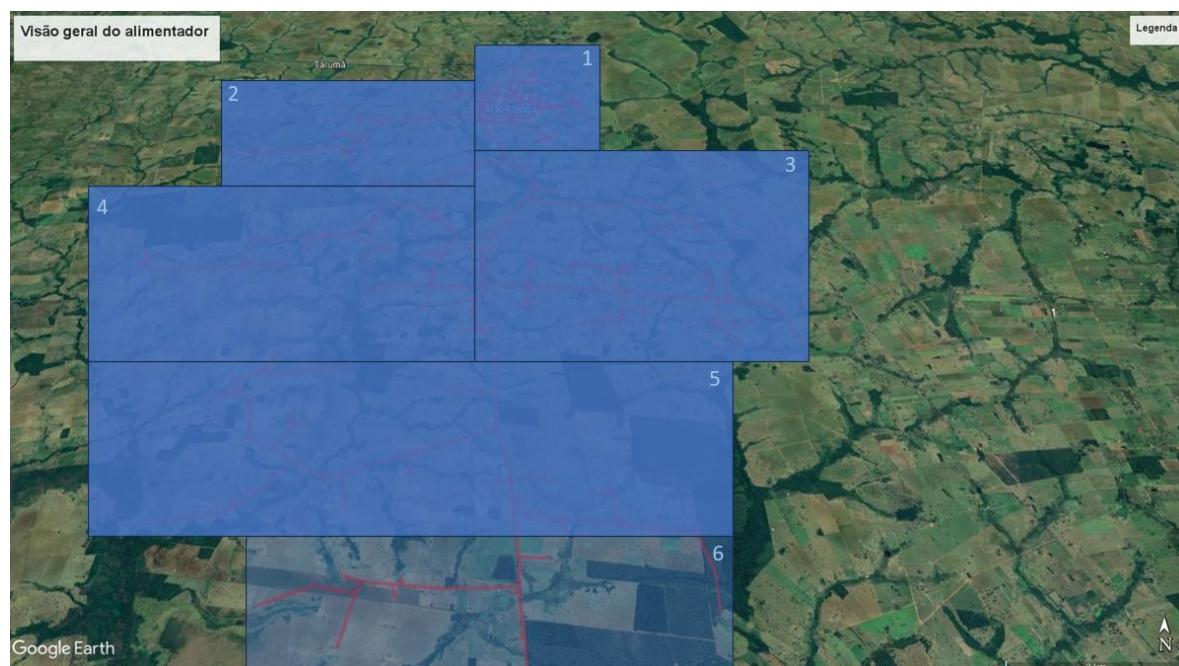
Fonte: Adaptado do Google Earth

Figura 76 — Topologia alimentador-Quadrícula 5-Seções



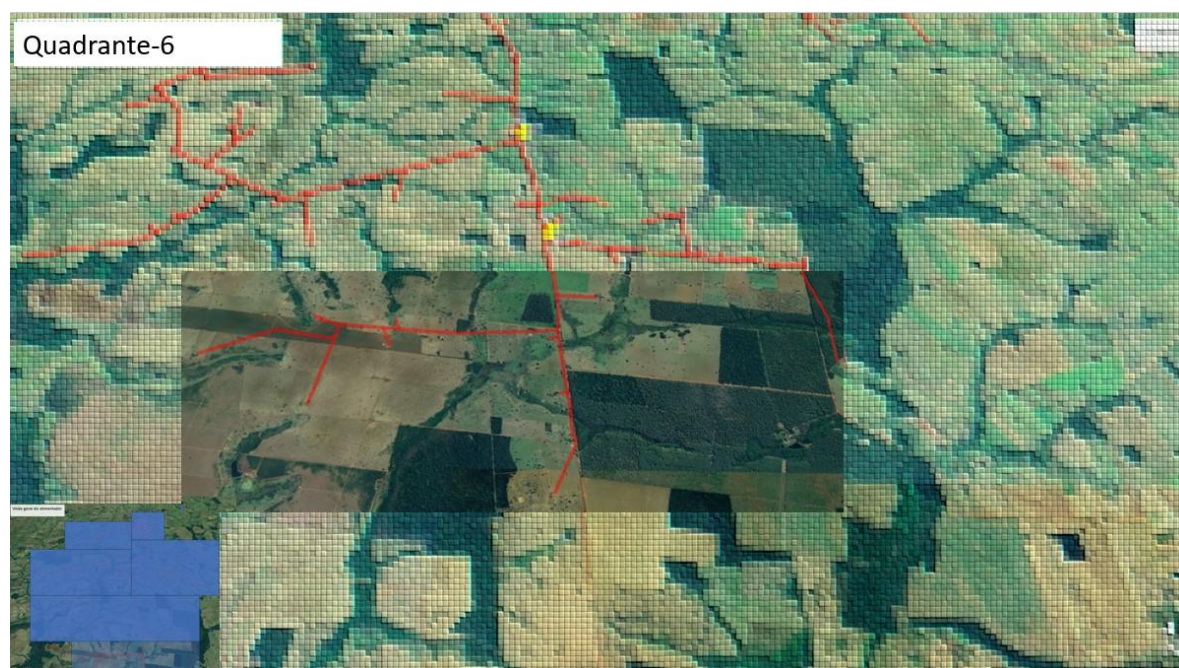
Fonte: Adaptado do Google Earth

Figura 77 — Topologia alimentador-Quadrícula 6



Fonte: Adaptado do Google Earth

Figura 78 — Topologia alimentador-Quadrícula 6-Seções



Fonte: Adaptado do Google Earth

APÊNDICE B – DADOS DAS SEÇÕES

Seção	pa_s^1	pa_s^2	pa_s^3	pa_s^4	pa_s^5	pa_s^6	pa_s^7	pa_s^8	pa_s^9	pa_s^{10}	pa_s^{11}	pa_s^{12}	pa_s^{13}
1	0		0	0	0	0	0	0	0,0000	0,0000	0	0	8977
2	6790	276,8	308	10	34	4	8	0	0,1302	0,0906	0	0	282,9
3	3312	135	65	3	13	0	0	0	0,1302	0,0906	0	0	8694
4	8611	351	543	24	45	2	6	1	0,0846	0,0647	0	0	3381
5	4306	175,5	160	5	25	2	5	0	0,1302	0,0906	0	0	5175
6	1656	67,5	32	2	7	0	0	1	0,0544	0,0645	0	0	4996
7	4968	202,5	301	7	32	0	12	0	0,1302	0,0906	0	0	207
8	7452	303,8	141	3	32	0	0	0	0,1416	0,1283	0	0	4927
9	3533	138,8	101	2	5	2	2	0	0,0644	0,0646	1,15	0	1591
10	8280	337,5	406	10	15	2	9	0	0,0683	0,1299	0	0	938,4
11	0		0	0	0	0	0	0	0,6807	0,3216	0	0	593,4
12	10598	400,8	413	12	30	18	20	0	0,1302	0,0906	7,36	0	441,6
13	3643	148,5	235	6	15	3	3	0	0,1302	0,0906	0	0	151,8
14	12089	492,8	709	17	61	3	3	0	0,1215	0,0908	0	0	3774
15	3312	135	107	2	5	1	1	0	0,1302	0,0906	0	0	138
16	6790	276,8	562	6	22	2	15	0	0,1738	0,1299	0	0	1948
17	3643	148,5	235	6	15	3	3	0	0,3074	0,2578	0	0	151,8
