ALAN RÔMULO SILVA QUEIROZ

**ESTRATÉGIA DE MANUTENÇÃO DE EQUIPAMENTOS
ELÉTRICOS EM UNIDADES OFFSHORE DE PRODUÇÃO DE
PETRÓLEO E GÁS BASEADA NA FILOSOFIA DE OPERAÇÕES
INTEGRADAS**

São Paulo

2016

ALAN RÔMULO SILVA QUEIROZ

**ESTRATÉGIA DE MANUTENÇÃO DE EQUIPAMENTOS
ELÉTRICOS EM UNIDADES OFFSHORE DE PRODUÇÃO DE
PETRÓLEO E GÁS BASEADA NA FILOSOFIA DE OPERAÇÕES
INTEGRADAS**

Tese apresentada à Escola Politécnica da
Universidade de São Paulo para obtenção
do título de Doutor em Ciências.

Área de Concentração:

Sistemas de Potência

Orientador:

Prof. Dr. Eduardo César Senger

São Paulo

2016

FICHA CATALOGRÁFICA

Queiroz, Alan Rômulo Silva

Estratégia de manutenção de equipamentos elétricos em unidades offshore de produção de petróleo e gás baseada na filosofia de operações integradas / A. R. S. Queiroz -- São Paulo, 2016.
204 p.

Tese (Doutorado) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas.

1.Manutenção 2.Operações integradas 3.Manutenção centrada em confiabilidade 4.Processos de trabalho I.Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas II.t.

DEDICATÓRIA

À minha esposa Luciene Queiroz, pelo amor, compreensão, companheirismo e constante apoio.

Ao meu filho Miguel Queiroz, pela benção da paternidade e por todas as alegrias compartilhadas.

À minha mãe Silvania Abreu, pelos valores que me foram transmitidos e incentivo pela educação.

À minha irmã Renata Queiroz, pela amizade e momentos de descontração.

AGRADECIMENTOS

À Deus, pelo simples dom da vida.

À Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, por me proporcionar uma evolução profissional e acadêmica.

Ao professor e orientador Dr. Eduardo César Senger, pela confiança demonstrada, amizade, orientação e apoio para o desenvolvimento desta tese.

Aos amigos e líderes Fábio Roberto Braga da Rocha, José Alfredo Pinheiro Gomes Ferreira e Marcus Vinícius da Silva Neves, pelas oportunidades oferecidas, confiança demonstrada e por todos os conhecimentos compartilhados que contribuíram para minha formação profissional.

Aos líderes Osvaldo Kawakami e José Marcelo Luvizotto, pelo exemplo e conduta profissional.

Ao amigo Maurício Figueiredo de Oliveira, pelos conhecimentos compartilhados, solidariedade, apoio e momentos de descontração.

Ao engenheiro John Moubray, por consolidar o conhecimento relativo à manutenção centrada em confiabilidade, e ao engenheiro François Monchy, pelos conceitos e definições da função manutenção.

À todos os colegas, professores e amigos que colaboraram direta ou indiretamente para a realização deste trabalho.

RESUMO

A função Manutenção é extremamente relevante para garantir o cumprimento do planejamento da produção de óleo e gás natural de uma unidade marítima de produção, pois impacta diretamente na eficácia do processo produtivo. Quando se trata de uma instalação *offshore*, a manutenção passa a ser ainda mais importante, pois falhas em equipamentos e sistemas industriais podem, além de causar perdas econômicas, causar graves acidentes às pessoas e ao meio ambiente. Gerir a manutenção de uma planta industrial flutuante, localizada a 300 quilômetros da costa, como no caso daquelas localizadas nos campos do pré-sal brasileiro, é uma tarefa que requer a aplicação das técnicas mais modernas de gerenciamento de manutenção e processos de trabalho ágeis e dinâmicos para garantir o suporte técnico adequado a partir de instalações localizadas em ambientes *onshore*.

Neste contexto, esta tese tem como objetivo avaliar e propor uma metodologia para definição da estratégia de manutenção a ser implementada em novas unidades de produção de petróleo e gás natural destinadas a operar em ambiente *offshore*. Esta metodologia, pautada na manutenção centrada em confiabilidade, tem como objetivo garantir que a estratégia de manutenção, além de garantir a máxima disponibilidade e eficiência dos equipamentos e sistemas, também seja compatível com a filosofia das Operações Integradas, recentemente desenvolvida pela indústria norueguesa de exploração e produção de petróleo para otimizar a produção de seus campos que já estão em fase de amadurecimento.

Dessa forma, este trabalho contribuirá para que, com base na metodologia proposta para definição da estratégia de manutenção, novas plataformas de petróleo e gás natural possam operar com ainda mais segurança e eficiência, garantindo o melhor aproveitamento possível das reservas de petróleo. Este trabalho inclui uma análise de custos simplificada para os estudos de caso propostos, não fazendo parte do escopo do trabalho uma análise de custos detalhada para toda instalação.

Palavras-chave: Manutenção, Operações Integradas, Manutenção Centrada em Confiabilidade, Processos de Trabalho.

ABSTRACT

Maintenance strategy is extremely important to guarantee the oil and gas production of an offshore unit and impacts directly on the efficacy of the production process. Maintenance is even more important in offshore units because equipment failures can result in serious accidents, environmental damage and economic losses. Deal with maintenance of industrial floating plants located 300 kilometers from the coast, as those located in the Brazilian pre-salt fields, is a hard task that requires the application of the most modern techniques of maintenance management and dynamic work processes in order to ensure adequate technical support from facilities located in onshore environments.

This thesis aims to evaluate and propose a methodology for defining the maintenance strategy to be implemented in new oil and gas production facilities designed to operate in offshore environment. This methodology is based on reliability centered maintenance and aims to ensure that maintenance strategy results in maximum availability and efficiency of equipment and systems. The methodology is also compatible with the philosophy of Integrated Operations recently developed by Norwegian petroleum industry to optimize the production from their mature oil fields.

The results of this work contribute for more safety and efficient operations in order to maximize the utilization of oil and gas reserves. This work includes a simplified cost analysis for the proposed case studies. A detailed cost analysis for the entire installation is not part of the scope.

Keywords: Maintenance, Integrated Operations, Reliability-Centered Maintenance, Work Processes.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Evolução da visão da falha (adaptado de [1])	22
Figura 2 – Evolução da manutenção (adaptado de [3]).....	24
Figura 3 – Curva P-F (adaptado de [1]).....	28
Figura 4 – Incerteza na classificação de defeito ou falha (adaptado de [29])...	29
Figura 5 – Técnicas de manutenção (adaptado de [31])	30
Figura 6 – 17 Práticas de Gestão do SGSO (extraído de [57])	38
Figura 7 – Curva da banheira/ciclo de vida de equipamento (extraído de [70])	44
Figura 8 – Curva da banheira detalhada (adaptado de [72])	45
Figura 9 – Padrões de idade-confiabilidade para equipamentos não estruturais de aeronaves (adaptado de [78])	47
Figura 10 – Concepções de manutenção (adaptado de [1])	48
Figura 11 – Comportamento de um componente reparável ao longo do tempo (extraído de [65])	51
Figura 12 – Sistema série de N blocos (adaptado de [83])	54
Figura 13 – Sistema paralelo de N blocos (adaptado de [83]).....	54
Figura 14 – Expressão matemática de uma configuração série.....	56
Figura 15 – Cálculo de confiabilidade realizado pelo software Blocksim.	58
Figura 16 – Curva de confiabilidade gerada pelo software Blocksim.	58
Figura 17 – Cálculo de taxa de falha realizado pelo software Blocksim.....	59
Figura 18 – Cálculo do tempo médio para falha realizado pelo software Blocksim.....	60
Figura 19 – Processo de MCC (adaptado de [90])	62
Figura 20 – Produção de petróleo na Noruega desde a década de 80 (adaptado de [93])	66
Figura 21 – Processos de trabalho convencionais e processos de trabalho das Operações Integradas (adaptado de [97])	67
Figura 22 – Principais processos de trabalho que necessitam de mudanças para aplicação da metodologia de Operações Integradas (adaptado de [100])	68
Figura 23 – Processos G1 e G2 (adaptado de [95]).....	70
Figura 24 – Relação entre as unidades <i>offshore</i> e <i>onshore</i> em uma prática tradicional (adaptado de [100]).....	71
Figura 25 – Relação entre as unidades <i>offshore</i> e <i>onshore</i> na geração G1 (adaptado de [100])	72
Figura 26 – Ambientes colaborativos em tempo real (adaptado de [101])	72
Figura 27 – Relação entre as unidades <i>offshore</i> e <i>onshore</i> na geração G2 (adaptado de [100])	73
Figura 28 – Fases de um empreendimento de Capital (extraído de [106])	75
Figura 29 – Ilustração de tipos de plataformas utilizadas no mundo (adaptado de [111])	81
Figura 30 – Fotografia do FPSO P-54 (extraído de [112]).....	81
Figura 31 – Diagrama unifilar de plataforma FPSO (adaptado de [110])	84
Figura 32 – Macrofluxo do processo de Manutenção.....	89
Figura 33 – Ilustração de hierarquia de equipamentos (extraído de [108])	91
Figura 34 – Taxonomia da NBR ISO 14224 (extraído de [114]).....	93
Figura 35 – Fronteira para motores elétricos (extraído de [114])	95
Figura 36 – Diagrama unifilar do sistema de distribuição principal.....	99
Figura 37 – Diagrama típico do cubículo de entrada.....	100

Figura 38 – Algoritmo para obtenção do valor qualitativo da criticidade dos equipamentos.....	107
Figura 39 – Periodicidade da manutenção em função da criticidade e taxa de falhas.....	110
Figura 40 – Modelo de FMEA proposto.....	112
Figura 41 – Árvore de falhas para motor elétrico.	118
Figura 42 – Coletor portátil de vibração e temperatura	121
Figura 43 – Transmissão via bluetooth dos dados coletados de vibração e temperatura	121
Figura 44 – Transmissão dos dados entre o PDA e o banco de dados.	122
Figura 45 – Equipamento para medição contínua de descargas parciais (extraído de [146])	126
Figura 46 – Esquema de ligação (adaptado de [145]).....	126
Figura 47 – Árvore de falhas para gerador elétrico.	130
Figura 48 – Árvore de falhas para relé de proteção.	136
Figura 49 – Integração do sistema de proteção entre o ambiente <i>offshore</i> e o ambiente <i>onshore</i>	141
Figura 50 – Árvore de falhas para disjuntor a vácuo.	145
Figura 51 – Câmara de vácuo (extraído de [159]).....	147
Figura 52 – Curva de manutenção do disjuntor (extraído de [160])	148
Figura 53 – Relatório de monitoramento do disjuntor (extraído de [160]).	149
Figura 54 – Indicador de desgaste de disjuntor a vácuo (extraído de [162])..	150
Figura 55 – Configuração radial com um gerador	153
Figura 56 – Requisitos operacionais – configuração radial com um gerador .	154
Figura 57 – Diagrama de blocos – configuração radial com um gerador	154
Figura 58 – Análise financeira considerando as técnicas de manutenção preventiva - configuração em série	156
Figura 59 – Configuração com dois geradores em paralelo.....	157
Figura 60 – Requisitos operacionais – configuração radial com um gerador .	158
Figura 61 – Diagrama de blocos – configuração com dois geradores em paralelo	158
Figura 62 – Análise financeira considerando as técnicas de manutenção preventiva - configuração em paralelo	160
Figura 63 – Configuração k-de-n, sendo k=1 e n=3	161
Figura 64 – Requisitos operacionais, configuração k-de-n, sendo k=1 e n=3	162
Figura 65 – Diagrama de blocos – configuração k-de-n, sendo k=1 e n=3	163
Figura 66 – Análise financeira considerando as técnicas de manutenção preventiva - configuração 1 de 3	164
Figura 67 – Configuração k-de-n, sendo k=2 e n=3	165
Figura 68 – Requisitos operacionais, configuração k-de-n, sendo k=2 e n=3	166
Figura 69 – Diagrama de blocos – configuração k-de-n, sendo k=2 e n=3	167
Figura 70 – Análise financeira considerando as técnicas de manutenção preventiva - configuração 2 de 3	168
Figura 71 – Configuração k-de-n, sendo k=2 e n=4	169
Figura 72 – Requisitos operacionais, configuração k-de-n, sendo k=2 e n=4	170
Figura 73 – Diagrama de blocos – configuração k-de-n, sendo k=2 e n=4	171
Figura 74 – Análise financeira considerando as técnicas de manutenção preventiva - configuração 2 de 4	172
Figura 75 – Configuração k-de-n, sendo k=3 e n=4	173
Figura 76 – Requisitos operacionais, configuração k-de-n, sendo k=3 e n=4	174

Figura 77 – Diagrama de blocos – configuração k-de-n, sendo k=3 e n=4	175
Figura 78 – Análise financeira considerando as técnicas de manutenção preventiva - configuração 3 de 4	176
Figura 79 – Comparativo de disponibilidade.	177
Figura 80 – Comparativo de produção	178
Figura 81 – Comparativo de receita	178

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Evolução das expectativas e técnicas da manutenção (adaptada de [1]).	23
Tabela 2: Características das distribuições de probabilidades (adaptada de [72]).	46
Tabela 3: Classificação geral de consequências (adaptado de [108]).	78
Tabela 4: Configuração x Capacidade instalada	86
Tabela 5: Periodicidades adotadas através do método tradicional.	87
Tabela 6: Exemplos taxonômicos (extraído de [114]).	94
Tabela 7: Classificação por tipo para motores elétricos (extraído de [114]).	96
Tabela 8: Subdivisão de motores elétricos (extraído de [114]).	96
Tabela 9: Características técnicas de motores elétricos (extraído de [114]).	97
Tabela 10: Modelo de hierarquização para o painel DP DJ-E01.	101
Tabela 11: Critérios considerados para cálculo da criticidade.	102
Tabela 12: Exemplo de aplicação do critério de Mudge	104
Tabela 13: Matriz para hierarquização dos critérios de criticidade	104
Tabela 14: Importância dos critérios avaliados.	105
Tabela 15: Peso dos estados para os critérios de criticidade dos equipamentos (adaptado de [117])	106
Tabela 16: Análise de modos de falha para motores elétricos.	116
Tabela 17: Resumo por local da falha/defeito – motor elétrico.	118
Tabela 18: Análise de modos de falha para geradores elétricos.	128
Tabela 19: Resumo por local da falha/defeito – gerador elétrico.	130
Tabela 20: Análise de modos de falha para relés de proteção.	134
Tabela 21: Resumo por local da falha/defeito – relé de proteção.	136
Tabela 22: Análise de modos de falha para um disjuntor a vácuo.	143
Tabela 23: Resumo por local da falha/defeito – disjuntor a vácuo.	145
Tabela 24: Dados considerados para simulação.	155
Tabela 25: Caso 1 – Resultados obtidos.	156
Tabela 26: Dados considerados para simulação.	159
Tabela 27: Caso 2 – Resultados obtidos.	160
Tabela 28: Caso 3 – Resultados obtidos.	163
Tabela 29: Caso 4 – Resultados obtidos.	167
Tabela 30: Caso 5 – Resultados obtidos.	171
Tabela 31: Caso 6 – Resultados obtidos.	175
Tabela 32: Resumo dos ganhos obtidos com a aplicação da metodologia proposta.	179

LISTA DE SIGLAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ANP	Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
CAPEX	Capital Expenditure
CMMS	Computerized Maintenance Management System
DOU	Diário Oficial da União
EIA	U.S. Energy Information Administration
ERP	Enterprise Resource Planning
E&P	Exploração e Produção
FMEA	Failure Modes and Effects Analysis
FMECA	Failure Modes, Effects and Criticality Analysis
FPSO	Floating, Production, Storage and Offloading
FTA	Fault Tree Analysis
IEC	International Electrotechnical Commission
IED	Intelligent Electrical Device
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
IP	Ingress Protection
MCC	Manutenção Centrada em Confiabilidade
MPT	Manutenção Produtiva Total
MTBF	Mean Time Between Failures
MTTF	Mean Time to Failure
MTTR	Mean Time to Repair
NBR	Norma Brasileira
NORMAM	Normas da Autoridade Marítima
NR	Norma Regulamentadora
OPEX	Operational Expenditure
OREDA	Offshore Reliability Data
PDA	Portable Digital Assistant
SGSO	Sistema de Gerenciamento da Segurança Operacional
TC	Transformador de corrente
TP	Transformador de potencial

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	16
2	MANUTENÇÃO INDUSTRIAL	19
2.1	A evolução da manutenção industrial	19
2.2	Conceitos básicos de manutenção	25
2.2.1	Definições sobre manutenção.....	25
2.2.2	Defeito e Falha.....	27
2.3	Tipos de manutenção.....	30
2.3.1	Manutenção Corretiva.....	31
2.3.2	Manutenção Preventiva	32
2.3.3	Manutenção de Primeira Linha	34
2.4	Requisitos legais e normativos	35
2.4.1	Normas Regulamentadoras	35
2.4.2	ANP.....	37
2.4.3	NORMAM.....	39
3	CONCEITOS DE CONFIABILIDADE	40
3.1	Conceitos Iniciais	40
3.2	Componentes não reparáveis	41
3.3	Componentes reparáveis	50
3.4	Modelos combinatórios	53
3.5	Software para simulação.....	55
4	A MANUTENÇÃO CENTRADA NA CONFIABILIDADE	62
4.1	Manutenção Centrada em Confiabilidade e seus atributos.....	62
5	OPERAÇÕES INTEGRADAS	65
5.1	Conceitos e motivações	65
5.2	Processos chaves e fatores de sucesso	68
5.3	Práticas existentes e futuras	69
5.3.1	Práticas tradicionais	70
5.3.2	Processos da Geração G1	71
5.3.3	Processos da Geração G2.....	73
5.4	Ganhos econômicos estimados	74
6	ETAPAS DE PROJETO E REQUISITOS RELACIONADOS À MANUTENÇÃO	75

6.1	Fases de implantação de um projeto	75
7	PLATAFORMA TÍPICA PARA PRODUÇÃO OFFSHORE DE PETRÓLEO E GÁS	80
7.1	Tipos de Plataformas	80
7.2	Detalhes sobre a instalação considerada no trabalho.....	85
8	ESTRATÉGIA DE MANUTENÇÃO PROPOSTA	88
8.1	Fase 5 – Diretrizes e Regulamentos.....	88
8.2	Fases 6, 7 e 8 – Estratégia de Manutenção.....	90
8.2.1	Hierarquização dos Ativos	90
8.2.1.1	Exemplo de hierarquização.....	98
8.2.2	Criticidade dos equipamentos.....	102
8.2.3	Definição da periodicidade da manutenção preventiva.....	108
8.2.4	Manutenção baseada na condição	110
8.2.5	Definição da estratégia de manutenção.....	111
8.3	Análise por classe de equipamentos.....	115
8.3.1	Motores elétricos.....	115
8.3.1.1	Etapa 1.....	115
8.3.1.2	Etapa 2.....	118
8.3.1.3	Etapa 3.....	119
8.3.2	Gerador elétrico	127
8.3.2.1	Etapa 1.....	127
8.3.2.2	Etapa 2.....	130
8.3.2.3	Etapa 3.....	131
8.3.3	Relés de proteção microprocessados	133
8.3.3.1	Etapa 1.....	133
8.3.3.2	Etapa 2.....	136
8.3.3.3	Etapa 3.....	136
8.3.4	Disjuntores a vácuo – média tensão	142
8.3.4.1	Etapa 1.....	142
8.3.4.2	Etapa 2.....	145
8.3.4.3	Etapa 3.....	145
9	RESULTADOS DA APLICAÇÃO DA METODOLOGIA.....	151
9.1	Metodologia e premissas para simulação	151
9.2	Caso 1 – Configuração radial com um gerador.....	153

9.3	Caso 2 – Dois geradores em paralelo.....	157
9.4	Caso 3 – arranjo k-de-n, sendo k=1 e n=3.....	161
9.5	Caso 4 – arranjo k-de-n, sendo k=2 e n=3.....	164
9.6	Caso 5 – arranjo k-de-n, sendo k=2 e n=4.....	168
9.7	Caso 6 – arranjo k-de-n, sendo k=3 e n=4.....	172
10	CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES	177
10.1	Recomendações para trabalhos futuros	181
11	REFERÊNCIAS.....	182
12	ANEXOS	199
12.1	ANEXO A: Item 16.4 da NR-30 (Anexo II)	199
12.2	ANEXO B: SGSO - Prática de Gestão Nº 13: Integridade Mecânica	201
12.3	ANEXO C: SGSO - Prática de Gestão Nº 11: Elementos Críticos de Segurança Operacional.....	203

1 INTRODUÇÃO

A manutenção industrial sempre teve uma importância estratégica para garantir o cumprimento das metas de produção de qualquer empresa. Na indústria de Óleo e Gás não é diferente. A manutenção é relevante para que os requisitos de segurança, meio ambiente e econômico sejam plenamente atendidos. Contudo, na grande maioria dos casos, a definição de uma estratégia de manutenção é decorrente da experiência de um grupo de pessoas, podendo ter como resultado planos de manutenção carregados de tarefas, que não necessariamente estão relacionadas com os modos de falha do equipamento que se deseja manter.

O cenário de uma instalação *offshore* apresenta ainda uma série de particularidades que devem ser consideradas na concepção de uma estratégia de manutenção, tais como logística complexa, limitação física de almoxarifados de bordo, limitação da quantidade de recursos humanos, alta complexidade da planta industrial, elevada regulamentação legal, entre outros fatores.

Com o objetivo de otimizar o processo de manutenção de uma unidade *offshore* de produção de petróleo e gás natural, este trabalho propõe uma estratégia de manutenção que atende aos requisitos legais vigentes e as particularidades de uma instalação marítima, inserida em um novo paradigma de forma de trabalho, as Operações Integradas, alinhando a estruturação do processo de manutenção junto às etapas de implantação de um projeto de capital.

O trabalho é desenvolvido considerando os novos projetos a serem implantados, devido o atual momento da indústria nacional de Óleo e Gás, que deverá alavancar sua curva de produção nos próximos anos com a entrada em operação de diversas unidades, especialmente nos campos localizados no pré-sal da Bacia de Santos. Contudo, a estratégia proposta nesta tese pode ser aplicada na revisão da estratégia de manutenção em unidades que já se encontram em operação.

Dentre as principais contribuições desta tese, estão os procedimentos propostos para elaboração da hierarquia de equipamentos e definição das

tarefas de manutenção com base nos modos de falha dos equipamentos, sempre com o foco em otimizar o uso dos recursos humanos e materiais a bordo das plataformas, através do suporte técnico prestado pelas equipes *onshore*, na visão das Operações Integradas. Outra contribuição dessa tese é relacionada ao procedimento proposto para classificação da criticidade de equipamentos.