18	3312	135	101	2	5	1	1	0	0,1464	0,0557	1,15	0	138
19	0		0	0	0	0	0	2	0,1302	0,0906	0	0	0
20	11758	479,3	560	18	54	4	9	1	0,1302	0,0906	0	0	1228
21	17719	714,5	458	14	45	7	7	0	0,0431	0,0656	0	0	738,3
22	2650	108	110	11	20	1	1	0	0,0179	0,0099	20,48	32,62	246,1
23	3257	130,2	131	9	34	1	1	0	0,1302	0,0906	0	0	135,7
24	7452	303,8	197	10	63	0	7	0	0,0267	0,0646	0	0	558,9
25	8114	330,8	372	11	108	2	7	2	0,1989	0,1042	62,84	11,23	1762
26	1987	73,2	137	3	8	1	1	1	0,3412	0,1824	0,07	0	1256
27	0		0	0	0	0	0	0	0,0000	0,0000	0	0	1173
28	662,4	11,4	6	0	0	6	6	0	0,0841	0,1289	0,88	0	1145
29	220,8	3,8	2	0	0	2	2	0	0,1302	0,0906	0	0	1095
30	220,8	3,8	2	0	0	2	2	0	0,1302	0,0906	0	0	1086
31	883,2	15,2	7	0	0	7	7	0	0,0919	0,0651	0	0	464,6
32	2208	38	10	0	0	12	12	0	0,1302	0,0906	0	0	92
33	5410	93,1	40	0	0	45	45	0	0,4479	0,3190	0	0	225,4
34	1656	28,5	7	0	0	13	13	0	0,0988	0,0668	0	0	69
35	993,6	17,1	7	0	0	7	7	0	0,1098	0,0835	0	0	414
36	441,6	7,6	4	0	0	4	4	0	0,4426	0,3498	3,6	0	363,4
37	883,2	15,2	4	0	0	4	4	0	0,1441	0,0627	0	0	345
38	220,8	3,8	2	0	0	2	2	0	0,1302	0,0906	0	0	9,2
39	4858	83,6	44	0	0	44	44	0	0,0878	0,0668	0	0	299
40	2318	39,9	21	0	0	21	21	0	0,0444	0,0636	0	0	96,6
41	883,2	15,2	6	0	0	7	7	0	2,6624	0,7749	117,6	0	220,8
42	1766	30,4	16	0	0	16	16	0	0,1302	0,0906	234,8	24,9	73,6
43	220,8	3,8	2	0	0	2	2	0	0,1302	0,0906	1,49	0	110,4
44	1104	19	3	0	0	5	5	0	0,1302	0,0906	42,42	0	46