Esta metodologia será desenvolvida tendo como premissas a Manutenção Centrada em Confiabilidade (MCC) e a integração da manutenção na filosofia de Operações Integradas. Ambas as premissas representam o estado da arte em suas respectivas áreas, cabendo a este trabalho definir o método adequado para integração das mesmas desde a fase de projeto de uma unidade *offshore*, passando pelas etapas intermediárias até o início da operação, onde os produtos resultantes da aplicação da metodologia proposta deverão garantir a máxima disponibilidade dos equipamentos e a integração dos processos de manutenção em um ambiente colaborativo pautado na filosofia de Operações Integradas.

A estrutura do trabalho obedece à seguinte sequência de capítulos e evolução dos assuntos:

- O Capítulo 2 aborda os principais conceitos referentes à manutenção industrial e seu histórico de evolução. São apresentadas as principais definições sobre manutenção, defeito, falha e técnicas de manutenção. O capítulo é encerrado com a apresentação dos principais requisitos normativos que permeiam as atividades de manutenção.
- O Capítulo 3 trata resumidamente da teoria de Confiabilidade, contemplando componentes reparáveis, não reparáveis e modelos combinatórios. Apresenta também as informações básicas acerca do software utilizado nas simulações realizadas neste trabalho.
- O Capítulo 4 trata da metodologia de Manutenção Centrada em Confiabilidade, adotada como a metodologia de manutenção mais adequada para o desenvolvimento desta tese. É apresentado o resumo histórico e os principais atributos desta metodologia.

- O Capítulo 5 apresenta os principais conceitos e motivações para a implantação das Operações Integradas em empresas que operam em campos *offshore* na Noruega e a importância da manutenção para redução dos custos operacionais dentro dessa filosofia de trabalho.
- O Capítulo 6 apresenta as principais etapas para implantação de projetos de capital e sua correlação com a estratégia de manutenção. Essas etapas também são aplicáveis para projetos de unidades *offshore* para produção de óleo e gás natural.
- O Capítulo 7 apresenta os principais tipos de plataforma utilizadas para produção de petróleo e gás natural no mundo e descreve resumidamente o sistema elétrico de unidades do tipo FPSO (Floating, Production, Storage and Offloading). Também são apresentadas as principais informações acerca da instalação considerada neste trabalho.
- O Capítulo 8 apresenta a metodologia proposta para definição e implantação da estratégia de manutenção, bem como as demais contribuições deste trabalho. A metodologia é estruturada para implantação da estratégia de manutenção antes do início de operação de uma plataforma marítima de produção de petróleo e gás natural, ou seja, ainda na fase projeto, construção e montagem da unidade.
- O Capítulo 9 apresenta os resultados obtidos através de simulações considerando o método de manutenção tradicional e o método de manutenção proposto nesta tese, com o objetivo de identificar e evidenciar os ganhos obtidos com a aplicação da “Estratégia de Manutenção de Equipamentos Elétricos em Unidades Offshore de Produção de Petróleo e Gás Baseada na Filosofia de Operações Integradas”, título deste trabalho.
- O Capítulo 10 trata das conclusões e recomendações desta tese.

2 MANUTENÇÃO INDUSTRIAL

Neste capítulo são abordados os principais conceitos referentes à manutenção industrial e o seu histórico de evolução. São apresentadas as principais definições sobre manutenção, defeito, falha e técnicas de manutenção. O capítulo é encerrado com a apresentação dos principais requisitos normativos que permeiam as atividades de manutenção.

2.1 A evolução da manutenção industrial

Ao longo dos últimos trinta anos, a atividade de manutenção sofreu mudanças na gestão da produção. Essas mudanças devem-se ao aumento do número e variedade de plantas, à quantidade de equipamentos e instalações que devem ser mantidos, ao desenvolvimento de projetos de engenharia mais complexos, às novas técnicas de manutenção e à evolução da organização e das responsabilidades da manutenção [1].

Moubray [1] destaca que, com essa evolução da gestão da manutenção, criam-se algumas expectativas sobre essa atividade, tais como: o impacto da falha de um equipamento na segurança e meio ambiente; a ligação entre manutenção e qualidade do produto; conseguir uma planta com alta disponibilidade e com custos reduzidos.

Segundo Moubray [1], a evolução da manutenção pode ser descrita através de três gerações.

A primeira geração descreve o desenvolvimento da manutenção no período que antecede a Segunda Guerra Mundial. Nessa época, a indústria não era muito mecanizada e a prevenção de falha em equipamentos não era uma prioridade para os gerentes. Ao mesmo tempo, os equipamentos, em sua maioria, eram simples e sobreprojetados para as operações que exerciam e isso os tornavam confiáveis e fáceis de reparar. Por isso não era necessário uma estruturação sistemática da manutenção além das simples rotinas de

limpeza, reparo e lubrificação. A necessidade de capacitação também não era tão exigida com nos dias atuais [1].

A segunda geração da evolução foi marcada pelas grandes mudanças causadas pela Segunda Guerra Mundial na indústria, que aumentou a demanda de bens de todos os tipos e diminuiu a oferta da mão de obra. Por isso surgiu a necessidade em aumentar a mecanização das operações na indústria o que levou ao aumento do número de máquinas e suas complexidades [1].

A indústria começou a ficar, cada vez mais, dependente das máquinas. A inatividade dessas máquinas começou a preocupar os gerentes, o que levou à ideia de que as falhas nos equipamentos podiam e deveriam ser prevenidas. Na década de 1960 surgia o conceito de manutenção preventiva como uma atividade de reparo nos equipamentos realizada em intervalos fixos de tempo. Outra consequência gerada pela guerra foi o aumento acentuado dos custos de manutenção comparado aos custos de operação, o que levou à ideia do planejamento e controle do sistema de manutenção [1].

Todo o valor do capital gasto com reparos de equipamentos mais o aumento dos custos com manutenção levaram os gerentes a procurarem formas de maximizar a vida dos ativos físicos nas empresas.

Ainda segundo Moubray [1], a terceira geração da evolução da manutenção marca o período que envolve as mudanças que trouxeram mais dinamismo para as indústrias e que engloba os dias atuais.

A indisponibilidade já era a maior preocupação de diversos setores da indústria nas décadas de 60 e 70, pois ela sempre afeta a capacidade produtiva dos ativos reduzindo seu *output*, aumentando os custos de operação e interferindo diretamente no atendimento ao cliente. Os efeitos da indisponibilidade na manufatura estavam mais agravados pelo movimento mundial em torno dos sistemas *just-in-time*, nos quais o objetivo era reduzir os estoques de produtos em processo o que significava que qualquer quebra poderia parar a produção da planta.

O aumento da mecanização e automação da produção tornam a confiabilidade e disponibilidade itens fundamentais na maioria dos setores

produtivos. Com esse aumento, as falhas começam a afetar cada vez mais os padrões de qualidade, tanto do produto, como do serviço. As falhas em equipamentos de automação alteram medições de temperatura, pressão, dosagem, enfim, fatores que interferem consistentemente nas tolerâncias de especificação do produto [1]. As falhas também podem impactar questões relativas à segurança e ao meio ambiente [2].

Em um primeiro momento, a visão de falha era bastante simples. Ao longo de sua vida, o equipamento tinha uma probabilidade constante de falha (falha aleatória) e ao final da vida essa probabilidade crescia exponencialmente correspondendo ao final de sua vida útil. Já na segunda geração, o conceito de mortalidade infantil, que era a possibilidade do equipamento falhar logo no princípio de seu funcionamento, gerou uma nova visão de falha que ficou conhecida como “curva da banheira”. Na terceira geração, após muitas pesquisas foram descobertos não apenas dois tipos de comportamento e sim seis tipos de comportamentos predominantes. Essa descoberta causou profundo efeito na forma de conduzir a manutenção nos equipamentos, visto que diferentes comportamentos de falha requerem diferentes estratégias de manutenção [1]. Este trabalho considera apenas equipamentos com taxa de falha constante.

A figura 1 mostra a visão do comportamento das falhas na vida do equipamento ao longo das três fases de evolução da manutenção:

Figura 1 – Evolução da visão da falha (adaptado de [1])

A partir da terceira geração, foram desenvolvidos diversos conceitos e técnicas que serviram como ferramentas de apoio para as atividades de manutenção:

- Novas técnicas de monitoramento da condição do equipamento;
- Projetos com foco em confiabilidade e manutenibilidade;
- Ferramentas de suporte a decisão;
- Análises de risco das atividades de manutenção;
- Análise de modo e efeito da falha;
- Sistemas especializados;
- Organização do trabalho com capacitação de profissionais e formação de grupos de trabalho.

A tabela 1 resume as principais evoluções das expectativas e técnicas ao longo do tempo:

Tabela 1: Evolução das expectativas e técnicas da manutenção (adaptada de [1]).

		Gerações		
		Primeira	Segunda	Terceira
Expectativas			<ul style="list-style-type: none"> - Aumentar a disponibilidade da planta; - Aumentar a vida dos equipamentos; - Reduzir os custos. 	<ul style="list-style-type: none"> - Aumentar a disponibilidade e confiabilidade da planta; - Maior segurança; - Melhor qualidade do produto; - Sem danos ao meio ambiente; - Aumento da vida útil do equipamento; - Melhor custo-benefício.
Técnicas	- Consertar quando falhar.		<ul style="list-style-type: none"> - Programação de reparos; - Sistemas de planejamento e controle; - Informatização básica. 	<ul style="list-style-type: none"> - Monitoramento da condição; - Projetos para confiabilidade e manutenibilidade; - Análise de riscos; - Informatização complexa; - Análises de modos e efeitos de falha; - Sistemas especializados; - Capacitação e grupos de trabalho.

1940
1950
1960
1970
1980
1990
2000

Através desse retrospecto da evolução da manutenção, é possível notar a mudança do conceito da atividade de manutenção, que a princípio era focada em restabelecer com mais rapidez possível as condições dos ativos físicos e passou a se preocupar em prevenir a ocorrência das falhas garantindo a disponibilidade do equipamento para atender a produção, sempre com a preocupação em segurança, preservação do meio ambiente e redução de custos [2].

Wyrebski [3] resume a evolução da manutenção conforme disposto na figura 2.

Figura 2 – Evolução da manutenção (adaptado de [3])

Em relação às metodologias apresentadas na figura 2, as mesmas são definidas como:

a) MCC - Manutenção Centrada em Confiabilidade

Trata-se de um método estruturado para estabelecer uma estratégia de manutenção para um dado sistema ou equipamento com base na sua funcionalidade ou desempenho requerido, identificando os modos de falha e suas consequências [4]. A metodologia permite selecionar as tarefas adequadas de manutenção direcionadas para os modos de falha identificados [5].

b) MPT – Manutenção Produtiva Total

Filosofia de manufatura que enfoca e valoriza o relacionamento efetivo dos operadores com o equipamento e suas funções, tendo em vista a eliminação total de perdas [6]. A MPT estimula a participação dos operadores num esforço de manutenção preventiva e corretiva através da técnica conhecida como manutenção autônoma [7].

Alguns autores apresentam motivações para que seja determinada uma quarta geração da manutenção. Labib [8] destaca como um diferencial para essa nova geração os sistemas informatizados auto manuteníveis. Manickam [9] destaca a tecnologia de informação embarcada nos equipamentos e os sistemas especialistas como principal item desta nova geração. Para Adamatti [10], a quarta geração é caracterizada pela gestão de ativos, tendo como base a norma PAS 55 [11]. Já para Dunn [12], a quarta geração foca na eliminação da falha, ao invés da predição ou prevenção. Contudo, até o momento não há na literatura nenhuma evidência concreta e aceita pela comunidade técnica sobre a quarta geração da manutenção.

2.2 Conceitos básicos de manutenção

2.2.1 Definições sobre manutenção

Wyder [13] descreve que, apesar de intuitiva, a definição de manutenção é muito diversificada. Os itens seguintes apresentam as principais concepções sobre o conceito de manutenção, extraídas das principais referências bibliográficas sobre o assunto.

a) 10 CFR 50.65 [14]:

Um agregado de funções requeridas para preservar ou restaurar a segurança, confiabilidade e disponibilidade das estruturas das plantas, sistemas e componentes.

b) ABNT NBR 5462 [15]:

Combinação de todas as ações técnicas e administrativas, incluindo as de supervisão, destinadas a manter ou recolocar um item em um estado no qual possa desempenhar uma função requerida.

c) AFNOR NFX 60-010 *apud* Silva [16]:

A manutenção é um conjunto de ações que permitem manter ou restabelecer um bem dentro de um estado específico, ou medida para assegurar um determinado serviço.

d) BS EN 60300-3-14 [17]:

A manutenção é uma combinação de técnicas e medidas administrativas com a finalidade de conservar um item em seu estado, ou restabelecer este estado, no qual ele possa realizar uma determinada função.

Alkaim em [18] descreve que uma das melhores concepções de manutenção é apresentada por Gits [19] no seu projeto a respeito dos conceitos de manutenção. O mesmo fundamentou seu trabalho nas referências de McCall [20], Pierskalla [21], Geraerds [22], Nowlan [23], entre outros autores. Gits [19] fez a seguinte proposição:

O processo primário numa organização industrial é a produção no qual a sua entrada primária (material, energia, potência humana) é transformada na saída da produção primária (o produto desejado). Este processo de transformação se utiliza de um sistema técnico.

Um sistema técnico é uma coleção de elementos físicos que preenchem uma função específica. O estado do sistema técnico é a habilidade física considerada relevante para preenchimento de sua função. Este estado pode ser alterado por causas externas, envelhecimento e uso, que conduz inevitavelmente a uma saída de produção secundária, a demanda da manutenção.

Manutenção é o total de atividades requeridas para manter os sistemas, ou restaurá-los ao estado necessário para executar a função de produção.

Conforme constatou Alkaim em [18], independente da definição que se utilize de manutenção, percebe-se que as definições citadas anteriormente utilizam a expressão “manter”, “restabelecer”, “conservar”, “restaurar” ou “preservar” a função requerida do ativo físico de um sistema. Para que o sistema técnico possa apoiar, preservar e, em última instância aperfeiçoar as

metas organizacionais, é necessário conhecimento na forma da correta aplicação de técnicas e medidas administrativas, o que implica no emprego de conhecimento técnico, administrativo, organizacional e, especialmente, do negócio a que o sistema técnico da manutenção apoia [24].

2.2.2 Defeito e Falha

Defeito e falha são dois conceitos relevantes no processo de manutenção, mas que, em alguns casos, são aplicados erroneamente como sinônimos [25].

Defeito é qualquer anormalidade em um sistema que não o impossibilite de permanecer em funcionamento ou disponível para a operação, mas que afete o grau de confiabilidade e/ou desempenho especificado ou esperado para esse sistema [26].

Falha é o efeito ou consequência de uma ocorrência acidental em uma instalação ou equipamento que acarreta sua indisponibilidade operativa em condições não programadas, impedindo-o de funcionar, e, portanto, de desempenhar suas funções em caráter permanente ou em caráter temporário [26].

Luz [27] descreve que conforme o modo de falha evolui no tempo, desde o seu início, considera-se duas possibilidades: falhas e defeitos. Exemplos de falhas são um curto-circuito em uma linha de transmissão ou a quebra do bloco de um motor a explosão. Já defeitos podem ser exemplificados com a alteração gradual da emissão catódica de um monitor de computador ou o desgaste na camisa de um cilindro de motor diesel.

Quanto à duração da falha, ela pode ser:

- Temporária (curto-circuito fase-terra ou entre fases, devido uma causa efêmera);
- Intermitente (mau contato no borne de um relé);
- Permanente (lâmpada ou bobina queimada).

As falhas de vários componentes podem, ou não, estar ligadas casualmente entre si. Se uma falha em um elemento induz falhas em outros, diz-se que a falha é do tipo Dependente. Por exemplo, um resistor aberto no circuito anódico de uma válvula pode levar esta à destruição. Uma folga excessiva no mancal de um motor elétrico pode levar a um roçamento do rotor na massa estatórica, podendo gerar um curto circuito. Se não houver inter-relação entre falhas, elas são do tipo Independente [28].

Petrillo [29] destaca que uma das principais diferenças entre defeito e falha é que a falha impede o sistema de realizar sua função, enquanto que o defeito não. O autor também destaca que a falha sempre tem um caráter corretivo, enquanto que o defeito, quando detectado e realizada a manutenção, possui um caráter preventivo.

Moubray [1] defende o conceito de que o(s) defeito(s) antecede(m) à(s) falha(s). Para Moubray, a falha potencial (P) equivale à definição de defeito, e falha funcional (F) corresponde à definição de falha. Por esse motivo a curva da figura 3 é conhecida como “Curva P-F”.

Figura 3 – Curva P-F (adaptado de [1])

Petrillo [29] destaca que, em alguns casos, classificar uma ocorrência como defeito ou falha não é uma tarefa trivial, apesar das definições serem aparentemente bem distintas: falha causa a indisponibilidade da função e defeito não. Entretanto a classificação precisa de quando um sistema está

indisponível para a função ao qual foi concebido (ou seja, em condição de falha) depende estritamente da definição dessa função, havendo regiões de incerteza em termos dessa classificação, como ilustra a figura 4. O tamanho dessa incerteza depende do quão clara é a definição da função do sistema.

Figura 4 – Incerteza na classificação de defeito ou falha (adaptado de [29])

Por exemplo, pode-se definir a função de um transformador de duas formas:

1. Elevar a tensão de 13,8 kV para 230 kV com potência máxima de 300 MVA;
2. Elevar a tensão de 13,8 kV para 230 kV com potência máxima de 300 MVA e temperatura interna do óleo isolante menor ou igual a 80° C.

Pela primeira definição, se o transformador estiver convertendo 300 MVA e o sistema de refrigeração encontrar-se inoperante, fazendo com que o óleo isolante superaqueça (81° C, por suposição), o transformador estará em um estado de defeito, pois ele continua realizando sua função de elevar a tensão na potência de 300 MVA, estando, portanto, disponível e operando dentro das suas especificações. Já se a mesma situação apresentar-se para a segunda definição, o equipamentos estará em falha, pois a temperatura interna ultrapassou o limite especificado, não mais realizando a função então definida.

Na prática, Petrillo [29] destaca que nem sempre cada função de um sistema está devidamente detalhada. Assim, nos casos em que a inconformidade encontra-se na região nebulosa da Figura 4, um tratamento pormenorizado pode ser usado para a correta classificação.

2.3 Tipos de manutenção

Moubray descreve em [1] que a manutenção é executada nas empresas como uma combinação de diversas atividades. Essas atividades podem ser classificadas através de duas abordagens: atividades pró-ativas e atividades reativas. As atividades pró-ativas são aquelas executadas antes das falhas ocorrerem, desenvolvendo ações que antecipem sua ocorrência para não permitir o estado de falha do equipamento. Já as atividades reativas atuam após a ocorrência da falha do equipamento, desenvolvendo ações para restabelecer a disponibilidade do equipamento [30].

As atividades de manutenção são realizadas utilizando as técnicas descritas na figura 5.

Figura 5 – Técnicas de manutenção (adaptado de [31])

2.3.1 Manutenção Corretiva

A manutenção corretiva é definida pela norma ABNT NBR 5462 [15] como uma manutenção efetuada após a ocorrência de uma pane destinada a recolocar um item em condições de executar uma função requerida.

De acordo com Chapin [32], essas atividades são reativas, destinadas a correção de falhas funcionais e de desempenho. Para Slack [33], significa deixar as instalações continuarem a operar até que quebrem. O trabalho de manutenção é realizado somente após a quebra do equipamento ter ocorrido.

A manutenção corretiva pode ser dividida em duas classes [34]:

- Manutenção corretiva não planejada: correção da falha de maneira aleatória, ou seja, é a correção da falha (ou desempenho menor que o esperado) após a ocorrência do fato. Esse tipo de manutenção implica altos custos, pois causa perdas de produção e a extensão dos danos aos equipamentos é usualmente maior.
- Manutenção corretiva planejada: correção que se faz em função de um acompanhamento preditivo, detectivo ou até pela decisão gerencial de se operar até a falha. Esse tipo de manutenção é planejada, sendo menos custosa do que uma intervenção corretiva não planejada.

Monchy [35] observa que, qualquer que seja o tipo de manutenção adotada, sempre existirá uma parte de falhas que necessitam de ações corretivas. Belmonte [36] ratifica que a manutenção corretiva não pode ser totalmente descartada principalmente por existirem falhas aleatórias nos equipamentos.

Em relação aos custos, de acordo com Wilson [37] uma manutenção não planejada é, em geral, de duas a três vezes mais cara do que uma manutenção planejada e, em caso de quebra, o custo pode ser superior a dez vezes.

2.3.2 Manutenção Preventiva

Segundo a norma ABNT NBR 5462 [15], a manutenção preventiva é efetuada em intervalos predeterminados, ou de acordo com critérios prescritos, destinada a reduzir a probabilidade de falha ou a degradação do funcionamento de um item.

Para Singh [38], o principal objetivo da manutenção preventiva é melhorar a confiabilidade geral do sistema e prevenir repentinas e inesperadas falhas, que podem ser catastróficas. Contudo, Wongmongkolrit [39] reforça que, mesmo com a adoção de uma estratégia de manutenção preventiva, não é possível eliminar totalmente a ocorrência de falhas nos equipamentos. A própria realização da manutenção preventiva também pode inserir falhas nos equipamentos, visto que a qualidade da intervenção depende, principalmente, de aspectos relacionados ao comportamento e capacitação do executante da manutenção e da qualidade/confiabilidade dos componentes substituídos [40]. Para Gilardoni [41] e Kenne [42], após uma manutenção preventiva, um equipamento pode estar tão bom quanto um novo, ou em péssimas condições, como um equipamento degradado.

Para Marcorin [43], o fato de a manutenção preventiva reduzir o risco de paradas não programadas devido a falhas no equipamento já a coloca como uma opção melhor do que a manutenção corretiva em máquinas ligadas diretamente ao processo. O autor também destaca dois pontos: o primeiro é o fato de que a troca de um item por tempo de uso apenas pode ser considerada naqueles que sofrem desgaste. Outro ponto é a imprevisibilidade (mesmo nos itens que sofrem desgaste), ou seja, o ritmo de desgaste pode não ser uniforme e está sujeito a muitas variáveis. Da mesma forma que é possível trocar uma peça ainda com muito tempo de vida, pode ocorrer falha antes do tempo previsto [44]. Essa imprevisibilidade requer estoques de peças de reposição, elevando os custos relativos. Além do estoque elevado para cobrir a imprevisibilidade das falhas, a manutenção preventiva apresenta o inconveniente de intervenções muitas vezes desnecessárias, que reduzem a produtividade e elevam o custo operacional total. No entanto, esse tipo de manutenção pode ser a melhor alternativa para equipamentos e/ou peças que

apresentam desgaste em ritmo constante e que representam um custo baixo, em comparação com o custo da falha, podendo-se prever estoques adequados e seguros [45].