Seção	pa_s^1	pa_s^2	pa_s^3	pa_s^4	pa_s^5	pa_s^6	pa_s^7	pa_s^8	pa_s^9	pa_s^{10}	pa_s^{11}	pa_s^{12}	pa_s^{13}
45	1325	22,8	5	0	0	13	13	0	0,4078	0,1949	105,1	0	55,2
46	331,2	5,7	0	0	0	0	0	0	0,0000	0,0000	0	0	27,6
47	0		0	0	0	0	0	0	0,0000	0,0000	0	0	135,7
48	15235	621	858	19	78	5	18	0	0,0868	0,0372	0	0	4409
49	5962	243	261	8	49	1	1	0	0,1994	0,1253	0	0	262,5
50	993,6	40,5	85	2	5	1	1	0	0,1302	0,0906	0	0	3022
51	0		0	0	0	0	0	0	0,0000	0,0000	0	0	0
52	5796	236,3	223	8	29	3	3	0	0,1386	0,0662	0	1,29	0
53	7452	303,8	210	8	43	2	2	0	0,0509	0,1551	0,64	0	586,5
54	6624	270	296	7	36	1	11	0	0,1730	0,1719	0	808,7	300
55	883,2	15,2	2	0	0	3	3	0	0,1302	0,0906	0	0	36,6
56	331,2	5,7	1	0	0	1	1	0	0,1302	0,0906	0	0	13,8

Fonte: Elaborado pelo autor

**APÊNDICE C – DADOS SISTEMA TESTE ALIMENTADOR REAL COM 435
EQUIPAMENTOS**

Barra	Seção	Equip.	Pot/Tr	Barra	Seção	Equip.	Pot/Tr
1	1	CHM	0	43	10	CHP	0
2	1	LD	0	44	10	TR	30
3	2	CHP	0	45	10	TR	112,5
4	2	TR	75	46	10	TR	112,5
5	2	TR	75	47	10	TR	45
6	2	TR	45	48	10	TR	75
7	2	TR	112,5	49	10	LD	0
8	2	LD	0	50	11	CHP	0
9	3	CHM	0	51	11	LD	0
10	3	TR	75	52	12	CHM	0
11	3	TR	75	53	12	TR	75
12	3	LD	0	54	12	TR	75
13	4	CHM	0	55	12	TR	75
14	4	TR	75	56	12	TR	45
15	4	TR	112,5	57	12	TR	75
16	4	TR	45	58	12	TR	5
17	4	TR	112,5	59	12	TR	75
18	4	TR	45	60	12	TR	5
19	4	LD	0	61	12	TR	10
20	5	CHM	0	62	12	TR	10
21	5	TR	45	63	12	TR	5
22	5	TR	75	64	12	TR	25
23	5	TR	75	65	12	LD	0
24	5	LD	0	66	13	CHP	0
25	6	CHM	0	67	13	TR	45
26	6	TR	75	68	13	TR	45
27	6	CHM	0	69	13	TR	75
28	6	LD	0	70	13	LD	0
29	7	CHM	0	71	14	CHM	0
30	7	TR	112,5	72	14	TR	45
31	7	TR	112,5	73	14	TR	45
32	7	LD	0	74	14	TR	112,5
33	8	CHM	0	75	14	TR	112,5
34	8	TR	112,5	76	14	TR	75
35	8	TR	112,5	77	14	TR	112,5
36	8	TR	112,5	78	14	TR	45
37	8	LD	0	79	14	LD	0
38	9	TR	10	80	15	CHP	0
39	9	LD	0	81	15	TR	75
40	9	CHP	0	82	15	TR	75
41	9	TR	75	83	15	LD	0
42	9	TR	75	84	16	CHM	0