Hägerby em [31] descreve que a manutenção preventiva pode ser dividida em duas partes: a manutenção periódica (baseada no tempo) e a manutenção baseada na condição.

A manutenção periódica é baseada em intervalos de tempo pré-definidos (por exemplo, em tempo-calendário ou horas de operação), sem considerar o estado/condição do equipamento. Löfsten [46] descreve que a manutenção preventiva é geralmente controlada através de planos de manutenção. Contudo, na prática, as tarefas dos planos de manutenção não necessariamente estão relacionadas aos modos de falhas, implicando na realização de tarefas muitas vezes desnecessárias. De acordo com Tostengard [47], tarefas comuns em planos de manutenção preventiva são inspeções e ajustes em componentes, limpeza e lubrificação.

Já a Manutenção Baseada na Condição (MbC) é uma estratégia de manutenção avançada que utiliza dados de monitoração da condição dos equipamentos [48]. O principal objetivo da MbC é otimizar as atividades de manutenção e reduzir os custos através da utilização de informações preditivas e de monitoramento da saúde dos equipamentos [49]. Este tipo de manutenção é geralmente aplicado em equipamentos que apresentam deterioração durante o tempo, sendo que os defeitos podem ser identificados antes da ocorrência de uma falha.

Os intervalos de inspeção são usualmente baseados na curva P-F (representada anteriormente na figura 3), o que significa que é necessário encontrar o intervalo onde ocorre um defeito ou falha potencial (P) e o ponto onde uma falha efetivamente ocorre (F). Se o intervalo de manutenção for maior que o intervalo P-F, provavelmente resultará em uma falha no equipamento [37]. Hägerby [31] descreve que para determinar esses intervalos de inspeção, é fundamental determinar também a probabilidade de falhas. Se o intervalo P-F é de um mês e a probabilidade de falha é 0,01 por ano, então pode não ser eficiente, em termos de custo, realizar a inspeção todo mês.

Uma forma de prevenir problemas com o intervalo P-F é utilizar ferramentas de monitoramento contínuo, conhecidas como monitoramento “online”. Isso permite que a equipe de manutenção possa acompanhar um equipamento continuamente e realizar as manutenções quando for efetivamente necessário. Contudo, esta solução geralmente apresenta um alto custo e demanda recursos humanos para acompanhamento, sendo aplicada em máquinas de grande porte [31].

De acordo com Hägerby [31], uma terceira parte da manutenção preventiva são os testes funcionais, aplicáveis principalmente em equipamentos de segurança e sistemas que operam em *stand-by*. Um teste funcional tem como objetivo observar se o sistema/equipamento está operando conforme esperado e se necessita de algum tipo de intervenção de manutenção.

2.3.3 Manutenção de Primeira Linha

Um tipo de intervenção comumente utilizada é a manutenção de primeira linha, realizada pelos operadores da instalação e que está alicerçada na teoria da Manutenção Produtiva Total [6].

Wilson [37] descreve que esse tipo de manutenção consiste em atividades simples, que requerem pouco ou nenhum treinamento. As manutenções de primeira linha visam, além de reduzir custos, criar um envolvimento entre os operadores e a instalação [50], através de tarefas simples, tais como: verificar estado de filtros de ar, de combustível e de óleo, estado geral de correias e polias; funcionamento adequado da instrumentação; nível de óleo, dentre outras tarefas, tomando as medidas necessárias sempre que cabíveis.

2.4 Requisitos legais e normativos

Devido sua alta complexidade e os riscos envolvidos em suas operações, a indústria de petróleo *offshore* é submetida a uma série de requisitos legais que objetivam regular este tipo de atividade.

Estes requisitos devem ser plenamente atendidos para que uma unidade possa operar com segurança e atendendo plenamente os requisitos legais vigentes. Os principais requisitos que impactam diretamente as atividades de manutenção estão descritos nos subitens a seguir.

2.4.1 Normas Regulamentadoras

O atendimento aos requisitos dispostos nas normas regulamentadoras no Ministério do Trabalho e Emprego possui um caráter compulsório, cabendo ao operador da instalação zelar pelo atendimento de todos os requisitos. Em relação à manutenção, principalmente em equipamentos e sistemas elétricos, a principal norma a ser atendida é a NR-10 [51]. Os aspectos relativos à manutenção são tratados no item 10.4 (Segurança na Construção, Montagem, Operação e Manutenção) da NR-10, mais especificamente no subitem 10.4.4, que diz:

As instalações elétricas devem ser mantidas em condições seguras de funcionamento e seus sistemas de proteção devem ser inspecionados e controlados periodicamente, de acordo com as regulamentações existentes e definições de projetos.

Este item determina que as instalações elétricas devem ser mantidas em condições seguras de funcionamento. Em uma instalação de produção de óleo e gás natural, um dos maiores riscos existentes é a existência de equipamentos elétricos operando em atmosferas potencialmente explosivas [52]. Segundo Bossert [53], acidentes ocorridos em várias partes do mundo tiveram como origem um equipamento elétrico indevidamente especificado

para trabalhar em uma área cuja presença de substâncias inflamáveis no ambiente criava condições especiais para ocorrência de explosões. Contudo, apenas a correta especificação de um equipamento elétrico projetado para operar em atmosferas potencialmente explosivas não é suficiente. Segundo a norma NBR IEC 60079-17 [54], é essencial que, por razões de segurança, durante a vida de tais instalações a integridade destas características especiais seja preservada, o que requer inspeções iniciais e periódicas regulares, além de supervisão contínua e manutenção executada por profissional qualificado. Portanto, essa norma é uma das principais referências a ser seguida para determinação da estratégia de manutenção em equipamentos elétricos certificada para operar em atmosferas potencialmente explosivas.

Ainda em relação ao item 10.4.4 da NR-10, a norma determina que os sistemas de proteção devem ser inspecionados e controlados periodicamente, o que, obrigatoriamente, implica em atividades de manutenção rotineiras. O estabelecimento desta rotina depende amplamente da confiabilidade dos equipamentos pertencentes ao sistema de proteção.

Outra norma regulamentadora relevante para manutenção em unidades *offshore* é a NR-30, Anexo II [55]. Em seu item 15.10.1, a norma determina que, com o objetivo de proteger os trabalhadores, devem ser elaborados planos e procedimentos para inspeção, teste e manutenção de equipamentos para manter a integridade dos sistemas de proteção contra incêndios e dos sistemas e equipamentos que contenham hidrocarbonetos líquidos ou gasosos. Na prática, para atender a este item, é necessário que todos os equipamentos pertencentes a um sistema de proteção contra incêndios possuam planos de manutenção, incluindo os equipamentos do sistema de detecção de fogo e gás, bem como as bombas de incêndio, as válvulas de dilúvio e demais equipamentos pertencentes a esse sistema.

A NR-30, em seu item 16.4 (Inspeção e Manutenção) estabelece um conjunto de diretrizes que devem ser plenamente implementadas na estratégia de manutenção e que estão descritos no Anexo A.

Ainda em relação à NR-30, o item 16.10.1 estabelece que Operador da Instalação deve manter disponível aos trabalhadores, seus representantes e autoridades competentes um Relatório de Segurança contendo a descrição

sucinta da plataforma, os possíveis cenários acidentais, o plano de contingência da plataforma e, complementarmente, indicações de localização específica para o acesso em seus sistemas de gestão de informações sobre os planos de manutenção e inspeção, entre outras informações.

Outra norma regulamentadora de grande impacto na definição da estratégia de manutenção é a NR-13 [56], que tem como objetivo condicionar inspeção de segurança e operação de vasos de pressão e caldeiras. Embora seja uma norma voltada para equipamentos estáticos, essa norma impacta amplamente as atividades de manutenção, principalmente na disciplina de instrumentação.

2.4.2 ANP

Um dos principais regulamentos técnicos publicados pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) é o Sistema de Gerenciamento da Segurança Operacional (SGSO) [57]. Este regulamento foi publicado pela ANP através da Resolução nº 43, de 6.12.2007, publicado no DOU, de 7.12.2007, retificada no DOU, de 10.12.2007 e DOU, de 12.12.2007, tornando público o Regime de Segurança Operacional nas atividades de E&P, com o propósito de proteção da vida humana e do meio ambiente, definindo as responsabilidades dos concessionários e as atribuições da ANP [58].

A resolução determina que o operador da instalação deverá dispor de um sistema de gestão que atenda às práticas do Sistema de Gerenciamento da Segurança Operacional – SGSO instituído pela ANP. O SGSO apresenta 17 práticas de gestão relativas à liderança, pessoal e gestão; instalações e tecnologia; e práticas operacionais [59].

Figura 6 – 17 Práticas de Gestão do SGSO (extraído de [57])

O cumprimento do SGSO é obrigação prevista nos contratos de concessão assinados com as empresas que atuam no setor [58].

Para a área de Manutenção, a principal prática de gestão é a nº 13 (Integridade Mecânica). O objetivo desta prática (disponível na íntegra no Anexo B) é descrever os requisitos que devem ser considerados pelo sistema de gerenciamento de segurança operacional para que a instalação, seus sistemas, estruturas e equipamentos, passem por inspeções, testes e manutenções necessárias, de forma planejada e controlada, buscando a integridade mecânica e adequação ao uso [57]. No item 13.3.4, o regulamento determina que o Operador da Instalação deve garantir que todos os equipamentos e sistemas críticos de segurança operacional estejam cobertos pelos planos de inspeção, teste e manutenção. O atendimento a este item possui grande aderência à prática de gestão nº 11 (Elementos Críticos de Segurança Operacional), disponível na íntegra no Anexo C.

Outro regulamento técnico relevante publicado pela ANP e que tem grande impacto na gestão da manutenção é o Regulamento Técnico de Medição de Petróleo e Gás Natural, recentemente atualizado através da Resolução Conjunta ANP/Inmetro nº 1/2013, publicada no DOU em 12 de junho de 2013 [60]. A primeira edição da Portaria foi publicada em junho de 2000.

Dentre as principais modificações na Portaria publicada em 2013, há a exigência de um sistema de gestão dos sistemas de medição baseado na norma ISO 10.012 [61]. Além disso, todas as calibrações e inspeções dimensionais deverão ser realizadas por laboratórios acreditados na Rede Brasileira de Calibração (RBC). A Resolução não determina as tecnologias que podem ser utilizadas nas medições volumétricas fiscais e no controle dos volumes de petróleo e gás natural. No entanto, a tecnologia ser a ser utilizada necessitará de aprovação de modelo do Inmetro [62].

Também foram diferenciados alguns prazos de calibração e verificação em função da tecnologia utilizada. A maioria dos prazos foi dilatada, atendendo ao pleito dos agentes regulados. Esses prazos devem ser compulsoriamente atendidos através dos planos de manutenção [62].

2.4.3 NORMAM

As leis que regulamentam a circulação de embarcações no mar, até os limites do Mar Territorial e da Zona Econômica Exclusiva Nacional, é estabelecida e implementada pela Marinha do Brasil, através da Capitania dos Portos (Departamento de Portos de Costas – DPC). Tratam-se das Normas de Autoridade Marítimas, conhecidas como NORMAM [63].

Dentre as diversas normas da NORMAM, uma que tem impacto direto da manutenção é a NORMAM 27/DPC (Normas da Autoridade Marítima para Homologação de Helipontos Instalados em Embarcações e em Plataformas Marítimas) [64].

De acordo com a NORMAM - 27/DPC [64], Capítulo 0805 (Manutenção do sistema combustível), o armazenamento, o manuseio e o controle da qualidade do combustível de aviação são fundamentais para a segurança das operações aéreas. Combustível contaminado por água ou por partículas sólidas pode levar ao apagamento do motor. Por esse motivo, a NORMAM aborda os procedimentos mínimos para a garantia da qualidade do combustível. Estes procedimentos devem compor o plano de manutenção.

3 CONCEITOS DE CONFIABILIDADE

Este capítulo trata resumidamente da teoria de Confiabilidade, contemplando componentes reparáveis, não reparáveis e modelos combinatórios. Apresenta também as informações básicas acerca do software utilizado nas simulações realizadas neste trabalho.

3.1 Conceitos Iniciais

Gambirasio em [65] afirma que a confiabilidade de um objeto funcional (dispositivo, equipamento ou sistema) pode ser entendida como uma medida do grau de desempenho satisfatório deste objeto, sob condições especificadas de operação. Avaliar a confiabilidade representa uma tentativa de quantificar a qualidade do desempenho, com base na teoria das probabilidades. Dessa forma, Confiabilidade pode ser definida como a probabilidade de um sistema executar a função pretendida durante um intervalo de tempo específico e sujeito a determinadas condições [66]. Neste contexto, o objetivo da manutenção e da confiabilidade é garantir que esses equipamentos estarão disponíveis, quando requeridos [67].

Na definição sobre confiabilidade, quatro importantes fatores são considerados: a probabilidade, o desempenho, o tempo e as condições de operação [65].

A teoria de probabilidade é necessária para tratar matematicamente o problema. O desempenho deve ser claramente definido. O tempo considerado pode ser contínuo, ou alguma ocasião específica de curta duração. Finalmente, as condições de operação (ambiente, severidade das solicitações, etc.) devem ser bem especificadas, pois possuem grande influência no desempenho do objeto funcional [65].

Pereira [68] destaca que uma das questões mais importantes relacionadas à Confiabilidade é a definição de sistemas não reparáveis e sistemas reparáveis.

3.2 Componentes não reparáveis

Sistema não reparável é um conjunto de elementos que formam um todo que, por razões econômicas ou tecnológicas, não se reparam ou é um item formado por um único elemento (componente) cuja ocorrência de avaria significa o seu fim de vida [68].

Seja um componente não reparável colocado em operação no instante $t=0$. Chamando-se X a variável aleatória “instante de ocorrência da falha do componente”, a densidade de probabilidade $f(t)$ da variável X é definida, em termos da probabilidade da falha ocorrer entre t e $t + dt$, por:

$$P(t < X \leq t + dt) = f(t) \cdot dt \quad (1)$$

A função distribuição de probabilidade de X , $F(t)$, é definida por:

$$F(t) = P(X \leq t) = \int_0^t f(t) \cdot dt \quad (2)$$

Definindo-se a função Confiabilidade, $R(t)$, como a probabilidade do equipamento estar operacional no instante t , resulta:

$$R(t) = P(X > t) = 1 - F(t) = 1 - \int_0^t f(t) \cdot dt \quad (3)$$

Derivando-se a equação 3, resulta:

$$\frac{dR(t)}{dt} = -f(t) \quad (4)$$

Reescrevendo a equação 3:

$$R(t) = P(X > t) = \int_t^{\infty} f(t)dt \quad (5)$$

Definindo-se a taxa de incidência de defeitos $\beta(t)$ por:

$$\beta(t) \cdot dt = P(t < X \leq t + dt / X > t) \quad (6)$$

Isto é, $\beta(t) \cdot dt$ é a probabilidade que o componente apresente defeito no intervalo $(t, t + dt)$ dado que não apresentou defeito até o instante t .

Pela definição de probabilidade condicional tem-se:

$$\begin{aligned} P(t < X \leq t + dt / X > t) &= \\ &= \frac{P(t < X \leq t + dt)}{P(X > t)} = \\ &= \frac{f(t) \cdot dt}{\int_t^{\infty} f(t) \cdot dt} \end{aligned} \quad (7)$$

Das equações 6 e 7, obtêm-se:

$$\beta(t) \cdot dt = \frac{f(t) \cdot dt}{\int_t^{\infty} f(t) \cdot dt} \quad (8)$$

A equação 9 relaciona a taxa de incidência de defeito e a função confiabilidade:

$$\beta(t) = -\frac{1}{R(t)} \cdot \frac{dR(t)}{dt} \quad (9)$$

Resolvendo-se a equação diferencial, resulta:

$$R(t) = e^{-\int_0^t \beta(x) dx} \quad (10)$$

Se a taxa de defeito for constante ao longo do tempo ($\beta(t) = \lambda$), resulta em:

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

$$f(t) = \lambda e^{-\lambda t} \quad (12)$$

$$\lambda = \frac{f(t)}{R(t)} \quad (13)$$

Uma representação muito utilizada na Confiabilidade é a Curva de Banheira, representada na figura 7, e cujo objetivo é descrever a variação da taxa de falhas durante a vida do sistema. A curva representa as fases da vida características de um sistema: mortalidade infantil, maturidade e mortalidade senil, sendo que essas fases estão associadas ao fator de forma γ . O fator de forma é relacionado à forma de distribuição e à inclinação das curvas, sendo que nem todas as distribuições possuem esse fator. A distribuição exponencial, por exemplo, não possui um fator de forma porque o comportamento da função é constante. O fator de forma possui as seguintes características, sendo que maiores detalhes podem ser consultados na referência [69]:

- $\gamma < 1$: indicam mortalidade infantil, com taxas de falha altas e decrescentes no início da vida do produto ou sistema;
- $\gamma = 1$: indicam falhas aleatórias, com taxas de falha constantes ao longo do tempo e geralmente baixas;
- $\gamma \gg 1$: indicam desgaste de fim de vida útil.

Figura 7 – Curva da banheira/ciclo de vida de equipamento (extraído de [70])

No período de mortalidade infantil, a taxa de falhas é alta, porém decrescente. As falhas preliminarmente são causadas por defeitos congênitos ou fraquezas, erros de projeto, peças defeituosas, processos de fabricação inadequados, mão-de-obra desqualificada, estocagem inadequada, instalação imprópria, partida deficiente entre outras. A taxa de falhas diminui com o tempo, conforme os reparos de defeitos eliminam componentes frágeis ou à medida que são detectados e reparados erros de projeto ou de instalação. Sellitto [70] aponta que, neste período, a melhor estratégia de manutenção é a corretiva, ou seja, cabe à manutenção não apenas reparar o equipamento, mas corrigi-lo, para que a falha não se repita [71].

Entre t_1 e t_2 é a fase de maturidade ou período de vida útil. O valor médio da taxa de falha é constante. Nesta fase, as falhas ocorrem por causas aleatórias, tais como acidentes, liberações excessivas de energia, mau uso ou operação inadequada, e são de difícil controle. Falhas aleatórias podem assumir diversas naturezas, tais como: sobrecargas aleatórias, problemas externos de alimentação elétrica, vibração, impactos mecânicos, bruscas variações de temperatura, erros humanos de operação entre outros. Falhas aleatórias podem ser reduzidas projetando equipamentos mais robustos do que exige o meio em que opera ou padronizando a operação [71]. Sellitto [70] aponta que, neste período, a melhor estratégia de manutenção é a preditiva, ou seja, monitoramento para detectar o início da fase de desgaste.

Após t_2 , há crescimento da taxa de falhas, a mortalidade senil, que representa o início do período final de vida do item. Esta fase é caracterizada pelo desgaste do componente, corrosão, fadiga, trincas, deterioração

mecânica, elétrica ou química, manutenção insuficiente entre outros. Para produzir produtos com vida útil mais prolongada, deve-se atentar para o projeto, utilizando materiais e componentes mais duráveis, um plano de inspeção e manutenção que detecte que iniciou a mortalidade senil e a previna, por substituição preventiva de itens, e supressão dos agentes nocivos presentes no meio [70].

Sellitto [71] aponta que, neste período, a melhor estratégia de manutenção é a preventiva, ou seja, já que o equipamento irá falhar, cabe à manutenção aproveitar a melhor oportunidade para substituir ou reformar o item.

Smith [72] introduziu uma forma de representação contendo uma perspectiva um pouco mais detalhada da curva da banheira, na qual estão presentes as três distribuições, o que permite entender melhor a curva resultante e quais os fatores predominantes para o seu comportamento, conforme ilustra a figura 8.

Figura 8 – Curva da banheira detalhada (adaptado de [72])

Smith [72] também representou as características das distribuições de probabilidades da seguinte forma:

Tabela 2: Características das distribuições de probabilidades (adaptada de [72]).

Fase (nomes pelo qual é conhecida)	Comportamento	Causas
Arranque Inicial Mortalidade Infantil	Taxa de falhas decresce	Essencialmente defeitos de projeto, fabricação e montagem
Falhas aleatórias Falhas estocásticas Vida útil	Taxa de falhas constante	Submissão do componente a cargas de trabalho superiores à planejada, causas desconhecidas ou utilização inadequada
Desgaste Fadiga	Taxa de falhas cresce	Ocorrência de corrosão, oxidação, perda de isolamento, desgaste por fricção, etc.

Duek [73] afirma que a curva da banheira é um modelo teórico e bastante aplicável a componentes mecânicos que, por algum motivo, não puderam ser exaustivamente testados após a montagem do sistema e apresentam um modo de falha predominante. Contudo, este modelo não é universal e aplicável a qualquer equipamento ou sistema.

Siqueira [74] diz que sistemas industriais evoluem na curva da banheira segundo várias características. Lafraia [75] ressalta que pode não existir alguma fase, passando-se, por exemplo, da mortalidade infantil para a senil, diretamente. Este é o caso da pesquisa com embreagens, relatada em Sellitto, em [76]. Sistemas eletrônicos geralmente apresentam mortalidade infantil e depois apenas falhas aleatórias, estacionando na parte baixa da curva. Tal região é dita sem memória de falha (*failure memoryless*), pois a incidência de uma falha no tempo t não tem correlação com o tempo até a próxima falha. Em software, as falhas de programação geralmente têm apenas mortalidade infantil, pois uma vez corrigidas, é impossível a reincidência, pois não se originam de processos dissipativos de energia.

A evolução do conceito de falha com base na curva da banheira foi decorrente de trabalhos desenvolvidos pela indústria da aviação norte americana que, a partir da Segunda Guerra Mundial, adotou a estratégia de manutenção preventiva alicerçada na curva banheira. Esta concepção, segundo Geraghety [77], foi levada ao extremo pela indústria de aviação civil.

Entretanto, a visão de controlar a confiabilidade de aeronaves através do uso de manutenções preventivas confiáveis mostrou-se inadequada [23].

Segundo Geraghety [77], na época, um grupo de engenheiros da United Airlines se dedicou a estudar o assunto, que resultaram nas curvas padrões de idade-confiabilidade, conforme ilustra a figura 9.

Figura 9 – Padrões de idade-confiabilidade para equipamentos não estruturais de aeronaves (adaptado de [78])

Alkaim [18] descreve que a figura anterior sintetiza a pesquisa dos padrões de falha da 3ª geração de manutenção. Esta investigação revelou que existem seis padrões de falha, e não mais um ou dois, como utilizado anteriormente. Moubray em [1], ao apresentar os novos paradigmas no gerenciamento da manutenção, utilizou a descrição disposta na figura 10.

Figura 10 – Conceções de manutenção (adaptado de [1])

Alkaim [18] destaca que estudos realizados com várias centenas de componentes mecânicos, elétricos e estruturais de aeronaves civis e materializados na forma de falhas da Figura 9 demonstraram que:

- (1) somente um pequeno percentual (4%) atualmente corresponde a curva banheira (curva A).
- (2) mais significativo, somente 6% dos componentes experimentam uma região de desgaste, durante o tempo de vida útil da aeronave (curvas A e B). Especificamente o padrão B caracteriza aeronaves com troca de motores). Acrescentando o padrão C, característica de turbina de aeronaves, tem-se que 11% dos componentes experimentam sintomas de envelhecimento.
- (3) 89% dos componentes nunca apresentam qualquer envelhecimento ou desgaste durante o tempo de vida útil das aeronaves (padrões D, E e F). Especificamente os rolamentos se enquadram no padrão E e os componentes eletrônicos no padrão F.
- (4) 72% dos componentes experimentam o fenômeno de mortalidade infantil (padrões A e F).
- (5) O grupo de maior percentual (68%), começa como curva banheira e nunca atinge a região de envelhecimento (padrão F).

Estas descobertas contradizem a crença de que sempre há uma conexão entre confiabilidade e idade de operações. Efetivamente a partir de 1968 as empresas aéreas americanas passaram a adotar uma nova técnica de manutenção preventiva com base nestes estudos. Em 1975, o Departamento de Defesa dos Estados Unidos sugeriu que o conceito que estava sendo aplicado desde 1968 fosse intitulado de “Reliability-Centered Maintenance”

(Manutenção Centrada em Confiabilidade) e aplicado na maioria dos sistemas militares. Em 1978, a United Airlines produziu o documento referência inicial de MCC, sob contrato com o Departamento de Defesa americano [18].

Se os componentes de um equipamento ou sistema são sujeitos a manutenção, de modo que venham a ser substituídos antes que atinjam a região de envelhecimento, pode-se considerar que esse equipamento ou sistema tem sempre seus componentes na região β constante, sendo a distribuição de defeitos exponencial. A consequência prática disto é que para componentes que trabalham na região de β constante a confiabilidade não depende da idade dos componentes [65].

O tempo que o componente leva, em média, para apresentar defeito é dado pela variável $\bar{X}$.

$$\bar{X} = \int_{-\infty}^{\infty} t \cdot f(t) dt \quad (14)$$

Como o componente é colocado em funcionamento em $t=0$, necessariamente $f(t) = 0$ para $t < 0$, logo:

$$\bar{X} = \int_0^{\infty} t \cdot f(t) dt \quad (15)$$

Da equação 4, resulta:

$$\bar{X} = - \int_0^{\infty} t \cdot dR = -[tR - \int R dt]_0^{\infty} \quad (16)$$

Supondo que $R(t)$ decresça com suficiente rapidez quando $t \rightarrow \infty$ (o que ocorre no caso de distribuição exponencial) resulta:

$$\bar{X} = \int_0^{\infty} R(t) \cdot dt \quad (17)$$

Onde $\bar{X}$ representa o tempo médio para falhar. Costuma-se indicar o tempo $\bar{X}$ pelo indicador MTTF:

$$MTTF = \int_0^{\infty} R(t) \cdot dt \quad (18)$$

No caso de distribuição exponencial, em que $R(t)=e^{-\lambda t}$, resulta:

$$MTTF = \int_0^{\infty} e^{-\lambda t} \cdot dt \quad (19)$$

$$MTTF = \frac{1}{\lambda} \quad (20)$$

Assim, um componente que falha, em média, a cada dois anos (MTTF = 2 anos) tem uma taxa de falha de $\lambda = 0,5$ falhas/ano, considerando a hipótese de distribuição exponencial.

3.3 Componentes reparáveis

Um sistema reparável é um conjunto de elementos em que a ocorrência de avaria não significa o fim da operacionalidade, mas somente uma interrupção dessa mesma funcionalidade [68].

Para componentes reparáveis, o comportamento probabilístico no intervalo de tempo que vai desde a colocação em operação até a falha pode ser descrito ainda pela função confiabilidade $R(t)$. Entretanto, tal função não representa a probabilidade de se encontrar o componente funcionando, num

instante genérico, levando-se em consideração a possibilidade de conserto (ou de troca). Esta probabilidade é representada pela disponibilidade D do componente, que é a fração do tempo que o componente passa em operação [65].

Analogamente, chama-se indisponibilidade I a fração de tempo que o componente passa fora de operação (durante o conserto, ou durante a operação de substituição). A indisponibilidade representa a probabilidade de o componente ser encontrado fora de operação, num instante genérico. Obviamente, $D + I = 1$. Assim, se certo componente passa 95% do tempo operando normalmente, e 5% em conserto, pode-se estimar que a probabilidade de ser encontrado em operação, amostrando-se ao acaso um instante qualquer de tempo, é de 0,95. Da mesma forma, a probabilidade de se encontrar o componente fora de operação, por amostragem ao acaso no tempo, é de 0,05. A indisponibilidade também é chamada de “probabilidade de falha” [65].

Observe-se que a função confiabilidade $R(t)$ de objetos não reparáveis foi definida para regime transitório, enquanto que as probabilidades acima referidas dizem respeito a regime permanente. Dessa forma, uma escolha adequada para definir a confiabilidade de objetos reparáveis é tornar a confiabilidade igual à disponibilidade. Se os objetos estão sempre na sua vida útil (novos ou consertados), a disponibilidade será constante, e a confiabilidade também [65].

O comportamento de um componente reparável ao longo do tempo, em regime permanente, pode ser ilustrado graficamente pela figura 11.

Figura 11 – Comportamento de um componente reparável ao longo do tempo (extraído de [65])

Tomando-se a média dos tempos de operação, verifica-se que coincide com o tempo médio para falha, $MTTF$. Suponha-se agora que o tempo necessário para o reparo possa também ser considerado uma variável aleatória, com certa distribuição. A média desta nova variável aleatória é chamada “tempo médio para reparo”, ou $MTTR$.

A soma $MTTF + MTTR$ constitui o ciclo ou período médio do desempenho do objeto, e é chamado “tempo médio entre falhas”, ou $MTBF$.

$$MTBF = MTTF + MTTR \quad (21)$$

Como a disponibilidade D do objeto funcional é a fração do tempo passado em operação, resulta:

$$D = \frac{MTTF}{MTTF + MTTR} = \frac{MTTF}{MTBF} \quad (22)$$

Como a indisponibilidade I do objeto funcional é a fração do tempo passado fora de operação, resulta:

$$I = \frac{MTTR}{MTTF + MTTR} = \frac{MTTR}{MTBF} \quad (23)$$

Toma-se então a disponibilidade D como representando a confiabilidade R do objeto em regime permanente.

$$R = D = \frac{MTTF}{MTBF} \quad (24)$$

Para determinação exponencial dos tempos de falha com parâmetro λ , observou-se pela equação 20 que:

$$MTTF = \frac{1}{\lambda} \quad (25)$$

Onde λ é o número médio de falhas por unidade de tempo. Supõe-se que os tempos de conserto também obedecem a uma distribuição exponencial, com parâmetro μ , resulta analogamente em:

$$MTTR = \frac{1}{\mu} \quad (26)$$

Onde μ é o número médio de consertos por unidade de tempo.

Destas duas últimas expressões e da equação 21, resulta:

$$R = D = \frac{\mu}{\mu + \lambda} \quad (27)$$

E da equação 23, resulta:

$$I = \frac{\lambda}{\mu + \lambda} \quad (28)$$

3.4 Modelos combinatórios

Os modelos combinatórios usam técnicas probabilísticas que enumeram os diferentes caminhos em que um sistema possa permanecer operacional. A confiabilidade de um sistema está geralmente associada à confiabilidade dos componentes individuais que compõem o sistema [79]. Os dois modelos de sistema mais comuns na prática são os modelos série e paralelo [80]. Em um sistema série, é necessário que cada elemento do sistema opere sem falhas para que todo o sistema opere corretamente enquanto que em um sistema paralelo, somente um dos vários elementos em paralelo pode estar operacional para que todo o sistema funcione corretamente. Na prática, os sistemas são tipicamente combinações de subsistemas séries e paralelos [81].

Os sistemas série são sistemas que não possuem qualquer tipo de redundância. Uma maneira de representar esses sistemas é utilizar um diagrama em bloco de confiabilidade. Esse diagrama é representado como um diagrama de fluxo com uma entrada e uma saída do sistema. Cada elemento do sistema é um bloco e no caso do sistema série, os blocos são alocados de forma que as saídas de cada bloco são a entrada do bloco subsequente [82]. Um diagrama em blocos genérico de um sistema série, contendo N elementos, é mostrado na figura 12.

Figura 12 – Sistema série de N blocos (adaptado de [83])

Independentemente das distribuições usadas para calcular a confiabilidade de cada bloco (ou subsistema), a fórmula para calcular a confiabilidade do sistema série é [84]:

$$R_{sist}(t) = R_1(t) \times R_2(t) \times \dots \times R_{N-1}(t) \times R_N(t) \quad (29)$$

onde:

$R_{sist}(t)$ = Confiabilidade do sistema série.

$R_1(t), R_2(t), R_{N-1}(t), R_N(t)$ = Confiabilidade de cada bloco.

Em um sistema paralelo é necessário que apenas um dos N componentes idênticos em paralelo esteja funcionando para que todo o sistema esteja operando corretamente [85]. O diagrama de confiabilidade em blocos é mostrado na figura 13.

Figura 13 – Sistema paralelo de N blocos (adaptado de [83])

Para o cálculo da Confiabilidade em sistemas paralelos, é necessário determinar a Não-Confiabilidade de cada bloco primeiramente. A não-confiabilidade $U(t)$ de um sistema é também uma função do tempo, definida como uma probabilidade condicional que um sistema operará incorretamente durante o intervalo $[t_0, t]$, dado que o sistema estava operando corretamente no instante t_0 [86].

A Não-Confiabilidade pode ser obtida através da seguinte fórmula:

$$U_N(t) = 1 - R_N(t) \quad (30)$$

onde:

$U_N(t)$ = Não-Confiabilidade de um bloco N.

$R_N(t)$ = Confiabilidade de um bloco N.

Neste caso, a Confiabilidade do sistema paralelo apresentado na figura 13 é calculada da seguinte maneira:

$$R_{sist}(t) = 1 - [U_1(t) \times U_2(t) \times \dots \times U_{N-1}(t) \times U_N(t)] \quad (31)$$

onde:

$R_{sist}(t)$ = Confiabilidade do sistema paralelo.

$U_1(t), U_2(t), U_{N-1}(t), U_N(t)$ = Não-Confiabilidade de cada bloco.

Logo, um sistema em paralelo possui maior confiabilidade quando comparado a um sistema série dotado dos mesmos equipamentos [87].

3.5 Software para simulação

As simulações apresentadas nesta tese foram realizadas através do software comercial Blocksim. Este software utiliza-se de distribuições estatísticas para realização dos cálculos envolvendo engenharia de confiabilidade e está muito relacionado com a função densidade de

probabilidade $f(t)$ (equação 1) e a função distribuição de probabilidade $F(t)$ (equação 2). A partir destas funções, de acordo com o tipo de distribuição estatística definida, o software processa os cálculos de análise de dados de vida, tais como a função de confiabilidade e taxa de falha, utilizando simulações de Monte Carlo, permitindo simular milhões de vezes uma determinada situação [88].

A função taxa de falha (equação 13) permite a determinação do número de falhas que ocorrem por unidade de tempo. O software utiliza essa informação na caracterização do comportamento de falha de um componente, podendo ser parametrizadas ainda informações sobre a alocação de equipe de manutenção, planejamento de materiais sobressalentes, etc. A taxa de falhas é denotada como falhas por unidade de tempo.

Nesta tese, o tipo de distribuição adotado nas simulações realizadas é a distribuição exponencial, devido à característica de taxa de falha constante dos equipamentos. A função densidade de probabilidade para uma distribuição exponencial é matematicamente definida conforme equação 12.

Dessa forma, considerando o arranjo dos equipamentos no sistema, o software processa os cálculos das variáveis de confiabilidade, onde o primeiro objetivo é obter a taxa de falha de todo o sistema baseado na taxa de falhas dos componentes.

A expressão matemática a ser processada é decorrente do arranjo do sistema que se deseja simular. A figura 14 apresenta a expressão matemática processada pelo software decorrente de uma configuração série e que exemplificará uma simulação realizada pelo software.

Figura 14 – Expressão matemática de uma configuração série.

Os valores de $R_{GERADOR}$, R_{RELE} e $R_{DISJUNTOR}$ foram dados para um período de 5 anos e a confiabilidade do sistema foi estimada para esse período. No entanto, uma vez que a característica de falha de um componente pode ser descrita por distribuições, a confiabilidade do sistema é, na verdade, dependente do tempo. Neste caso, a equação acima pode ser reescrita como:

$$R_{System}(t) = R_{GERADOR}(t) \cdot R_{RELE}(t) \cdot R_{DISJUNTOR}(t) \quad (32)$$

A confiabilidade do sistema para qualquer intervalo de tempo pode agora ser calculada. Por exemplo, considerando o sistema em série representado na figura 14, com as seguintes taxas de falha (falhas por hora):

- Gerador: $\lambda_G = 9,05 \times 10^{-6}$
- Relé: $\lambda_R = 0,1 \times 10^{-6}$
- Disjuntor: $\lambda_D = 0,23 \times 10^{-6}$

A expressão analítica da confiabilidade do sistema, conforme equação 11, é dada por:

$$R_S(t) = R_G(t) \cdot R_R(t) \cdot R_D(t) \quad (33)$$

$$R_S(t) = e^{-\lambda_G t} \cdot e^{-\lambda_R t} \cdot e^{-\lambda_D t}$$

$$R_S(t) = e^{-(\lambda_G + \lambda_R + \lambda_D)t}$$

Para 43800 horas em operação (05 anos), a confiabilidade do sistema é:

$$R_S(t) = e^{-(0,00000905 + 0,0000001 + 0,00000023) \cdot 43800} = 0,6631 \quad (34)$$

O resultado da confiabilidade para $R_S(43800)$ foi calculado em 0,6631 ou 66,31%. Este resultado é representado na figura 15, extraída da simulação realizada com o software Blocksim.

Figura 15 – Cálculo de confiabilidade realizado pelo software Blocksim.

O resultado também pode ser observado graficamente através da figura 16.

Figura 16 – Curva de confiabilidade gerada pelo software Blocksim.

Com o objetivo de obter a função densidade de probabilidade, $f(x)$, do sistema, é calculada a derivada da função de confiabilidade (proveniente da equação 4), conforme demonstrado a seguir:

$$f_s(t) = - \frac{d[R_s(t)]}{dt} \quad (35)$$

$$f_s(t) = - \frac{d \left[e^{-(\lambda_G + \lambda_R + \lambda_D)t} \right]}{dt}$$

$$f_s(t) = (\lambda_G + \lambda_R + \lambda_D) \cdot e^{-(\lambda_G + \lambda_R + \lambda_D)t}$$

A taxa de falha do sistema é calculada através do quociente da função densidade de probabilidade e da função de confiabilidade (equação 13), obtidas anteriormente.

$$\lambda_s(t) = \frac{f_s(t)}{R_s(t)} \quad (36)$$

$$\lambda_s(t) = \frac{(\lambda_G + \lambda_R + \lambda_D) \cdot e^{-(\lambda_G + \lambda_R + \lambda_D)t}}{e^{-(\lambda_G + \lambda_R + \lambda_D)t}}$$

$$\lambda_s(t) = \lambda_G + \lambda_R + \lambda_D$$

$$\lambda_s(t) = 9,38 \cdot 10^{-6} (\text{falhas} / \text{hora})$$

Este resultado é representado na figura 17, extraída da simulação realizada com o software Blocksims.

Figura 17 – Cálculo de taxa de falha realizado pelo software Blocksims.

Calculando o tempo médio para falha, conforme equação 20, têm-se:

$$MTTF = \frac{1}{\lambda_G + \lambda_R + \lambda_D} \quad (37)$$

$$MTTF = \frac{1}{9,38 \cdot 10^{-6}} = 106609,81h$$

Este resultado é representado na figura 18, extraída da simulação realizada com o software Blocksim. A diferença de 51,12 horas (0,48%) decorre dos arredondamentos realizados pelo software.

Figura 18 – Cálculo do tempo médio para falha realizado pelo software Blocksim.

As informações de manutenção e reparo podem ser parametrizadas e consideradas no estudo, realizado através da simulação de eventos discretos. Neste caso, tempos aleatórios de falha são gerados pelo software para cada componente do sistema. Esses tempos de falha são então combinados de acordo com a configuração do sistema. Os resultados são analisados de modo a determinar o comportamento do sistema nessas condições [88].

O software divide a manutenção em três técnicas: manutenção corretiva, manutenção preventiva e inspeções. As ações de manutenção preventiva e corretiva não são instantâneas. Há um tempo associado a cada ação. Este tempo considera o item em manutenção indisponível [88].

Dessa forma, para sistemas reparáveis, o tempo em operação não é contínuo. Isto significa que o ciclo de vida é descrito por uma sequência de estados disponíveis e indisponíveis. O sistema opera até falhar e é restaurado à sua condição original. Irá falhar novamente após um período de operação aleatório, e será reparado novamente, e assim sucessivamente. Quando se considera a manutenção preventiva, o sistema pode ser reparado antes da sua falha, retomando a sua condição original. Neste caso, as variáveis aleatórias são o tempo para falha e tempo para reparo [88].

Para gerar os números aleatórios utilizados nas simulações, o software Blocksim utiliza internamente um algoritmo proprietário [89] baseado em L'Ecuyer's com pós embaralhamento por Bays-Durham. O período do gerador de números aleatórios é de aproximadamente 10^{18} . Quando não é informado um valor de semente, o algoritmo utiliza o relógio da máquina para iniciar a sequência de números [88]. A fim de garantir a repetibilidade dos resultados, o ponto inicial a partir do qual os números aleatórios utilizados na simulação desta tese são gerados foi configurado com semente igual a "1". Desta forma, o software utiliza a mesma sequência de números randômicos em cada simulação.

4 A MANUTENÇÃO CENTRADA NA CONFIABILIDADE

Este capítulo trata da metodologia de Manutenção Centrada em Confiabilidade, adotada como a metodologia de manutenção mais adequada para o desenvolvimento desta tese. É apresentado o resumo histórico e os principais atributos desta metodologia.

4.1 Manutenção Centrada em Confiabilidade e seus atributos

O objetivo primário da MCC é preservar a função do sistema, de forma a mantê-lo operacional. A aplicação da MCC requer um amplo conhecimento da funcionalidade dos equipamentos e sistemas, bem como as falhas funcionais relacionadas aos mesmos.

A MCC pode produzir os seguintes benefícios [90]:

- Aumentar o conhecimento sobre os equipamentos – como ocorrem as falhas e quais as consequências das mesmas;
- Evidenciar os papéis que os operadores e mantenedores devem cumprir para tornar um equipamento mais confiável e com uma manutenção menos onerosa;
- Tornar o equipamento mais seguro, ambientalmente mais amigável, mais produtivo, mais sustentável e mais econômico para operar.

A metodologia desenvolvida na MCC busca desenvolver as estratégias de manutenção através de um rigoroso processo de decisão, ilustrado na figura 19.

Figura 19 – Processo de MCC (adaptado de [90])

Esse processo de decisão é constituído das seguintes etapas [90]:

- a) **Etapla 1 – Seleção e priorização dos equipamentos:** Os processos de produção e suporte são analisados para identificar os ativos físicos principais. Esses ativos físicos devem ser priorizados conforme sua criticidade para as operações, custo da inatividade e custo para reparo.
- b) **Etapla 2 – Definição das funções e padrões de performance:** As funções de cada sistema selecionado para a análise de MCC precisam ser definidas. É importante ressaltar que alguns sistemas operam sob demanda na ocorrência de um evento, como os sistemas de segurança. Cada função também possui um número limite de operações. Esses parâmetros definem a operação normal do sistema sob as condições ambientais especificadas. Após a análise inicial, devem ser selecionadas as funções significantes.
- c) **Etapla 3 – Definição das falhas funcionais:** Quando um sistema opera fora dos parâmetros normais, é considerado que há uma falha. A definição das falhas funcionais deve levar em consideração todos os limites de operação do sistema. Essas falhas podem ser totais, parciais ou intermitentes.
- d) **Etapla 4 – Identificação dos modos de falha:** nesta etapa objetiva-se identificar e documentar os modos de falha e suas causas.
- e) **Etapla 5 – Identificação dos efeitos das falhas e consequências:** esta etapa irá determinar o que poderá acontecer quando uma falha funcional ocorrer e a severidade da mesma para a segurança, meio ambiente, operação e economia da empresa.

O resultado das análises realizadas na etapa de 2 a 5 devem ser devidamente documentados. Para realização dessas etapas, é adequado que se empregue a metodologia de FMEA (Failure Modes and Effects Analysis) ou FMECA (Failure Modes, Effects and Criticality Analysis) [91]. A FMEA, de acordo com a norma NBR 5462 [15], é um método qualitativo de análise de confiabilidade que envolve o estudo dos modos de falha que podem existir para

cada subitem, e a determinação dos efeitos de cada modo de falha sobre os outros subitens e sobre a função requerida do item. Já a FMECA também realiza a análise dos modos de falha e seus efeitos, em conjunto com uma avaliação da probabilidade de ocorrência e do grau de criticidade das falhas.

- f) **Etapa 6 – Selecionar as estratégias de manutenção:** as ações de manutenção devem ser realizadas para mitigar as falhas funcionais. Portanto, nesta etapa devem ser definidas e agrupadas as tarefas de manutenção aplicáveis e efetivas para cada modo de falha, bem como os intervalos iniciais de manutenção. Essas tarefas compõem a estratégia de manutenção para cada equipamento, podendo ser compostas de diferentes técnicas de manutenção integradas.
- g) **Etapa 7 – Implementar e refinar os planos de manutenção:** após a implementação dos planos de manutenção é necessário acompanhar a eficácia dos mesmos e, caso necessário, implementar as alterações necessárias.

5 OPERAÇÕES INTEGRADAS

Este capítulo apresenta os principais conceitos e motivações para a implantação das Operações Integradas em empresas que operam em campos *offshore* na Noruega e a importância da manutenção para redução dos custos operacionais dentro dessa filosofia de trabalho.