(continua)

Barra	Seção	Equip.	Pot/Tr	Barra	Seção	Equip.	Pot/Tr
							(continuação)
85	16	TR	112,5	131	23	LD	0
86	16	TR	75	132	24	CHM	0
87	16	TR	75	133	24	TR	112,5
88	16	TR	45	134	24	TR	112,5
89	16	LD	0	135	24	TR	112,5
90	17	CHP	0	136	24	LD	0
91	17	TR	45	137	25	TR	112,5
92	17	TR	75	138	25	TR	75
93	17	TR	45	139	25	TR	30
94	17	LD	0	140	25	TR	75
95	18	CHP	0	141	25	TR	75
96	18	TR	75	142	25	CHM	0
97	18	TR	75	143	25	LD	0
98	18	LD	0	144	26	CHM	0
99	19	LD	0	145	26	TR	45
100	19	CHP	0	146	26	TR	30
101	20	CHM	0	147	26	TR	15
102	20	TR	75	148	26	LD	0
103	20	TR	75	149	27	CHM	0
104	20	TR	75	150	27	LD	0
105	20	TR	45	151	28	CHP	0
106	20	TR	75	152	28	TR	5
107	20	TR	75	153	28	TR	5
108	20	TR	112,5	154	28	TR	5
109	20	LD	0	155	28	TR	5
110	21	CHP	0	156	28	TR	5
111	21	TR	75	157	28	TR	5
112	21	TR	75	158	28	LD	0
113	21	TR	75	159	29	CHP	0
114	21	TR	75	160	29	TR	5
115	21	TR	75	161	29	TR	5
116	21	TR	75	162	29	LD	0
117	21	TR	75	163	30	CHP	0
118	21	TR	75	164	30	TR	5
119	21	TR	75	165	30	TR	5
120	21	TR	112,5	166	30	LD	0
121	21	TR	15	167	31	CHP	0
122	21	LD	0	168	31	TR	5
123	22	CHM	0	169	31	TR	10
124	22	TR	75	170	31	TR	5
125	22	TR	45	171	31	TR	5
126	22	LD	0	172	31	TR	5
127	23	CHP	0	173	31	TR	5
128	23	TR	5	174	31	TR	5
129	23	TR	30	175	31	LD	0
130	23	TR	112,5	176	32	CHP	0
							(continua)

Barra	Seção	Equip.	Pot/Tr	Barra	Seção	Equip.	Pot/Tr (continuação)
177	32	TR	10	226	33	TR	5
178	32	TR	5	227	33	TR	5
179	32	TR	5	228	33	TR	5
180	32	TR	5	229	33	TR	5
181	32	TR	15	230	33	TR	5
182	32	TR	5	231	33	TR	5
183	32	TR	15	232	33	TR	5
184	32	TR	5	233	33	TR	5
185	32	TR	10	234	33	LD	0
186	32	TR	5	235	34	CHP	0
187	32	TR	5	236	34	TR	5
188	32	TR	5	237	34	TR	25
189	32	TR	5	238	34	TR	5
190	32	TR	5	239	34	TR	5
191	32	LD	0	240	34	TR	5
192	33	CHP	0	241	34	TR	15
193	33	TR	5	242	34	TR	5
194	33	TR	5	243	34	TR	5
195	33	TR	5	244	34	TR	5
196	33	TR	5	245	34	LD	0
197	33	TR	5	246	35	CHP	0
198	33	TR	5	247	35	TR	10
199	33	TR	5	248	35	TR	5
200	33	TR	5	249	35	TR	5
201	33	TR	5	250	35	TR	5
202	33	TR	5	251	35	TR	5
203	33	TR	5	252	35	TR	5
204	33	TR	5	253	35	TR	5
205	33	TR	25	254	35	TR	5
206	33	TR	15	255	35	LD	0
207	33	TR	5	256	36	CHP	0
208	33	TR	5	257	36	TR	5
209	33	TR	5	258	36	TR	5
210	33	TR	5	259	36	TR	5
211	33	TR	5	260	36	TR	5
212	33	TR	5	261	36	LD	0
213	33	TR	15	262	37	CHP	0
214	33	TR	5	263	37	TR	5
215	33	TR	5	264	37	TR	5
216	33	TR	5	265	37	TR	15
217	33	TR	5	266	37	TR	15
218	33	TR	5	267	37	LD	0
219	33	TR	5	268	38	CHP	0
220	33	TR	5	269	38	TR	5
221	33	TR	5	270	38	TR	5
222	33	TR	5	271	38	LD	0
223	33	TR	5	272	39	CHP	0
224	33	TR	5	273	39	TR	5
225	33	TR	5	274	39	TR	5