5.1 Conceitos e motivações

Bekkeheien em [92] descreve que o leito do Mar do Norte contém várias áreas conhecidas de interesse no que diz respeito à recuperação de petróleo e gás natural desde a década de 1960. Muitas plataformas de petróleo foram estabelecidas dentro das áreas mais promissoras, muitas das quais ainda estão realizando operações atualmente. De acordo com a EIA (U.S. Energy Information Administration) [93], a Noruega produziu, em 2013, uma média de 1,8 milhões de barris de óleo equivalente por dia, sendo o 15º maior produtor de petróleo do mundo. Contudo, a produção de petróleo norueguesa está sendo reduzida em razão do amadurecimento dos campos, como ilustra a figura 20. O Brasil produziu, no mesmo ano, uma média de 2,7 milhões de barris de óleo equivalente por dia, ficando em 12º lugar no ranking mundial.

Figura 20 – Produção de petróleo na Noruega desde a década de 80 (adaptado de [93])

Holst [94] destaca que esse rápido amadurecimento dos campos localizados na plataforma continental norueguesa fez com que as empresas operadoras tivessem que trabalhar na mudança e no desenvolvimento de novos métodos relacionados aos seus processos de trabalho. Um desses foi denominado “IO – Integrated Operations”, termo utilizado pela Norwegian Oil Industry Association (Oljeindustriens Landsforening), mas que também é conhecido como “eOperations”, “Smart Fields”, and “iField” [95]. Nesta tese, o termo utilizado será Operações Integradas.

Operações Integradas é um termo utilizado para o uso de novas tecnologias e processos de trabalho nas organizações [96]. A figura 21 ilustra os métodos de trabalho convencionais comparados com os métodos de trabalho propostos pelas Operações Integradas.

Figura 21 – Processos de trabalho convencionais e processos de trabalho das Operações Integradas (adaptado de [97])

O conceito começou a ser introduzido no início dos anos 2000, na indústria petrolífera norueguesa. Hauge [97] relata que a definição de Operações Integradas, de acordo com a companhia de petróleo Statoil, é “o emprego de dados em tempo real e novas tecnologias para remover barreiras entre disciplinas, grupos de especialistas técnicos e da empresa”. Contudo, o conceito de Operações Integradas envolve mais recursos do que apenas tecnologia. O conceito de Operações Integradas integra os pilares de tecnologia, de processos de trabalho e de organização, fazendo uso dessa integração para otimizar custos e recursos humanos.

Gonzales [98] destaca que os principais objetivos das Operações Integradas são maximizar a produção de óleo, reduzir os custos de produção e aumentar o ciclo de vida das reservas norueguesas. Por este motivo, várias empresas que operam na plataforma continental norueguesa estão trabalhando na implantação das Operações Integradas como uma ferramenta para atingir metas de segurança, confiabilidade e eficiência operacional [99].

5.2 Processos chaves e fatores de sucesso

Para que os benefícios das Operações Integradas sejam notáveis, os processos de trabalho devem estar integrados e dinâmicos através de todas as disciplinas envolvidas, tanto *onshore*, quanto *offshore*, envolvendo empresas operadoras e fornecedores, e as informações sobre as operações devem estar disponíveis para todas as partes envolvidas, em tempo real.

Para isto, é necessária uma profunda mudança dos processos de trabalho existentes em algumas áreas, especialmente aquelas que possuem grande impacto na geração de valor agregado e redução de custos. Isto inclui as áreas de planejamento e perfuração de poços, completação de poços, otimização de processos e gerenciamento da manutenção [100]. A figura 22 ilustra os principais processos de trabalho.

Figura 22 – Principais processos de trabalho que necessitam de mudanças para aplicação da metodologia de Operações Integradas (adaptado de [100])

Especificamente em relação ao gerenciamento da manutenção, objeto desta pesquisa, o processo deve englobar principalmente a monitoração do estado de uma instalação por meio do desenvolvimento das estratégias de manutenção, vital para garantir o cumprimento dos requisitos legais, garantir a disponibilidade dos equipamentos e otimização dos custos de manutenção [100].

Para a Norwegian Oil Industry Association [100], os principais pontos chaves para o sucesso das Operações Integradas são:

- Iniciativas de melhoria devem ser priorizadas nos processos que geram maior valor agregado, como perfuração, completação de poços e gestão da manutenção;
- O planejamento, priorização e execução de atividades devem ser integrados entre todos os processos chaves;
- As equipes operacionais devem ser alocadas de acordo com as competências e devem ter autonomia para tomada de decisões, quando necessário;
- As equipes devem ter acesso às informações das instalações de produção em tempo real e trabalhar em um ambiente colaborativo;
- As equipes devem utilizar filtros de informação, como sistemas de alarmes inteligentes, e manter os processos em limites aceitáveis, distantes das faixas de alarme e *trip*.

5.3 Práticas existentes e futuras

A implantação das Operações Integradas na indústria de Óleo e Gás norueguesa foi dividida em 2 gerações diferentes, denominadas G1 e G2, sendo que ambas gerações possuem como ponto em comum a reestruturação dos processos de trabalho. A figura 23 ilustra as principais características dessas gerações.

Figura 23 – Processos G1 e G2 (adaptado de [95])

5.3.1 Práticas tradicionais

Em uma operação tradicional, muitas decisões são tomadas no ambiente *offshore*, isoladamente ou com a participação limitada de especialistas *onshore*. O planejamento é relativamente rígido e fixado basicamente em intervalos. A estrutura organizacional é tradicional, o que significa que as equipes *offshore* e *onshore* pertencem a diferentes unidades com diferentes metas e indicadores de performance. Os profissionais são desenvolvidos para serem especialistas em disciplinas específicas, mas geralmente sem a visão do processo onde estão inseridos. Os sistemas de controle são especializados, sendo difícil e demorado a coleta de dados para análise e otimização dos processos produtivos [100].

Figura 24 – Relação entre as unidades *offshore* e *onshore* em uma prática tradicional (adaptado de [100])

Especificamente em relação à manutenção, as práticas tradicionais basicamente consideram como estratégias de manutenção a aplicação de intervenções preventivas e corretivas, acrescidas de limitados métodos de manutenção baseada na condição. Isto significa que as manutenções são realizadas periodicamente e com tarefas previamente determinadas, ou sempre que ocorre uma falha. O processo de manutenção é suportado por um sistema ERP (geralmente os recursos são utilizados de forma limitada) e documentação técnica. As perdas de produção nesse tipo de prática comumente estão relacionadas à falha em equipamentos do processo produtivo [100].

5.3.2 Processos da Geração G1

Os processos da Geração G1 são focados principalmente no uso de tecnologias de informação e comunicação para integrar os processos e trabalhadores *onshore* e *offshore*. Para atingir este objetivo, a tecnologia implementada tem de garantir que a capacidade dos sistemas instalados em terra é suficientemente confiável para suportar as operações *offshore*. Uma característica dessa geração é a introdução de extensas transmissões de dados em tempo real entre plataformas de petróleo *offshore* e os centros de operação *onshore*, como ilustrado na figura 25. Os dados transmitidos podem ser compartilhados e analisados por trabalhadores em tempo real, independentemente da localização geográfica, tornando possível o suporte técnico especializado a partir de instalações *onshore* [92].

Figura 25 – Relação entre as unidades *offshore* e *onshore* na geração G1 (adaptado de [100])

Algumas companhias norueguesas já implantaram os processos de trabalho da geração G1 durante a primeira década do século XXI, enquanto outras estão conduzindo pilotos para avaliação da prática ou estão em processo de implantação [101]. A figura 26 demonstra a aplicação da geração G1 em uma plataforma localizada no Mar do Norte.

Figura 26 – Ambientes colaborativos em tempo real (adaptado de [101])

Em relação à manutenção, a geração G1 preconiza que todos os trabalhos de planejamento da manutenção devem ser realizados no ambiente *onshore*, coordenando adequadamente as intervenções preventivas com o

planejamento de produção, monitoramento remoto e as técnicas de manutenção baseada na condição. Isto tem como objetivo reduzir a necessidade de intervenções preventivas e aumentar o período de disponibilidade dos equipamentos. Nessa geração, a aplicação da manutenção baseada na condição não deve se limitar apenas às máquinas rotativas, mas também deve ser empregada em outros equipamentos críticos, como válvulas, implementando ferramentas on-line para monitoramento de performance. Como consequência desse monitoramento, tendências de degradação devem ser identificadas brevemente, permitindo que as decisões sobre qualquer tipo de intervenção sejam tomadas antes da ocorrência de uma falha, garantindo que equipamentos caros e críticos para o processo, como turbinas e grandes motores, sejam preservados [100].

5.3.3 Processos da Geração G2

A geração G2 tem como objetivo aumentar a eficiência das operadoras através do uso intensivo do conhecimento e serviços dos fornecedores, implantando funcionalidades que permitam a operação de um campo de forma remota [92]. A figura 27 ilustra a relação entre as unidades *offshore* e *onshore*.

Figura 27 – Relação entre as unidades *offshore* e *onshore* na geração G2 (adaptado de [100])

Algumas empresas operadoras de campos de petróleo na Noruega já implantaram processos dessa geração em caráter de piloto, mas não é esperado que substituam os processos da Geração G1 até 2015 [100].

Em termos de manutenção, a geração G2 tem como objetivo realizar as preparações para manutenções, modificações e reparos em ambientes *onshore*, sendo que a execução dessas intervenções em ambiente *offshore* deve ocorrer por equipes multidisciplinares e itinerantes, diferentemente do modelo atual, onde a maior parte das manutenções é realizada por equipes residentes da plataforma. O planejamento *onshore* será apoiado por sistemas de videoconferência e modelos 3D da plataforma [100]. Nesta geração, a técnica de manutenção que deverá ser aplicada de forma mais ampla é a baseada na condição, apoiada por instrumentos inteligentes [102]. A quantidade de dados gerados deverá ser gerenciada por pacotes de softwares programados para filtrar as informações mais relevantes para a manutenção, de modo a otimizar os trabalhos da equipe de suporte *onshore* [103].

5.4 Ganhos econômicos estimados

No relatório denominado “eDrift på norsk sokkel” [104], a Norwegian Oil Industry Association estima que com a implantação das Operações Integradas, a recuperação de petróleo na Noruega poderá crescer entre 3 e 4% e os custos operacionais podem ser reduzidos entre 20 e 30%. Neste relatório, após pesquisas realizadas nos 11 maiores campos produtores da plataforma continental norueguesa, concluiu-se que um investimento de 4,2 bilhões de dólares na implantação das Operações Integradas, no período de 2005 a 2015, proporcionaria um ganho de até 42 bilhões de dólares no mesmo período de tempo. Os ganhos foram calculados considerando um preço médio de 40 - 45 USD/barril.

Além dos ganhos econômicos, a aplicação das Operações Integradas em nível mundial pode contribuir para um aumento substancial das reservas de petróleo [105].

6 ETAPAS DE PROJETO E REQUISITOS RELACIONADOS À MANUTENÇÃO

Este capítulo apresenta as principais etapas para implantação de projetos de capital e sua correlação com a estratégia de manutenção. Essas etapas também são aplicáveis para projetos de unidades *offshore* para produção de óleo e gás natural.

6.1 Fases de implantação de um projeto

A implantação e operação de um projeto contemplam 10 fases básicas, conforme apresentado na figura 28. As fases de 1 a 8 e a 10 pertencem à categoria de investimento chamada CAPEX (Capital Expenditure) e transcorrem em cerca de 2 a 6 anos (4 a 6 anos em instalações *offshore* para produção de petróleo e gás). A fase 9, chamada OPEX (Operational Expenditure) dura, em geral, de 25 a 30 anos [106].

Figura 28 – Fases de um empreendimento de Capital (extraído de [106])

As fases 1 e 2 tratam da identificação das oportunidades e seleção das alternativas de investimento e produção. São fases estritamente vinculadas às estratégias de negócio das empresas, não tendo relação alguma com as políticas de manutenção. Nestas fases são realizados os estudos de viabilidade técnica e econômica e tomadas as primeiras decisões sobre a produção da jazida de petróleo.

Já as fases 3 (projeto conceitual) e 4 (projeto básico) tratam, principalmente, das especificações referentes aos sistemas de produção, definindo, sobretudo, as tecnologias a serem aplicadas, as possibilidades de simplificação no processo e os principais equipamentos da instalação.

Para a manutenção, é fundamental que na fase 4, onde o projeto básico já deve estar minimamente definido, sejam realizados estudos de confiabilidade, como a modelagem RAM (Reliability, Availability e Maintainability) a fim de identificar eventuais problemas no processo ainda na fase de projeto.

O objetivo da análise RAM é avaliar o desempenho de um equipamento ou sistema através da definição e melhoria dos equipamentos críticos, para que o sistema atinja a disponibilidade necessária [107].

Para realização da análise RAM é necessário levantamento dos modos de falha dos equipamentos, que causam perda para o sistema estudado, o histórico de falhas e o tempo necessário para reparar cada modo de falha. O segundo passo dessa análise é modelar o sistema segundo a metodologia do diagrama de blocos, que representa cada equipamento considerado no sistema em série ou em paralelo, dependendo da lógica de perda gerada para o sistema. O terceiro passo é a simulação direta, que descreve o comportamento do sistema ao longo do tempo segundo as características de falha e reparo de cada equipamento, dando o resultado de disponibilidade final do sistema, sendo possível observar a contribuição no percentual de perdas de cada equipamento no sistema [107].

A realização do estudo RAM permitirá estimar a eficiência da planta e recomendar ações para melhoria da mesma, como, por exemplo, investir em equipamentos redundantes para garantir um nível de produção de óleo mais elevado. O modelo elaborado na fase 4 deverá ser refinado nas fases seguintes, incorporando maiores informações do projeto, na medida em que o mesmo for sendo detalhado e, posteriormente, as informações relativas às intervenções de manutenção.

Outro ponto de atenção em relação à manutenção refere-se à utilização de protótipos ou de equipamentos ainda não consolidados no mercado, que

devem ser criteriosamente avaliados, visto que, em geral, não possuem históricos de falhas que permitam avaliar sua eficiência e desempenho. Isto pode, inclusive, gerar parâmetros equivocados de falhas para o modelo RAM e acarretar em resultados imprecisos e incoerentes de eficiência.

A fase 5 refere-se à etapa de detalhamento do projeto, a fim de atender as premissas do projeto básico e os requisitos legais pertinentes.

Para a manutenção, esta é uma etapa fundamental, visto que os requisitos de Operação e Manutenção deverão ser definidos. Dentre as principais atividades dessa etapa, destacam-se:

- A atualização do modelo RAM, incorporando as informações do projeto detalhado;
- Definição da carga de trabalho preliminar de manutenção, com o objetivo de definir a equipe mínima necessária a bordo da instalação;
- Seleção do software de manutenção (CMMS - Computerized Maintenance Management System) a ser utilizado, caso a empresa ainda não o tenha definido em projetos anteriores;
- Definição da estratégia de Operação e Manutenção;
- Definição dos contratos de serviços de manutenção;
- Definição dos requisitos para gestão de sobressalentes;
- Definição dos requisitos para Operações Integradas.

A partir da fase 5 inicia-se efetivamente o projeto de implantação do Planejamento da Manutenção com foco na fase operacional (fase 9). Nesta fase deverão ser definidos os cronogramas de implantação do planejamento da manutenção e também as diretrizes a serem utilizadas nas fases seguintes.

Para elaboração do cronograma de implantação, esta tese sugere que sejam considerados como sistemas prioritários aqueles ligados diretamente à segurança operacional, como os sistemas de combate a incêndio, detecção de fogo e gás e geração de emergência, até mesmo para garantir o atendimento aos requisitos legais da ANP. Posteriormente, os sistemas de medição de

fluídos (também para atendimento aos requisitos legais da ANP) e os que geram as maiores perdas de produção em caso de indisponibilidade (a lista desses sistemas pode ser obtida diretamente da modelagem RAM). Por fim, os sistemas que possuem impacto irrelevante na produção.

Para complementar e auxiliar na definição dos sistemas prioritários, esta tese propõe que seja utilizado o critério de decisão proposto na norma NORSOK Z-008 (Criticality analysis for maintenance purposes) [108], apresentado na tabela 3. Caso a empresa possua um critério próprio, o mesmo deve ser aplicado. Adicionalmente, esta tese propõe um quarto nível de criticidade: Altíssima. O objetivo é priorizar os equipamentos críticos de segurança operacional, definidos como salvaguardas nos estudos de risco ou que se enquadram como equipamentos pertencentes a sistemas críticos de segurança operacional.

Tabela 3: Classificação geral de consequências (adaptado de [108]).

Classe	Saúde, segurança e meio ambiente	Produção	Custo (perda de produção)
Alta	<ul style="list-style-type: none"> - Potencial para sérias lesões; - Indisponibilidade de sistemas críticos de segurança; - Potencial para incêndio em área classificada; - Potencial para ampla poluição ambiental. 	Parada ou perda significativa de produção superior a X horas (período especificado pela empresa) dentro de um período de tempo definido.	Custo significativo, superior a Y reais (limite especificado pela empresa)
Média	<ul style="list-style-type: none"> - Potencial para lesões que requerem tratamento médico; - Efeito limitado em sistemas de segurança; - Sem potencial para incêndio em área classificada; - Potencial para poluição ambiental moderada. 	Breve parada ou redução da produção inferior a X horas (período especificado pela empresa) dentro de um período de tempo definido.	Custo moderado, entre Z e Y reais (limites especificados pela empresa)
Baixa	<ul style="list-style-type: none"> - Sem potencial para lesões; - Sem efeito em sistemas de segurança; - Sem potencial para incêndio; - Sem potencial para poluição ambiental. 	Sem efeito sobre a produção dentro de um período de tempo definido.	Custo insignificante, inferior a Z (limite especificado pela empresa)

As fases 6, 7 e 8 tratam das etapas de construção e montagem, comissionamento/condicionamento e *start-up*/pré-operação, respectivamente.

Nestas fases estão concentradas as atividades de execução do planejamento da manutenção, sendo, portanto, as fases que detalharão a maneira como as estratégias de manutenção definidas na Fase 5 serão implantadas durante o ciclo de operação da unidade. Maiores detalhes são apresentados no capítulo 7.

A fase 9 refere-se a etapa de operação da unidade. Nesta fase, as estratégias de manutenção já devem estar implantadas, sendo crucial que a rotina de planejamento e controle da manutenção funcione adequadamente para garantir o cumprimento de todo o programa de manutenção previsto para a plataforma. Nesta fase, é fundamental que sejam estabelecidos ciclos para análise crítica dos planos de manutenção, com base em indicadores como disponibilidade de equipamentos, a fim ajustar eventuais planos de manutenção que não estão bloqueando a ocorrência de falhas nos equipamentos.

A fase 10, referente ao descomissionamento, encerra o ciclo de vida do projeto e geralmente ocorre quando há o amadurecimento do campo de petróleo, de maneira que a continuidade da produção do campo se torna inviável.

Em relação à estratégia de Operações Integradas, devem-se utilizar tecnologias que permitam realizar o monitoramento da condição dos equipamentos de forma remota, com o objetivo de reduzir a carga de manutenções preventivas com base no tempo-calendário a bordo da instalação. Porém, é fundamental que os custos de investimentos (CAPEX) sejam atrativos em relação aos futuros custos de operação do empreendimento (OPEX).

Ao se iniciar um novo projeto de empreendimento, é necessário que todos os *trade-offs* (escolhas conflitantes) estejam bem definidos, pois há que se desafiar uma máxima de que projetos de baixo CAPEX necessariamente são de alto custo de OPEX, sendo este o grande desafio da engenharia de confiabilidade [106]. No caso específico da manutenção, projetos de baixo CAPEX em geral implicam em falta de redundância de equipamentos com uma mesma função, na restrição/diminuição do uso de instrumentos (o que pode prejudicar a aplicação da manutenção baseada na condição), na compra de equipamentos mais baratos (geralmente com uma confiabilidade menor), entre outros aspectos que podem levar a uma menor disponibilidade e eficiência do sistema de produção da unidade.

7 PLATAFORMA TÍPICA PARA PRODUÇÃO OFFSHORE DE PETRÓLEO E GÁS

Este capítulo apresenta os principais tipos de plataforma utilizadas para produção de petróleo e gás natural no mundo e descreve resumidamente o sistema elétrico de unidades do tipo FPSO (Floating, Production, Storage and Offloading). Também são apresentadas as principais informações acerca da instalação considerada neste trabalho.

7.1 Tipos de Plataformas

O planejamento de desenvolvimento da produção determina o tipo de plataforma e os processos industriais que serão construídos para produzir petróleo e gás natural em um determinado campo. As diversas opções técnicas disponíveis de plataformas marítimas devem atender às condições do reservatório (pressão e temperatura), às características físico-químicas dos hidrocarbonetos (nível API e existência de contaminantes) e às características de localização dos poços (profundidade, correntes marítimas e distância da costa) [109].

A figura 29 ilustra os diversos tipos de plataformas marítimas utilizadas mundialmente para lavra de hidrocarbonetos. A diversidade de estruturas disponíveis deve-se, principalmente, aos fatores marítimos da locação (condições ambientais). Por exemplo, as plataformas do tipo *Spar* são muito utilizadas no Golfo do México, devido à resistência sob condições ambientais severas (furacões e tornados). Além disso, essas estruturas são apropriadas para a filosofia de desenvolvimento da produção naquela região, em que poucas linhas estão conectadas à superfície e a planta de processo é pequena [110].

Figura 29 – Ilustração de tipos de plataformas utilizadas no mundo (adaptado de [111])

No Brasil, principalmente para exploração das reservas do pré-sal, é muito comum a utilização de navio plataforma do tipo FPSO. Este tipo de plataforma tem como característica a grande distância de instalação em relação à costa (de 200 a 300 km), operação em lâmina d'água de 1.000 a 2.500 metros, sistema de ancoragem, a existência de tanques de armazenamento de petróleo e sistema de transferência para navios aliviadores [110]. A figura 30 apresenta a fotografia de um FPSO.

Figura 30 – Fotografia do FPSO P-54 (extraído de [112])

Oliveira [110] descreve o sistema elétrico de um FPSO como sendo isolado, ou seja, não existe conexão com outro sistema elétrico de potência. A

unidade é normalmente alimentada por quatro turbogeradores principais, que podem utilizar como combustível o gás natural proveniente da produção ou óleo diesel. Em condições normais, três geradores são suficientes para suprir a demanda da plataforma, e o quarto gerador permanece desligado em modo *stand-by*. A planta industrial possui ainda um gerador auxiliar e um gerador de emergência para as cargas essenciais e de emergência.

Ainda segundo Oliveira [110], o sistema elétrico é dividido e classificado de acordo com a importância da carga elétrica para a segurança e continuidade operacional. De acordo com essa classificação, a alimentação elétrica pode ser redundante em diversos níveis, de forma a garantir o funcionamento dos equipamentos e sistemas industriais em situações de emergência.

Os tipos de cargas elétricas são:

- Normais;
- Essenciais;
- Emergenciais.

As cargas normais (ou não essenciais) são os equipamentos elétricos que suportam processos considerados passíveis de interrupção sem risco operacional ou de segurança. Fazem parte dessas cargas normais aquelas consideradas auxiliares, importante para a retomada da produção. Essas cargas auxiliares podem ser alimentadas pelo gerador auxiliar no caso de indisponibilidade do sistema de geração principal.

As cargas essenciais são os equipamentos elétricos que suportam sistemas considerados essenciais para a unidade marítima, conforme classificação do IMO MODU CODE [113]. Essas cargas são alimentadas pelo barramento essencial. Esse barramento é conectado ao barramento principal por no mínimo duas conexões. Essas cargas devem permanecer energizadas pelo gerador de emergência quando ocorrer algum tipo de *shutdown* na unidade ou no caso de falha no sistema de geração principal. Por exemplo, as cargas consideradas essenciais são:

- Compressores de ar de serviço e instrumentação;
- Unidades hidráulicas de controle do sistema de produção submarino;

- Exaustores, ventiladores e sistema de refrigeração de ar.

As cargas de emergência são os equipamentos elétricos que suportam os sistemas críticos da unidade marítima. Esses sistemas são necessários à salvaguarda da vida a bordo e à segurança operacional dos poços e equipamentos críticos de processo. Essas cargas são alimentadas pelo barramento essencial e também por um sistema ininterrupto de energia elétrica (UPS e sistemas de corrente contínua). Essas cargas devem permanecer energizadas durante o tempo entre o desligamento da geração principal e a partida do gerador de emergência, bem como durante a falha do próprio gerador de emergência. Em geral, esses sistemas são alimentados em 220 Vac ou 12, 24, 48 e 125 Vcc. Os sistemas industriais críticos, considerados cargas de emergência, são:

- Detecção de fogo e gás;
- Combate a incêndio;
- Parada de emergência;
- Iluminação de emergência;
- Luzes de auxílio à navegação;
- Luzes de obstáculo aéreo;
- Telecomunicações e intercomunicadores;
- Painel de controle do gerador de emergência;
- Painel de controle da bomba de incêndio;
- Equipamentos que compõem o sistema de controle e intertravamento;
- Equipamentos que compõem o sistema supervisório.

A figura 31 apresenta o diagrama unifilar de uma plataforma tipo FPSO. As cargas normais estão representadas em áreas limitadas por traços roxos, as essenciais em laranja e as de emergência em vermelho.

Figura 31 – Diagrama unifilar de plataforma FPSO (adaptado de [110])

7.2 Detalhes sobre a instalação considerada no trabalho

O desenvolvimento dos estudos e simulações considerados neste trabalho considerou uma plataforma do tipo FPSO com capacidade de produção de 100.000 barris de óleo equivalente por dia. Considerando uma empresa petroquímica com uma produção média diária de 2.000.000 de barris de óleo equivalente, seria necessária a operação de 20 plataformas desse tipo.

O trabalho também considerou que uma plataforma FPSO típica possui uma potência instalada da ordem de 100 MVA. Devido ao grande volume de produção e, conseqüentemente, às grandes perdas relacionadas, o sistema de geração principal usualmente possui redundância, operando em uma configuração k-de-n. A notação k-de-n significa que o sistema elétrico da planta possui “n” geradores instalados, sendo “k” o número mínimo de geradores necessários para alimentar toda a planta.

As configurações mais usuais em sistemas elétricos *offshore* são:

- k=1 e n=3;
- k=2 e n=3;
- k=2 e n=4;
- k=3 e n=4.

O requisito de redundância possui grande impacto em relação ao capital investido na fase projeto, pois, quanto maior o nível de redundância, maior deverá ser a capacidade instalada e, conseqüentemente, o valor investido.

A tabela 4 apresenta a capacidade instalada necessária para uma demanda de 100 MVA, considerando os diferentes tipos de configurações. Embora não sejam usuais, as configurações série (k=1 e n=1) e paralelo (k=1 e n=2) também foram consideradas.

Tabela 4: Configuração x Capacidade instalada

Configuração	Potência instalada
Série	100 MVA
Paralelo	200 MVA
k=1 e n=3	300 MVA
k=2 e n=3	150 MVA
k=2 e n=4	200 MVA
k=3 e n=4	134 MVA

Uma característica relevante deste tipo de unidade é a grande quantidade de equipamentos instalados, aproximadamente 40.000 equipamentos passíveis de manutenção. Também há restrição em relação à capacidade de mão-de-obra, limitada em quantidade em função das características de uma unidade marítima. Dessa forma, é necessário estabelecer algum método de priorização que permita dedicar os limitados recursos humanos disponíveis à bordo para os serviços de manutenção dos equipamentos mais relevantes da planta. Para isso, esta tese propõe um método de priorização baseado na criticidade do equipamento, que será descrito no item 8.2.2.

A limitação de recursos humanos também justifica a necessidade de se otimizar as estratégias de manutenção adotadas pelo método tradicional, principalmente em relação à periodicidade das manutenções preventivas. Atualmente, tanto as tarefas dos planos de manutenção preventiva, quanto as periodicidades, são definidas de maneira empírica, geralmente com base na experiência de um grupo. A tabela 5 apresenta as periodicidades adotadas através do método tradicional para três classes de equipamentos elétricos em relação às manutenções preventivas. Adicionalmente, nenhum tipo de acompanhamento, seja permanente, seja esporádico, é utilizado para viabilizar a manutenção baseada na condição para os modos de falha onde essa técnica é aplicável.

Tabela 5: Periodicidades adotadas através do método tradicional.

Equipamento	Principais dados	Método tradicional
Gerador elétrico	Intervalo de manutenção periódica	6 meses
	Tempo de execução por gerador	2 horas
	Acompanhamento permanente	Não
	Acompanhamento esporádico	Não
Relé de proteção	Intervalo de manutenção periódica	2 anos
	Tempo de execução por relé	2 horas
	Acompanhamento permanente	Não
	Acompanhamento esporádico	Não
Disjuntor a vácuo	Intervalo de manutenção periódica	1 ano
	Tempo de execução por disjuntor	2 horas
	Acompanhamento permanente	Não
	Acompanhamento esporádico	Não

Considerando o grande parque de equipamentos instalados e a limitação de mão-de-obra a bordo, é essencial que a estratégia de manutenção priorize os equipamentos de maior criticidade. Por essa razão, o método de priorização proposto classifica os equipamentos em 4 níveis de criticidade: altíssima, alta, média e baixa, em função do seu impacto na produção, na segurança da plataforma e do meio ambiente, entre outros fatores.

Para os equipamentos de baixa criticidade, a estratégia de manutenção a ser adotada recomenda apenas a manutenção corretiva planejada, como forma de atender à restrição de recursos humanos à bordo para os serviços de manutenção. Neste caso, torna-se essencial uma boa gestão de materiais sobressalentes para recompor a função desses equipamentos quando da ocorrência de falhas. Para os equipamentos de maior criticidade, a definição da estratégia de manutenção envolve uma análise dos modos de falha e dados de confiabilidade, a fim de subsidiar a determinação da técnica de manutenção mais adequada e a periodicidade para realização das manutenções preventivas. O capítulo 8 descreve maiores detalhes acerca da estratégia de manutenção proposta.

8 ESTRATÉGIA DE MANUTENÇÃO PROPOSTA

Este capítulo apresenta a metodologia proposta para definição e implantação da estratégia de manutenção, bem como as demais contribuições deste trabalho. A metodologia é estruturada para implantação da estratégia de manutenção antes do início de operação de uma plataforma marítima de produção de petróleo e gás natural, ou seja, ainda na fase projeto, construção e montagem da unidade. Esta metodologia foi concebida para ser aplicada durante as fases de construção e montagem (Fase 6), de comissionamento e condicionamento (Fase 7) e *start-up* e pré operação (Fase 8), visto que nessas etapas os principais fornecedores já estão definidos e o projeto já se encontra em uma fase avançada de detalhamento e montagem.

8.1 Fase 5 – Diretrizes e Regulamentos

Na fase 5, os principais requisitos de Operação e Manutenção deverão ser definidos, sendo uma das principais definições o macrofluxo de manutenção, apresentado na figura 32.

Figura 32 – Macrofluxo do processo de Manutenção

As políticas e diretrizes de manutenção são premissas adotadas por cada empresa com foco em sua estratégia de negócio e com base nas suas restrições operacionais e financeiras. Na área de Exploração e Produção em ambientes *offshore*, uma restrição operacional significativa é a quantidade reduzida de mantenedores a bordo das unidades marítimas. Para gerenciar essa restrição, este trabalho propõe e aplica, principalmente, as seguintes diretrizes:

a) **Participação ativa dos operadores nas atividades de manutenção.**

Esta diretriz determina que as equipes de operação tenham participação ativa no aspecto da manutenção autônoma, com uma amplitude maior de atividades e responsabilidades, quando comparado ao modelo de manutenção centralizada, permitindo assim

que a equipe de manutenção concentre-se nos problemas de maior complexidade, deixando com isso de praticar atividades simples e de rotina que podem ser executadas pelas equipes de operação.

b) Priorização pela manutenção baseada na condição.

A principal estratégia de manutenção adotada é a manutenção baseada na condição, contendo planos de manutenção otimizados, com base na Engenharia de Confiabilidade.

c) Aplicação da filosofia de trabalho das Operações Integradas.

A estratégia de manutenção é definida considerando os processos de trabalho previstos na filosofia das Operações Integradas, com suporte técnico e de planejamento de manutenção *onshore*.

8.2 Fases 6, 7 e 8 – Estratégia de Manutenção

8.2.1 Hierarquização dos Ativos

A hierarquização dos ativos (equipamentos) é a primeira etapa e uma das mais importantes dentro da estratégia de manutenção. Nesta etapa é realizada uma subdivisão da planta em níveis hierárquicos de modo a classificar os ativos, estabelecer funções e relações entre esses níveis.

A hierarquização de uma planta tem início através da consulta de informações de diversos documentos de projeto, a saber:

- P&ID;
- Diagramas de blocos;
- Diagramas unifilares;
- Fluxogramas gerais;
- Folhas de dados de equipamentos;
- Outros.

Para o estabelecimento do programa de manutenção é necessário que todos os itens manuteníveis estejam identificados hierarquicamente, na forma de uma árvore de equipamentos, conforme ilustra a figura 33. Após a definição da hierarquia, é possível estabelecer os pacotes de manutenção com a dimensão adequada para os recursos humanos e materiais disponíveis. Estes pacotes são atribuídos aos itens de manutenção, o que também vincula os custos de manutenção a esses itens.

Figura 33 – Ilustração de hierarquia de equipamentos (extraído de [108])

O nível no qual é posicionado o item de manutenção deve ser baseado na necessidade de se monitorar e controlar os diferentes programas de manutenção daquele item.

Para manutenções corretivas, onde as ordens de trabalho podem ser atribuídas a qualquer nível hierárquico, mesmo se os custos forem lançados no menor nível dessa hierarquia, deve ser possível refleti-los nos níveis superiores, onde estão cadastrados os objetos técnicos pais (equipamentos e sistemas). Esta informação é uma parte dos dados necessários para realizar uma avaliação e otimização da estratégia de manutenção.

Para montagem dessa hierarquia, é necessário ter o adequado entendimento sobre a definição de equipamentos e sistemas operacionais:

- Equipamento: objeto físico individual, mantido como uma unidade autônoma em uma instalação, que realiza uma atividade que justifique a existência de históricos de manutenção e de custos e a sistematização de planos de manutenção;
- Sistema Operacional: conjunto de equipamentos necessários para a realização de uma função específica dentro da unidade industrial, organizados de maneira lógica na forma de uma hierarquia ou rede.

Para fins de hierarquização de Ativos, uma norma que pode ser aplicada é a NBR ISO 14224 [114], que auxilia na estruturação necessária para o estabelecimento das bases para a coleta e o intercâmbio de informações de confiabilidade e manutenção especificamente para o setor de óleo e gás. Esta norma é composta por 9 capítulos, sendo o capítulo oitavo o mais relevante, pois versa sobre os critérios para o estabelecimento de fronteiras para equipamentos e sobre a classificação taxonômica a ser adotada. A figura 34 apresenta a hierarquia desta taxonomia.

Figura 34 – Taxonomia da NBR ISO 14224 (extraído de [114])

A taxonomia é uma classificação sistemática de itens em grupos genéricos com base em fatores possivelmente comuns a vários desses itens (localização, uso, subdivisão do equipamento etc.)

Dentre os 9 níveis dessa taxonomia, os 5 primeiros representam uma categorização de alto nível que identifica as aplicações existentes nas plantas, unidades e áreas abrangidas pela norma, de forma a retratar o contexto operacional do equipamento. Por sua vez, os últimos 4 níveis descrevem o equipamento. A tabela 6 apresenta os modelos taxonômicos propostos pela norma NBR ISO 14224 [114].

Tabela 6: Exemplos taxonômicos (extraído de [114]).

Principal categoria	Nível taxonômico	Hierarquia taxonômica	Definição	Exemplos
Dados sobre uso/localização	1	Indústria	Tipo de indústria principal	Petróleo, gás natural, petroquímica
	2	Categoria de negócios	Tipo de negócio ou segmento da cadeia produtiva	<i>Upstream</i> (exploração e produção), <i>midstream</i> , <i>downstream</i> (refino), petroquímica
	3	Categoria de instalação	Tipo de instalação	Produção de óleo/gás, transporte, perfuração, GNL, refinaria, petroquímica
	4	Categoria da Planta/Unidade	Tipo de planta/unidade	Plataforma, semisubmersível, unidade de hidrocrackeamento, unidade de craqueamento de etileno, unidade de polioetileno, planta de ácido acético, planta de metanol
	5	Seção/sistema	Principal seção/sistema da planta	Compressão, gás natural, liquefação, gásóleo de vácuo, regeneração de metanol, seção de oxidação, sistema de reação, seção de destilação, sistema de carregamento de navio tanque
Subdivisão do equipamento	6	Classe/unidade de equipamento	Classe de unidades de equipamentos similares. Cada classe de equipamento contém unidades de equipamentos comparáveis (Ex. compressores)	Trocador de calor, compressor, tubulação, bomba, caldeira, turbina a gás, agitador, forno, árvore de natal, preventor de <i>blow-out</i> - BOP
	7	Subunidade	Um sistema necessário ao funcionamento da unidade de equipamento	Subunidade de lubrificação, subunidade de resfriamento, controle e monitoração, subunidade de aquecimento, subunidade de peletização, subunidade de resfriamento, subunidade de temperatura, subunidade de refrigeração, subunidade de refluxo, subunidade de controle distribuído
	8	Componente/Item manutenível (MI) ^a	O grupo de partes da unidade de equipamento que são comumente submetidas à manutenção (reparadas/restauradas) como um todo	Resfriador, acoplamento, caixa de engrenagem, bomba de óleo lubrificante, malha de instrumentação, motor, válvula, filtro, sensor de pressão, sensor de temperatura, circuito elétrico
	9	Parte ^b	Uma unidade parte do equipamento	Selo, tubo, casco, impelidor, junta, placa de filtro, parafuso, porca, etc.
<p>^a Para alguns tipos de equipamentos, pode não haver um MI; por exemplo, se a classe de equipamento for tubulação, pode não haver MI, mas a parte poderia ser um "joelho".</p> <p>^b Embora esse nível possa ser útil em alguns casos, ele é considerado opcional nesta Norma.</p>				

Sobre a definição das fronteiras entre equipamentos e sistemas, esta tese propõe a utilização das fronteiras dispostas no Anexo A da NBR ISO 14224 [114]. Por exemplo, a norma define a fronteira de um motor elétrico conforme apresentado na figura 35, incluindo tanto a identificação das interfaces, quanto da subdivisão interna do equipamento.

Figura 35 – Fronteira para motores elétricos (extraído de [114])

A norma também apresenta os tipos de motores elétricos, conforme a tabela 7, e detalha as subdivisões, conforme a tabela 8.

Tabela 7: Classificação por tipo para motores elétricos (extraído de [114]).

Classe de equipamento – Nível 6		Tipo de equipamento	
Descrição	Código	Descrição	Código
Motor elétrico (Electric motor)	EM	Corrente alternada (Alternating current)	AC
		Corrente contínua (Direct current)	DC

Tabela 8: Subdivisão de motores elétricos (extraído de [114]).

Classe	Motor Elétrico				
Subunidades	Corpo do motor elétrico	Controle e monitoração ^a	Sistema de lubrificação	Sistema de refrigeração	Miscelânea
Itens manuteníveis	Rotor/estator Excitação do rotor Rolamento radial Rolamento axial	Dispositivo de atuação Unidade de controle Fonte de alimentação interna Monitoração Sensores ^b Válvulas Cabeamento Tubulação Selagem	Reservatório Bomba Motor Filtro Refrigerador (cooler) Válvulas Tubulação Óleo	Ventilador Filtros Trocador de calor Bomba Motor Válvulas Tubulação	Tampa (hood)
^a Normalmente não existe um sistema de controle extra para motores elétricos. Isso se aplica, por exemplo, para motores Ex-p, que tem sua pressão interna monitorada, ou para grandes motores que possuem monitoração de temperatura. ^b Deve ser especificado o tipo de sensor, por exemplo, de pressão, de temperatura, de nível, etc.					

Uma vez definido o que abrange a classe motor elétrico, é preciso identificar quais são as suas características técnicas mais relevantes para cadastramento no CMMS da empresa. Para motores elétricos, a norma NBR ISO 14224 [114] recomenda que sejam cadastradas as informações descritas na tabela 9.

Tabela 9: Características técnicas de motores elétricos (extraído de [114]).

Nome	Descrição	Unidade ou lista de valores	Prioridade
Máquina acionada	Classe, tipo e identificação do equipamento acionado	Especificar	Alta
Tipo de proteção Ex	Marcação Ex do equipamento para atmosferas explosivas	Norma ABNT NBR IEC 60079-0	Alta
Grau de Proteção	Grau de proteção	Normas ABNT NBR IEC 60529 e 60034-5	Média
Tipo de motor	Tipo	Indução, comutador (dc), síncrono	Média
Velocidade	Velocidade de projeto	RPM (Rotações por minuto)	Média
Potência-projeto	Potência máxima de saída - projeto	Kilowatt	Média
Voltagem	Voltagem de alimentação - projeto	Volts	Média
Classe de isolamento - rotor ^a	<i>Insulation class</i> de acordo com a norma IEC 60034-1	Y, A, E, B, F, H	Média
Elevação de temperatura - rotor ^a	<i>Temperature rise</i> de acordo com a norma IEC 60034-1	Y, A, E, B, F, H	Média
Classe de isolamento - estator	<i>Insulation class</i> de acordo com a norma IEC 60034-1	Y, A, E, B, F, H	Média
Elevação de temperatura - estator	<i>Temperature rise</i> de acordo com a norma IEC 60034-1	Y, A, E, B, F, H	Baixa
Variador de velocidade	Especifica se possui ou não	Sim/Não	Baixa
Power - operating	Especifica a potência aproximada na qual o motor opera na maior parte do tempo monitorado	Kilowatt	Baixa
^a Irrelevante para motores de indução			

As informações apresentadas na figura 35 e nas tabelas 7, 8 e 9 definem o que deve ser considerado como parte de um motor elétrico. Todas as classes que serão abrangidas por um banco de dados de confiabilidade e

manutenabilidade devem ser especificadas desse modo, com o cuidado de evitar sobreposições entre fronteiras das classes.

8.2.1.1 Exemplo de hierarquização

Para hierarquização dos equipamentos, a primeira etapa é estabelecer os limites entre as fronteiras de cada sistema de acordo com a sua função. A figura 31 já apresenta esta divisão da seguinte forma:

- Tracejado rosa: sistema de geração principal.
Principais equipamentos: turbinas a gás e geradores elétricos.
- Tracejado amarelo: sistema de distribuição principal.
Principais equipamentos: Painel elétrico, disjuntores, relés de proteção e transformadores de distribuição.
- Tracejado roxo: sistema de distribuição normal.
Principais equipamentos: Painéis elétricos, disjuntores, relés de proteção e transformadores de distribuição.
- Tracejado marrom: sistema de geração de emergência.
Principais equipamentos: motor diesel e gerador elétrico.
- Tracejado laranja: sistema de distribuição essencial.
Principais equipamentos: Painéis elétricos, disjuntores e relés de proteção.
- Tracejado azul: sistema de geração auxiliar.
Principais equipamentos: motor diesel e gerador elétrico.
- Tracejado cinza: sistema de corrente contínua e UPS.
Principais equipamentos: retificadores, bancos de baterias e UPS.
- Tracejado vermelho: sistema de distribuição de emergência.
Principais equipamentos: Painéis elétricos.

- Tracejado verde: cargas diversas (processos, utilidades, etc.).

Principais equipamentos: aquecedores e motores elétricos de diversos equipamentos, tais como ventiladores, bombas, compressores, entre outros. A fronteira dos sistemas para esses equipamentos é definida de acordo com os sistemas de processo. Por exemplo, se o motor fizer parte do sistema de tratamento de gás, pertencerá à hierarquia desse sistema. Se fizer parte do sistema de tratamento de petróleo, será incluído na hierarquia do mesmo, e assim sucessivamente para os diversos sistemas da unidade.

Uma vez definida as fronteiras para os sistemas, deve-se realizar a hierarquização dos equipamentos pertencentes ao mesmo. Como exemplo, será realizada a hierarquização do sistema de distribuição principal, composto principalmente por um painel de distribuição que recebe alimentação dos turbogeradores. Esse painel será tagueado como DP PNL-01 (Sistema de Distribuição Principal - Painel 01). A figura 36 apresenta o diagrama unifilar deste painel.

Figura 36 – Diagrama unifilar do sistema de distribuição principal.

Os cubículos de entrada possuem o diagrama típico ilustrado na figura 37.

Figura 37 – Diagrama típico do cubículo de entrada.

Para hierarquização do Painel DP PNL-01, além do próprio painel, deverão ser cadastrados como equipamentos os disjuntores e relés de proteção de cada cubículo, inclusive para atendimento ao item 10.4.4 da NR-10 [51]. Dessa forma, a hierarquia proposta para o painel DP PNL-01, considerando apenas o cubículo de entrada 01, onde está instalado o disjuntor DP DJ -E01, é apresentado na tabela 10.

Tabela 10: Modelo de hierarquização para o painel DP DJ-E01.