(continua)

Barra	Seção	Equip.	Pot/Tr	Barra	Seção	Equip.	Pot/Tr
						(continuação)	
275	39	TR	5	323	40	TR	5
276	39	TR	5	324	40	TR	5
277	39	TR	5	325	40	TR	5
278	39	TR	5	326	40	TR	5
279	39	TR	5	327	40	TR	5
280	39	TR	5	328	40	TR	5
281	39	TR	5	329	40	TR	5
282	39	TR	5	330	40	TR	5
283	39	TR	5	331	40	TR	5
284	39	TR	5	332	40	TR	5
285	39	TR	5	333	40	TR	5
286	39	TR	5	334	40	TR	5
287	39	TR	5	335	40	TR	5
288	39	TR	5	336	40	TR	5
289	39	TR	5	337	40	TR	5
290	39	TR	5	338	40	TR	5
291	39	TR	5	339	40	TR	5
292	39	TR	5	340	40	LD	0
293	39	TR	5	341	41	CHP	0
294	39	TR	5	342	41	TR	10
295	39	TR	5	343	41	TR	5
296	39	TR	5	344	41	TR	5
297	39	TR	5	345	41	TR	5
298	39	TR	5	346	41	TR	5
299	39	TR	5	347	41	TR	5
300	39	TR	5	348	41	TR	5
301	39	TR	5	349	41	LD	0
302	39	TR	5	350	42	CHP	0
303	39	TR	5	351	42	TR	5
304	39	TR	5	352	42	TR	5
305	39	TR	5	353	42	TR	5
306	39	TR	5	354	42	TR	5
307	39	TR	5	355	42	TR	5
308	39	TR	5	356	42	TR	5
309	39	TR	5	357	42	TR	5
310	39	TR	5	358	42	TR	5
311	39	TR	5	359	42	TR	5
312	39	TR	5	360	42	TR	5
313	39	TR	5	361	42	TR	5
314	39	TR	5	362	42	TR	5
315	39	TR	5	363	42	TR	5
316	39	TR	5	364	42	TR	5
317	39	LD	0	365	42	TR	5
318	40	CHM	0	366	42	TR	5
319	40	TR	5	367	42	LD	0
320	40	TR	5	368	43	CHM	0
321	40	TR	5	369	43	TR	5
322	40	TR	5	370	43	TR	5
						(continua)	

Barra	Seção	Equip.	Pot/Tr	Barra	Seção	Equip.	Pot/Tr (continuação)
371	43	LD	0	419	53	CHM	0
372	44	CHP	0	420	53	TR	75
373	44	TR	5	421	53	TR	75
374	44	TR	5	422	53	TR	112,5
375	44	TR	10	423	53	TR	75
376	44	TR	25	424	53	LD	0
377	44	TR	5	425	54	CHP	0
378	44	LD	0	426	54	TR	112,5
379	45	CHP	0	427	54	TR	75
380	45	TR	5	428	54	TR	112,5
381	45	TR	10	429	54	LD	0
382	45	TR	5	430	55	TR	10
383	45	TR	5	431	55	TR	15
384	45	TR	5	432	55	TR	15
385	45	TR	5	433	55	LD	0
386	45	TR	25	434	56	TR	15
387	45	LD	0	435	56	LD	0
388	46	CHP	15	427	54	TR	75
389	46	TR	15	428	54	TR	112,5
390	47	CHP	0	429	54	LD	0
391	47	LD	0	430	55	TR	10
392	48	CHM	0	431	55	TR	15
393	48	TR	75	432	55	TR	15
394	48	TR	45	433	55	LD	0
395	48	TR	75	434	56	TR	15
396	48	TR	75	435	56	LD	0
397	48	TR	45				
398	48	TR	112,5				
399	48	TR	75				
400	48	TR	75				
401	48	TR	112,5				
402	48	LD	0				
403	49	CHP	0				
404	49	TR	75				
405	49	TR	75				
406	49	TR	75				
407	49	TR	45				
408	49	LD	0				
409	50	CHM	0				
410	50	TR	45				
411	50	LD	0				
412	51	LD	0				
413	51	CHP	0				
414	52	CHP	0				
415	52	TR	75				
416	52	TR	75				
417	52	TR	112,5				
418	52	LD	0				

Fonte: Elaborado pelo autor.