Principal categoria	Nível taxonômico	Hierarquia Taxonômica	
Dados sobre uso/localização	1	Indústria	Petróleo
	2	Categoria de Negócios	Upstream (Exploração e Produção)
	3	Categoria da Instalação	Produção de Óleo/Gás
	4	Categoria da Planta/Unidade	FPSO 01
	5	Seção/Sistema	Sistema de Distribuição Principal
Subdivisão do equipamento	6	Classe/Unidade de equipamento	DP PNL-01
	7	Subunidade	Cubículo de Entrada 01
	8	Componente/Item manutenível	Cubículo
	9	Parte	Botão comando pulsante, 22,5 mm Preto
	9	Parte	Chave comutadora 2pos 600V 20A
	9	Parte	Chave comutadora 3pos 600V 32A
	9	Parte	Conector aferição 600V
	9	Parte	Contator pot 4NA AC-3 690V(Ui)
	9	Parte	Disjuntor miniatura 2P 6A 380Vca
	9	Parte	Relé bloq 125Vcc 5na+5nf
	9	Parte	Sinaleiro p/ painel 22,5mm 125Vca AM
	9	Parte	Sinaleiro p/ painel 22,5mm 125Vca VD
	9	Parte	Sinaleiro p/ painel 22,5mm 125Vca VM
	9	Parte	TC barra 1500 -5A
	9	Parte	TC janela 50 -5A
	9	Parte	TP 13800-120V 0,3P50
	8	Componente/Item manutenível	DP DJ-E01
	9	Parte	Bobina de abertura
	9	Parte	Bobina de fechamento
	9	Parte	Motor de carregamento de mola
	9	Parte	Bloco auxiliar
	9	Parte	Plugue de comando
	8	Componente/Item manutenível	Relé de Proteção DJ-E01
	9	Parte	Relé de Proteção Fabricante X, Modelo X

8.2.2 Criticidade dos equipamentos

Uma vez definida a hierarquia dos equipamentos, é necessário definir a criticidade dos equipamentos. A classificação adequada da criticidade permite uma melhor eficácia na escolha do tipo de manutenção (corretiva, preventiva ou preditiva) que determinado equipamento será submetido e para otimizar a aplicação dos recursos humanos e gestão dos custos.

Em geral, cada empresa possui a sua metodologia própria para definição da criticidade de equipamentos. A metodologia proposta nesta tese têm como base os estudos realizados pelos pesquisadores Fabro [115], Fuentes [116] e Macedo [117] para a definição dos critérios para cálculo da criticidade dos equipamentos.

Desta forma, foram estabelecidos 8 critérios de avaliação. Além dos critérios descritos pelos autores acima, a tabela de critérios foi complementada por outros critérios considerados relevantes pelos pesquisadores Furmann [118], Belmonte [119] e Sellitto [120]. A tabela 11 resume os critérios considerados na modelagem e suas definições.

Tabela 11: Critérios considerados para cálculo da criticidade.

Item	Critério	Definição
A	Segurança das pessoas e do meio ambiente	O foco é avaliar as consequências que a falha do equipamento pode ocasionar sobre as pessoas e seu impacto sobre o ambiente.
B	Custos da parada de produção	Permite estabelecer critérios para categorização dos equipamentos conforme as consequências sobre o processo de produção e satisfação da demanda.
C	Fator de velocidade de manifestação da falha – Período P-F	É o tempo que pode transcorrer entre o momento em que se detecta um defeito e o momento em que este se transforma em falha funcional.
D	Custos de reparação	Determinar critérios de classificação das falhas de acordo com os custos diretos de reparação.
E	Origem	Nacional ou importado.
F	Nível de redundância	Equipamento com capacidade limitada ou sem redundância.
G	Mão de obra	Manutenção realizada por pessoal próprio ou por terceiro.
H	Idade do equipamento	Idade dos equipamentos: após 10 anos as empresas podem fazer descontinuidade de fabricação de peças.

Com os critérios definidos, o grau de importância de cada um deles foi determinado aplicando-se o procedimento adotado por Fabro [115], no qual a avaliação numérica de relações funcionais de Mudge é utilizada na hierarquização.

O Método de Mudge consiste em hierarquizar os critérios por ordem de importância e deve ser usado quando estiverem relacionados mais de seis critérios, comparando-os aos pares [121].

A técnica inicia-se relacionando o critério “A” com o critério “B” e determinando-se qual é o mais importante. A letra-chave do critério escolhido como mais importante é colocada na parte superior esquerda do quadro “AB”. A diferença na importância dos critérios é expressa pelo fator 1, 3 ou 5 de acordo com os pesos:

- 5 - Critério muito mais importante que o critério precedente;
- 3 - Critério moderadamente mais importante que o critério precedente;
- 1 - Critério com pouca importância a mais que o critério precedente.

Após o critério “A” ter sido comparado e avaliado com o critério “B” e a letra-chave da função mais importante e o seu fator-peso anotados no quadro, repete-se o procedimento para a comparação “AC”, “AD”, seguindo até o último critério. Posteriormente, analisa-se a linha subsequente e compara-se “BC”, “BD”, seguindo, também, até comparar todos os critérios [122].

Esse processo de comparação e avaliação deve ser realizado até que todos os critérios tenham sido individualmente comparados e avaliados com todos os outros critérios relacionados. A avaliação será completada somando-se os fatores-peso para cada critério e colocando-se o total na coluna de peso de cada critério [123].

Dividindo-se o fator peso de cada critério pelo somatório do fator peso de todos os critérios, tem-se o percentual de importância para cada critério. A tabela 12 demonstra um exemplo da aplicação do critério de Mudge.

Tabela 12: Exemplo de aplicação do critério de Mudge

Comparação dos critérios

	B	Peso	C	Peso	D	Peso	Soma	%
A	A	1	A	5	A	1	7	58,4%
	B		C	1	B	3	3	25%
			C		D	1	1	8,3%
					D		1	8,3%
							12	100,00%

Legenda:

- Critérios
- Resultado do critério mais importante da comparação
- Fator-peso atribuído
- Soma do peso de cada critério

Desta forma, a matriz de decisão apresentada na tabela 13 foi elaborada para determinar o grau de importância de cada critério.

Tabela 13: Matriz para hierarquização dos critérios de criticidade

	B	Peso	C	Peso	D	Peso	E	Peso	F	Peso	G	Peso	H	Peso	Soma	%
A	A	1	A	5	A	1	A	3	F	3	A	5	A	1	16	25,00%
B			B	3	B	1	B	3	B	1	B	3	B	3	14	21,88%
			C		D	1	C	3	C	3	C	1	C	1	8	12,50%
					D		D	3	D	3	D	1	D	3	11	17,18%
							E		E	1	G	1	H	3	1	1,56%
									F		F	3	F	1	7	10,94%
											G		H	3	1	1,56%
													H		6	9,38%
															64	100,00%

Na tabela 13 observa-se que o critério A (Segurança das pessoas e do meio ambiente) obteve o maior valor de grau de importância (25%) para a avaliação da criticidade de um equipamento e os critérios E (Origem) e G (Mão de obra) obtiveram o menor valor (1,56%). O valor percentual obtido para cada critério é divisão da soma de pesos que o mesmo obteve na avaliação pela soma dos pesos obtidos por todos os critérios.

A tabela 14 apresenta, em ordem decrescente, a importância de cada critério avaliado na tabela 13.

Tabela 14: Importância dos critérios avaliados.

Item	Critério	Grau de Importância
A	Segurança das pessoas e do meio ambiente	25,00%
B	Custos da parada de produção	21,88%
D	Custos de reparação	17,18%
C	Fator de velocidade de manifestação da falha – Período P-F	12,50%
F	Nível de redundância	10,94%
H	Idade do equipamento	9,38%
E	Origem	1,56%
G	Mão de obra	1,56%

Uma vez definida a importância de cada critério, foram definidos os pesos para os mesmos. Para definição dos pesos, foi empregada a proposta do pesquisador Macedo [117], que adota os seguintes pesos:

- Critério com dois estados – pesos 0,5 e 1,0;
- Critério com três estados – pesos 0,0; 0,5 e 1,0.

Para o cálculo da criticidade quantitativa de um equipamento, deve-se avaliar o impacto desse equipamento segundo cada um dos oito critérios propostos. O produto do peso do impacto pelo grau de importância do critério é o valor da criticidade do equipamento no critério avaliado. A soma das criticidades parciais é o valor da criticidade quantitativa do equipamento. A tabela 15 apresenta os valores numéricos propostos neste trabalho para implementar este procedimento. As referências para os estados dos critérios A e B foram extraídas da norma NORSOK Z-008 [108].

Quanto ao critério B (Custos da parada de produção), a norma NORSOK Z-008 [108] sugere que cada empresa determine os seus gatilhos de perda. Os valores sugeridos por este trabalho, considerando uma produção 100.000 barris de óleo equivalente por dia e a cotação do barril de petróleo tipo brent a USD 61,00, são:

- Custo insignificante: inferior a USD 915.000,00 (equivalente a 15% da produção);
- Custo moderado: entre USD 915.000,00 e 2.440.000,00 (entre 15% e 40% da produção);
- Custo significativo: superior a USD 2.440.000,00 (superior a 40% da produção).

Tabela 15: Peso dos estados para os critérios de criticidade dos equipamentos (adaptado de [117])

Item	Critério	Grau de importância	Impacto do equipamento segundo o critério	Peso do Estado	Criticidade quantitativa
A	Segurança das pessoas e do meio ambiente	0,2500	- Sem potencial para lesões; - Sem efeito em sistemas de segurança; - Sem potencial para incêndio; - Sem potencial para poluição ambiental.	0,00	0,0000
			- Potencial para lesões que requerem tratamento médico; - Efeito limitado em sistemas de segurança; - Sem potencial para incêndio em área classificada; - Potencial para poluição ambiental moderada.	0,50	0,1250
			- Potencial para sérias lesões; - Indisponibilidade de sistemas críticos de segurança; - Potencial para incêndio em área classificada; - Potencial para ampla poluição ambiental.	1,00	0,2500
B	Custos da parada de produção	0,2188	Custo insignificante, inferior a USD 915.000,00.	0,00	0,0000
			Custo moderado, entre USD 915.000,00 e 2.440.000,00.	0,50	0,1094
			Custo significativo, superior a USD 2.440.000,00.	1,00	0,2188
C	Fator de velocidade de manifestação da falha – Período P-F	0,1250	Suficiente, possível programar a intervenção.	0,00	0,0000
			Curto, possível parar o equipamento.	0,50	0,0625
			Muito curto, sem possibilidade para parar o equipamento.	1,00	0,1250
D	Custos de reparação	0,1718	Até 25 % do valor do equipamento.	0,00	0,0000
			Entre 25% e 80% do valor do equipamento.	0,50	0,0859
			Maior que 80% do valor do equipamento.	1,00	0,1718
E	Origem	0,0156	Nacional	0,50	0,0078
			Importado	1,00	0,0156
F	Nível de redundância	0,1094	Equipamento possui redundância.	0,00	0,0000
			Equipamento não possui redundância, porém possui equipamento reserva.	0,50	0,0547
			Equipamento não possui redundância e equipamento reserva.	1,00	0,1094
G	Mão de obra	0,0156	Própria.	0,50	0,0078
			Terceirizada.	1,00	0,0156
H	Idade do equipamento	0,0938	Menor que 5 anos.	0,00	0,0000
			Entre 5 e 15 anos.	0,50	0,0469
			Maior que 15 anos.	1,00	0,0938

O valor qualitativo da criticidade é obtido fazendo a comparação do valor obtido para o quantitativo da criticidade com a faixa de valores definida por Fuentes [116]. Esta tese propõe ainda que os equipamentos críticos de segurança operacional, definidos como salvaguardas nos estudos de risco ou que se enquadram como equipamentos pertencentes a sistemas críticos de segurança operacional conforme previsto no SGSO [57], sejam classificados com o maior valor de criticidade, visto a importância dos mesmos para a segurança da unidade. Neste caso, a análise é prescritiva, ou seja, uma vez identificado um equipamento de segurança operacional, não é necessário realizar o procedimento descrito neste item para cálculo da criticidade, visto que deve ser atribuído diretamente o maior valor de criticidade estabelecido.

Dessa forma, a criticidade qualitativa do equipamento será determinada, a partir do valor da criticidade quantitativa, pelo procedimento mostrado no diagrama da Figura 38.

Figura 38 – Algoritmo para obtenção do valor qualitativo da criticidade dos equipamentos.

8.2.3 Definição da periodicidade da manutenção preventiva

Nesta tese propõe-se que a periodicidade da manutenção preventiva para cada equipamento seja definida em função da taxa de falhas e do valor qualitativo da criticidade calculados para o equipamento em análise, como descrito a seguir.

a) Equipamentos de Altíssima Criticidade

Para esta classe de equipamentos, dada sua importância para a segurança da planta, a manutenção preventiva deverá ser realizada sempre que a função Confiabilidade - $R(t)$ - atingir o valor mínimo de 0,95 ($R_{\min}^{\text{altissima}}$). Dessa forma, para um equipamento classificado como de altíssima criticidade e que apresenta taxa de falhas λ (falhas/ano), a periodicidade da manutenção é calculada pela expressão:

$$T_{\text{altissima}} = -\frac{\ln(R_{\min}^{\text{altissima}})}{\lambda} \simeq \frac{0,0512933}{\lambda} \cdot 12 \text{ (meses)} \quad (40)$$

Considerou-se conveniente ainda adotar uma periodicidade máxima para realização dos trabalhos de manutenção preventiva. Isso visa evitar que os equipamentos que apresentam uma taxa de falhas muito baixa fiquem um longo período sem manutenção. Para os equipamentos classificados como altíssima criticidade adotou-se essa periodicidade máxima igual a 30 meses (2,5 anos).

b) Equipamentos de Alta Criticidade

De forma análoga ao procedimento estabelecido para os equipamentos de altíssima criticidade, para definir a periodicidade desta classe de equipamentos, será adotado uma confiabilidade mínima ($R_{\min}^{\text{alta}}$) igual a 0,9025 (0,95x0,95). Com esse valor resulta que, para equipamentos que possuam a mesma taxa de falhas, a periodicidade da manutenção de um equipamento de

alta criticidade será o dobro daquela verificada para um de altíssima criticidade. Neste caso, a periodicidade pode ser calculada pela expressão 39.

$$T_{alta} = -\frac{\ln(R_{\min}^{alta})}{\lambda} = \frac{0,102586}{\lambda} \cdot 12 \text{ (meses)} \quad (39)$$

Já a periodicidade máxima para os equipamentos da classe de alta criticidade foi fixada em 60 meses (5 anos).

c) Equipamentos de Média Criticidade

Para esta classe de equipamentos adotou-se a confiabilidade mínima ($R_{\min}^{media}$) igual a 0,857375 (0,95x0,95x0,95), resultando que equipamentos desta classe terão uma periodicidade de manutenção três vezes maior que um equipamento classe altíssima criticidade com a mesma taxa de falhas. Neste caso, a periodicidade pode ser calculada pela expressão 40.

$$T_{Media} = -\frac{\ln(R_{\min}^{media})}{\lambda} \simeq \frac{0,1538799}{\lambda} \cdot 12 \text{ (meses)} \quad (40)$$

A periodicidade máxima para esta classe foi definida em 90 meses (7,5 anos).

d) Equipamentos de Baixa Criticidade

Devido à limitação de recursos humanos disponíveis à bordo da plataforma, equipamentos classificados como de baixa criticidade não serão submetidos a um programa de manutenção preventiva, recebendo somente manutenção corretiva, quando necessário.

O gráfico da figura 39 a periodicidade da manutenção preventiva calculada em função da taxa de falha do equipamento, para cada uma das três primeiras classes de criticidade.

Figura 39 – Periodicidade da manutenção em função da criticidade e taxa de falhas.

8.2.4 Manutenção baseada na condição

A manutenção baseada na condição é uma técnica que consiste em inspecionar os equipamentos continuamente ou em intervalos regulares, com o objetivo de avaliar as condições do equipamento e identificar defeitos em desenvolvimento que podem, quando não tratados adequadamente, incorrer em falhas funcionais. Essas inspeções podem ser objetivas (com instrumentos) ou subjetivas (com os sentidos). Dessa forma, a manutenção baseada na condição realiza as intervenções em função das condições reais do equipamento, ao invés de um determinado intervalo de tempo, como no caso da manutenção preventiva [124].

Como qualquer outra técnica de manutenção, esta técnica não é suficiente para bloquear todos os modos de falha possíveis nos equipamentos. Contudo, a aplicação de técnicas de preditiva, associadas às inspeções sensíveis, permite o bloqueio de muitos modos de falha quando o defeito ainda

está na fase de desenvolvimento. Dentre as principais técnicas de preditiva, destacam-se a termografia, a medição de vibração e a análise de óleo. Em relação às inspeções sensitivas, realizadas pelo operador, itens como a verificação de ruídos e vazamentos também agregam informações importantes sobre a condição dos equipamentos.

Esta tese prioriza a técnica de manutenção baseada na condição para aqueles modos de falha onde a mesma é eficaz. Essa análise é realizada conforme a metodologia proposta nos itens a seguir. Dessa forma, o programa de manutenção preventiva é otimizado, contemplando apenas aquelas tarefas em que a manutenção baseada na condição não é eficaz. Considera-se que, após a realização da inspeção e a identificação de um defeito, o equipamento é restaurado para uma situação “tão bom quanto um novo”.

8.2.5 Definição da estratégia de manutenção

Conforme definido no item 7.1.2 (Políticas e diretrizes), esta tese considera as seguintes diretrizes para elaboração dos planos de manutenção:

- a) Participação ativa dos operadores nas atividades de manutenção;
- b) Priorização pela manutenção baseada na condição;
- c) Aplicação da filosofia de trabalho das Operações Integradas.

Esta tese apresenta uma metodologia para definição da estratégia de manutenção para novas unidades, dividida em três etapas. O objetivo é estabelecer o programa inicial de manutenção, que deverá ser revisto e adequado ao longo da vida útil da unidade.

- Etapa 1

A etapa 1 corresponde à análise dos modos de falha realizada através de uma FMEA por classe de equipamentos (tais como relés de proteção, disjuntores e motores elétricos), utilizando como parâmetro a norma IEC 60300-3-11 (Dependability Management – Part 3-11: Application Guide – Reliability Centred Maintenance) [125] e os conceitos de FMEA abordados

pelos autores Kume [126], Palady [127], Stamatis [128], Villacourt [129] e na norma militar americana MIL-STD-1629A [130]. O modelo do formulário de FMEA proposto e seus respectivos campos são apresentados na figura 40. Ainda nesta etapa, é realizada a estruturação da árvore de falhas (FTA) sobre todos os itens críticos que serão colocados na condição de eventos iniciais da árvore e atribuídas as respectivas taxas de falha, a fim de determinar o comportamento do equipamento e dos seus principais itens durante um período de tempo considerado.

A planilha de FMEA é composta pelos seguintes campos:

Item	Equipamento	Função	Função significante	Falha funcional	Local da Falha/Defeito	Mecanismo de degradação
1	2	3	4	5	6	7

Defeito	Taxa de Falha (x 10 ⁻⁶)	Método de Detecção	Tarefa Recomendada		
			Tarefa	Frequência	Tipo
8	9	10	11	12	13

Figura 40 – Modelo de FMEA proposto.

Onde:

1) Item

Sequência numérica para organização dos modos de falha analisados na planilha.

2) Equipamento

Descrição do equipamento a ser analisado.

3) Função

Descrição da função do equipamento no sistema/processo.

4) Função significativa

Classificação da relevância do equipamento para a operação da unidade, sendo classificada em “sim” ou “não”.

5) Falha funcional

Modos de falha que definem a incapacidade de um item em desempenhar a sua função conforme padrões de desempenho requeridos.

6) Local da falha/defeito

O local da falha/defeito identifica em qual componente do equipamento pode ocorrer uma falha funcional.

7) Mecanismo de degradação

Identificação das principais causas que levam o equipamento a falhar ou apresentar algum defeito.

8) Defeito

Maneira como a alteração das condições de um item se manifesta em um equipamento/componente em função do seu mecanismo de degradação.

9) Taxa de falha

Parâmetros/valores referentes ao número de falhas num determinado período de tempo.

10) Método de detecção

Para cada mecanismo de degradação identificado deve ser avaliado se existe algum parâmetro que sinaliza que a degradação está ocorrendo antes da ocorrência da falha, e se há algum método para monitorar estes parâmetros. São exemplos destes métodos: Inspeção auditiva, medição de vibração, medição de temperatura, entre outros.

11) Tarefa

Tarefas de manutenção efetivas para bloquear uma falha funcional em função do modo de falha/mecanismo de degradação identificado.

12) Frequência

Periodicidade de execução das tarefas em função da taxa de falha dos componentes de um equipamento. A frequência será definida em

intervalos múltiplos de 3 meses, a fim de otimizar o processo de planejamento da manutenção.

13)Tipo

Técnica de manutenção na qual a tarefa selecionada se insere. Exemplo: manutenção preditiva.

Os dados de falha são provenientes prioritariamente do banco de dados Oreda [131] e da norma IEEE 500 [132]. Quando estas informações não estão disponíveis nas fontes citadas anteriormente, são utilizadas taxas de falha de outras fontes, que estão devidamente registradas nas análises.

Nesta tese, a etapa referente à árvore de falhas será realizada para as duas primeiras classes de equipamentos a serem analisadas (motores e geradores elétricos), para fins de demonstração prática da teoria proposta. As demais classes serão analisadas com base na taxa de falhas do conjunto.

- Etapa 2

Na etapa 2, a partir da taxa de falha de cada item, são obtidos os resultados referentes à confiabilidade e a influência desses itens sobre o equipamento/sistema, entre outras informações utilizadas na análise.

- Etapa 3

A estratégia de manutenção adequada com base na filosofia de Operações Integradas será apresentada no item 3, com base nos estudos realizados nas etapas anteriores. Para determinação dos intervalos de manutenção, será utilizado o gráfico disposto na figura 39, que correlaciona os valores de confiabilidade definidos para cada classe de criticidade, a taxa de falhas e a periodicidade manutenção.

8.3 Análise por classe de equipamentos

8.3.1 Motores elétricos

8.3.1.1 Etapa 1

A tabela 16 corresponde à análise dos modos de falha para um motor elétrico de indução, realizada através da FMEA proposta anteriormente, considerando a taxa de falha por local da falha/defeito obtidas através do banco de dados Oreda [131].

Tabela 16: Análise de modos de falha para motores elétricos.

Item	Equipamento	Função	Função Significante	Falhas funcionais	Local da Falha/Defeito	Mecanismo de Degradação	Defeito	Taxa de Falha (x 10 ⁶ h)	Método de Detecção	Tarefa Recomendada				
										Tarefa	Frequência	Tipo		
1				1) Motor não parte sob demanda; 2) Motor não para sob demanda; 3) Baixo torque na partida; 4) Corrente alta em vazio; 5) Corrente alta em carga; 6) Sobreaquecimento do motor; 7) Aquecimento dos mancais; 8) Motor com baixa isolamento; 9) Motor em curto-circuito; 10) Vibração excessiva; 11) Alto nível de ruído.	Rolamento	Desgaste por vida útil	Vibração Aquecimento	8,25	Inspeção auditiva Medição de vibração Medição temperatura	Observar a existência de ruídos estranhos	Definido conforme criticidade e taxa de falha	Rota Operacional		
						Desgaste por desalinhamento/falha de montagem				Medição e análise de vibração e temperatura no mancal	Definido conforme criticidade e taxa de falha	Preditiva		
						Desgaste por deficiência de lubrificação				Realizar lubrificação do rolamento	Conforme recomendação do fabricante	Preventiva		
2	Motor Elétrico	Realizar acionamento de cargas de produção e facilidades	Sim	1) Motor não parte sob demanda; 2) Motor não para sob demanda; 3) Baixo torque na partida; 4) Corrente alta em vazio; 5) Corrente alta em carga; 6) Sobreaquecimento do motor; 7) Aquecimento dos mancais; 8) Motor com baixa isolamento; 9) Motor em curto-circuito; 10) Vibração excessiva; 11) Alto nível de ruído.	Caixa de ligação	Baixo isolamento (Excesso de umidade ou poeira)	Curto-circuito	3,60	Inspeção visual	Verificar/corrigir estado das conexões	Definido conforme criticidade e taxa de falha	Preventiva		
										Realizar limpeza da caixa de ligação				
										Verificar/corrigir estado de pintura, corrosão e anel de vedação				
3				1) Motor não parte sob demanda; 2) Motor não para sob demanda; 3) Baixo torque na partida; 4) Corrente alta em vazio; 5) Corrente alta em carga; 6) Sobreaquecimento do motor; 7) Aquecimento dos mancais; 8) Motor com baixa isolamento; 9) Motor em curto-circuito; 10) Vibração excessiva; 11) Alto nível de ruído.	Estator	Mau contato	Aquecimento Curto-circuito	0,36	Medição de isolamento	Medir isolamento para massa. Calcular IP.	Definido conforme criticidade e taxa de falha	Preventiva		
							Curto-circuito para massa			Medir isolamento entre fases. Calcular IP.	Definido conforme criticidade e taxa de falha	Preventiva		
							Curto-circuito entre fases			Realizar análise de MCA	Definido conforme criticidade e taxa de falha	Preditiva		
							Descargas parciais			Realizar análise dos dados de descargas parciais	Continuamente, sob demanda	Preditiva		
							Medição da resistência ôhmica			Medir resistência ôhmica das bobinas	Definido conforme criticidade e taxa de falha	Preventiva		
					Sobrecarga	Degradação prematura do isolamento devido ao sobreaquecimento Curto-circuito entre espiras			Método de MCA	Realizar análise de MCA	Definido conforme criticidade e taxa de falha	Preditiva		

Continuação												
Item	Equipamento	Função	Função Significante	Falhas funcionais	Local da Falha/Defeito	Mecanismo de Degradação	Defeito	Taxa de Falha (x 10 ⁻⁶ h)	Método de Detecção	Tarefa Recomendada		
										Tarefa	Frequência	Tipo
4	Motor Elétrico	Realizar acionamento de cargas de produção e facilidades	Sim	1) Motor não parte sob demanda; 2) Motor não para sob demanda; 3) Baixo torque na partida; 4) Corrente alta em vazio; 5) Corrente alta em carga; 6) Sobreaquecimento do motor; 7) Aquecimento dos mancais; 8) Motor com baixa isolamento; 9) Motor em curto-circuito; 10) Vibração excessiva; 11) Alto nível de ruído.	Rotor	Rompimento de barras	Ruído	1,08	Inspeção auditiva Medição de vibração Medição temperatura	Observar a existência de ruídos estranhos	Definido conforme criticidade e taxa de falha	Rota Operacional
							Elevação da corrente			Medição e análise de vibração e temperatura	Definido conforme criticidade e taxa de falha	Preditiva
							Redução da capacidade de carga			Método de MCA	Definido conforme criticidade e taxa de falha	Preditiva
5					Carcaça	Corrosão	Perda do grau IP	2,52	Inspeção visual	Verificar pontos de corrosão e acúmulo de poeira na carcaça. Limpar se necessário.	Definido conforme criticidade e taxa de falha	Rota Operacional
							Diminuição da capacidade de troca térmica			Definido conforme criticidade e taxa de falha	Rota Operacional	
6					Aterramento	Corrosão	Choque elétrico	2,51	Inspeção visual	Inspeccionar continuidade e fixação do cabo de aterramento	Definido conforme criticidade e taxa de falha	Preventiva
							Afrouxamento			Verificar/corrigir estado das conexões	Definido conforme criticidade e taxa de falha	Rota Operacional
7					Acoplamento	Desgaste por desalinhamento/falha de montagem	Vibração Aquecimento	1,08	Inspeção auditiva Medição de vibração Medição temperatura	Observar a existência de ruídos estranhos	Definido conforme criticidade e taxa de falha	Preditiva
										Medição e análise de vibração e temperatura no mancal	Definido conforme criticidade e taxa de falha	Preditiva
8					Ventilador	Ventilador quebrado	Aquecimento	3,23	Inspeção visual	Verificar funcionamento do ventilador e obstrução nas entradas e saídas de ar	Definido conforme criticidade e taxa de falha	Rota Operacional
9					Influências externas	Não aplicável	Não aplicável	6,10	Inspeção visual	Observar a existência de pontos sujeitos a intempéries (prensacabos, bujões, etc)	Definido conforme criticidade e taxa de falha	Rota Operacional
10	Resistência de aquecimento	Queima	Baixa temperatura ambiente (quando desligado) Condensação (Umidade)	N/D	Medição da resistência ôhmica	Medir valor da resistência ôhmica de aquecimento	Definido conforme criticidade e taxa de falha	Preventiva				

Com base nos modos de falha identificados, é proposta a árvore de falhas apresentada na figura 41. O local de falha “resistência de aquecimento” não foi considerado nesta análise por não possuir dados de falhas disponíveis no banco de dados do Oreda.

Figura 41 – Árvore de falhas para motor elétrico.

8.3.1.2 Etapa 2

A tabela a seguir apresenta os principais dados de confiabilidade de cada local da falha apresentado na tabela 17.

Tabela 17: Resumo por local da falha/defeito – motor elétrico.

Posição	Local da Falha/Defeito	Taxa de Falha (x 10 ⁻⁶ h)	MTTF (meses)	Intervalo para manutenção (meses)		
				Altíssima	Alta	Média
1	Rolamento	8,25	166,04	8,52	17,03	25,55
2	Caixa de ligação	3,60	380,52	19,52	39,04	58,55
3	Estator	0,36	3805,18	30*	60*	90*
4	Rotor	1,08	1268,39	30*	60*	90*
5	Resistência de aquecimento	-	-	30*	60*	90*
6	Carcaça	2,52	543,60	27,88	55,77	83,65
7	Aterramento	2,51	545,76	27,99	55,99	83,98
8	Acoplamento	1,08	1268,39	30*	60*	90*
9	Ventilador	3,23	424,11	21,75	43,51	65,26
10	Influências externas	6,10	224,57	11,52	23,04	34,56

*De acordo a periodicidade máxima definida.

8.3.1.3 Etapa 3

Com base nos estudos de confiabilidade realizados na etapa 2, é possível definir a estratégia de manutenção adequada a ser aplicada para a classe de equipamentos “motores elétricos”, priorizando a filosofia de Operações Integradas preconizada por esta tese.

Os rolamentos do motor são os elementos que apresentam o maior índice de falhas, sendo estas provenientes de diversas causas como desalinhamento mecânico de seu eixo, montagem incorreta do próprio rolamento, lubrificação insuficiente ou excessiva, sobrecarga mecânica, entre outras [133].

Um fator crítico para vida útil de um rolamento refere-se à lubrificação, tipicamente realizada com óleo ou graxa. Estudos indicam que 30% das falhas em rolamentos são relacionadas à lubrificação deficiente [134]. Os rolamentos do tipo blindado já são projetados com a quantidade necessária de lubrificante para todo o período de vida útil do rolamento, não sendo necessária relubrificações. Contudo, a maioria dos rolamentos não é blindada, devendo ser realizada a relubrificação conforme intervalos definidos pelo fabricante [135]. A quantidade de lubrificante também deve ser adequada à recomendação do fabricante, pois tanto a falta quanto o excesso de lubrificação podem ser causas de falhas nos rolamentos.

De acordo com Blodt [136], pela forma construtiva do rolamento, as falhas nesta peça podem ser consideradas distribuídas ou localizadas. A primeira determina uma falha que afeta toda uma região do rolamento. Sendo esta característica típica das falhas de desgaste do anel externo ou do anel interno, ambas em suas respectivas pistas de rolagem.

O segundo tipo de classificação, conhecido como falha localizada, afeta um único ponto do rolamento. Este tipo de falha pode estar presente na pista externa ou interna, além de ocorrer nas gaiolas ou esferas. Estas falhas são pontos incipientes como rachaduras, ranhuras ou deterioração pontual [136].

Algumas características de defeito no rolamento podem ser identificadas em uma inspeção visual ou observação do elemento em funcionamento. É o

caso dos ruídos que se tornam audíveis e constantes; das temperaturas que podem se elevar acima do normal e também das vibrações excessivas e oscilatórias [137].

As técnicas mais tradicionais para identificação da condição dos rolamentos são a análise de vibração e temperatura. A análise de vibração baseia-se na inserção de vários sensores de vibração em pontos específicos no entorno do motor e de seus acoplamentos, podendo ser um conjunto de sensores fixos instalados no equipamento ou sensores utilizados para coletas pontuais de vibração em intervalos de tempo pré-determinados. Estes sensores medem a vibração mecânica de todo o conjunto. Uma vez adquiridos os sinais, estes são avaliados pela análise e identificação em janelas de frequências das falhas e amplitude de cada uma [138].

Já para a análise de temperatura, são necessários equipamentos específicos como sensores de temperatura ou ainda termovisores que permitam monitorar e verificar as variações de temperaturas de trabalho e a transposição de limites em pontos específicos do motor ou peças, como tampa traseira, dianteira e acoplamentos [138].

A estratégia de manutenção proposta para bloquear os modos de falha no componente rolamento é:

- Realizar a lubrificação do rolamento conforme recomendações e intervalos definido pelo fabricante;
- Adotar a manutenção preditiva, realizando o monitoramento e substituição do rolamento com base na condição, acompanhada através das técnicas de análise de vibração e temperatura.

Com base na filosofia de Operações Integradas, a análise dos dados de vibração e temperatura deve ser realizada por uma equipe especializada localizada em ambiente *onshore*, que deve configurar valores de alerta e de limite para vibração e temperatura de cada equipamento. Os dados que são coletados on-line não necessitam de nenhuma interferência da equipe de bordo, visto que estão disponíveis para análise a qualquer momento por parte da equipe localizada em terra.

A coleta de vibração e temperatura também pode ser realizada de forma off-line, ou seja, é necessário que um profissional realize a coleta dos dados manualmente através de sensores portáteis. Em uma abordagem tradicional de manutenção, essa coleta é realizada por um profissional que não pertence ao quadro de bordo da plataforma, mas que embarca sistematicamente para realizar a coleta dos dados, gerando custos de deslocamento, transporte aéreo, entre outros. Esta tese propõe que a coleta dos dados seja realizada pela equipe de operadores da instalação através de aparelhos portáteis, conjuntamente com outras tarefas pertinentes à manutenção de primeira linha.

O mercado oferece coletores portáteis de vibração e temperatura que podem ser empregados nessa atividade. A figura 42 apresenta um modelo de coletor portátil que pode ser acoplado ao motor elétrico para coleta de dados. Este coletor transmite os dados coletados via Bluetooth para um PDA, conforme ilustra a figura 43.

Figura 42 – Coletor portátil de vibração e temperatura

Figura 43 – Transmissão via bluetooth dos dados coletados de vibração e temperatura

Posteriormente, todos os dados coletados no PDA são transferidos para o banco de dados da aplicação e podem ser acessados e tratados por uma equipe localizada em um ambiente *onshore*, conforme ilustra a figura 44.

Figura 44 – Transmissão dos dados entre o PDA e o banco de dados.

Em se detectando qualquer anormalidade nos dados coletados e analisados, deve ser emitida uma ordem de manutenção para intervenção no rolamento, a fim de reestabelecer sua condição adequada em uma faixa satisfatória da curva P-F, antes da ocorrência de uma falha funcional. A mesma abordagem pode ser aplicada para o componente “acoplamento”, que possui uma taxa de falhas muito menor que o rolamento.

A segunda maior causa de falhas, influência externa, é afetada por condições climáticas, objetos estranhos, influência de sistemas vizinhos, produtos químicos no ambiente, entre outros. O bloqueio desse modo de falha se dá, principalmente, através da especificação correta do equipamento de acordo com o ambiente onde o mesmo será instalado, tais como o material da carcaça e o grau IP adequado. Verificações de rotina auxiliam na manutenção das características técnicas originais do equipamento, visto que a degradação de determinados componentes, tais como prensa-cabos, pode acarretar no ingresso de água no interior do equipamento, levando a falha devido a baixa isolamento por conta da umidade.

A terceira maior causa de falhas ocorre no componente “caixa de ligação”, sendo que os modos de falha são bloqueados basicamente por atividades de manutenção preventiva. Em relação às atividades, as mesmas estão relacionadas basicamente ao reaperto das conexões na caixa de ligação e às atividades de preservação da caixa de ligação, a fim de evitar degradação por processo de corrosão.

Em relação ao componente “ventilador”, as atividades se constituem basicamente por tarefas pertencentes à rotina de verificação. Assim como a causa de falha “Influências externas”, as atividades relacionadas são de baixa complexidade e rápida execução, podendo ser agrupadas juntamente com a rota para coleta dos dados de vibração e temperatura.

Por fim, dois componentes muito importantes para o funcionamento do motor elétrico possuem uma baixa taxa de falhas: o estator e o rotor. Contudo, falhas nesses componentes possuem alto custo de reparo, especialmente em motores de maior potência.

As falhas elétricas nesses componentes estão relacionadas aos enrolamentos abertos ou em curto, barras quebradas ou anéis de curto circuito danificados. Já para as falhas de origem mecânica, tem-se a excentricidade do rotor deslocado do seu centro magnético, rolamento defeituoso, bem como eixo do rotor torto ou desalinhamento dos acoplamentos mecânicos [139].

As bobinas do estator estão sujeitas a diversas anomalias e estas, por sua vez, ocasionam variadas respostas do equipamento. As alterações no estator podem se manifestar de diversas maneiras, das quais cita-se o aquecimento excessivo do motor, a sobrecarga elétrica e a falha no isolamento da bobina [140]. Geralmente as alterações são avaliadas com a realização de testes de isolamento do estator com a carcaça da máquina, bem como testes de isolamento entre fases [139].

Os principais testes elétricos a serem aplicados são:

- Medição de Resistência: A medição da resistência utiliza uma baixa tensão DC (tensão contínua) e uma ponte de Wheatstone ou Kelvin. O principal propósito é detectar conexões com alta resistência (mal

feitas), conexões abertas e curtos-circuitos que apresentem grande variação de resistência elétrica [141];

- Resistência de isolamento: Consiste na aplicação de uma tensão DC entre os condutores do motor e a terra, resultando em uma corrente de fuga que atravessa o isolamento. Este valor é convertido em resistência usando equipamentos chamados Megôhmetros. Como neste teste os dipolos do isolamento são excitados apenas em DC, é necessário algum tempo para que eles se polarizem. As normas normalmente indicam um tempo de carga de um minuto [142]. A resistência de isolamento é diretamente afetada pela temperatura e umidade.
- Índice de Polarização (IP): É executado para medir quantitativamente a habilidade do isolamento em se polarizar. Quando um isolante se polariza, os dipolos elétricos distribuídos no isolante se alinham com o campo elétrico aplicado. Como as moléculas se polarizam, uma corrente de polarização (também chamada de corrente de absorção), é desenvolvida e adicionada à corrente de fuga. O índice de polarização geralmente é efetuado na mesma tensão do teste de resistência de isolamento e leva 10 minutos para ser completado [142]. O valor IP é calculado dividindo-se o valor da resistência de isolamento obtido em 10 minutos pelo valor da resistência de isolamento obtido em 1 minuto. Em geral, isolamentos em boas condições apresentarão altos valores IP, enquanto baixos valores IP representarão isolamentos danificados ou comprometidos. Em alguns casos, deve-se tomar algum cuidado com testes de motores com novos e modernos materiais de isolamento que não polarizam e que apresentarão, portanto, baixa corrente de polarização e conseqüente baixo valor IP. Nota-se que nesse caso, apesar do IP ser baixo, o isolamento pode perfeitamente estar adequado, conforme é discutido na norma IEEE 43 [143].

Para motores cuja criticidade for classificada como “Alta” ou “Altíssima”, recomenda-se ainda a aplicação da técnica conhecida comercialmente como

“Análise de Circuito de Motores – MCA”. Os aparelhos modernos que executam o método de análise do circuito do motor utilizam uma baixa tensão de saída senoidal para excitar os dipolos do sistema de isolamento. A partir da coleta de resistência, impedância, indutância, ângulo de fase, resposta I/F e resistência de isolamento, com o motor elétrico desenergizado e bloqueado, esta técnica de manutenção preditiva permite o diagnóstico de falhas no estator (contaminação ou sobreaquecimento, curto-circuito entre espiras, entre bobinas de mesma fase e entre bobinas de fases diferentes e curto-circuito de fase para terra) e no rotor (barras quebradas ou trincadas, excentricidade estática e porosidade) [144].

Também é recomendável a aplicação da técnica preditiva de descargas parciais para motores de grande porte e classificados com uma criticidade “Alta” ou “Altíssima”. Trata-se de um ensaio não destrutivo cuja finalidade é medir o nível de descargas parciais em um determinado equipamento numa dada tensão, onde existem diversos tipos de isolamentos envolvidos (sólido, líquido e gasoso) e que permite a detecção de eventuais danos ao motor com ele energizado [145], podendo suas variáveis serem acompanhadas e analisadas por uma equipe *onshore* (inclusive por empresas especializadas através de contratos, conforme preconiza a geração G2 da filosofia das Operações Integradas). De maneira geral, o nível de descarga parcial medido deve estar abaixo de um valor prefixado por norma ou especificação do equipamento ensaiado.

O fenômeno das descargas parciais ocorre em cavidades ou inclusões de constante dielétrica diferente do material que a rodeia. Quando este material é submetido a um campo elétrico, este se distribui pelo material, submetendo a cavidade ou inclusão a um gradiente de tensão superior ao gradiente máximo suportável pela mesma. Este fenômeno dará origem a pequenas descargas disruptivas no interior da cavidade, acarretando um processo temporal de deterioração progressivo do material e eventualmente a falha do equipamento. Logo, é importante a detecção das descargas parciais em equipamentos como controle de qualidade não destrutivo [145].

A aquisição dos dados pode ocorrer continuamente ou periodicamente, a depender da estratégia e dos equipamentos aplicados. A figura 47 apresenta

um equipamento comercial que permite o monitoramento contínuo das descargas parciais de uma máquina.

Figura 45 – Equipamento para medição contínua de descargas parciais (extraído de [146])

A figura 46 ilustra um esquema de ligação utilizado no monitoramento de descargas parciais.

Figura 46 – Esquema de ligação (adaptado de [145])

Em relação ao rotor, a quebra de barras pode ser provocada por vibração, desalinhamento e excentricidade. A carga excessiva no eixo também é capaz de provocar a ruptura ou trinca, além de fatores como temperaturas que podem ser consequências dos outros problemas ou mesmo desgaste dos mancais do motor [147].

No momento em que o circuito apresenta uma barra quebrada, há uma disfunção característica do sistema, uma vez que o rotor não está mais respondendo à excitação de maneira uniforme. Esta variação eletromagnética, que é criada devido a alguns pontos sem indução no rotor, pode causar níveis significativos de vibrações da máquina [147].

As atividades e ensaios apresentados anteriormente são suficientes para prevenção e, em casos mais extremos, identificação de problemas relativos à barras quebradas no rotor. Adicionalmente, alguns modelos comerciais de relés de proteção disponibilizam informações sobre o espectro de frequência das correntes e tensões do estator para suporte na detecção de barras rompidas no rotor. Essas análises podem ser realizadas por equipes *onshore*.

8.3.2 Gerador elétrico

8.3.2.1 Etapa 1

A tabela 18 apresenta a análise dos modos de falha para um gerador elétrico, realizada através da FMEA proposta anteriormente, considerando a taxa de falha por local da falha/defeito obtidas através do banco de dados Oreda [131].

Tabela 18: Análise de modos de falha para geradores elétricos.

Item	Equipamento	Função	Função Significante	Falhas funcionais	Local da Falha/Defeito	Mecanismo de Degradação	Defeito	Taxa de Falha (x 10 ⁻⁶ h)	Método de Detecção	Tarefa Recomendada			
										Tarefa	Frequência	Tipo	
1					Rolamento	Desgaste por vida útil	Vibração Aquecimento	0,62	Inspeção auditiva Medição de vibração Medição temperatura	Observar a existência de ruídos estranhos	Definido conforme criticidade e taxa de falha	Rota Operacional	
						Desgaste por desalinhamento/falha de montagem				Medição e análise de vibração e temperatura no mancal	Definido conforme criticidade e taxa de falha	Preditiva	
						Desgaste por deficiência de lubrificação				Realizar lubrificação do rolamento	Conforme recomendação do fabricante	Preventiva	
2	Gerador Elétrico	Gerar energia elétrica para as cargas da unidade	Sim	1) Gerador não parte sob demanda; 2) Gerador não para sob demanda; 3) Desvio na tensão de saída; 4) Desvio na frequência de saída; 5) Sobreaquecimento do gerador; 6) Aquecimento dos mancais; 7) Gerador com baixa isolamento; 8) Gerador em curto-circuito; 9) Vibração excessiva; 10) Alto nível de ruído; 11) Gerador não gera potência elétrica.	Caixa de ligação	Baixo isolamento (Excesso de umidade ou poeira)	Curto-circuito	2,81	Inspeção visual	Verificar/corrigir estado das conexões	Definido conforme criticidade e taxa de falha	Preventiva	
										Realizar limpeza da caixa de ligação			
										Verificar/corrigir estado de pintura, corrosão e anel de vedação			
3					Estator	Mau contato	Aquecimento Curto-circuito	0,42	Inspeção visual	Reapertar conexões da caixa de ligação	Definido conforme criticidade e taxa de falha	Preventiva	
							Curto-circuito para massa			Medição de isolamento			Medir isolamento para massa. Calcular IP.
							Curto-circuito entre fases			Medição de isolamento			Medir isolamento entre fases. Calcular IP.
									Método de MCA	Realizar análise de MCA	Definido conforme criticidade e taxa de falha	Preditiva	
									Descargas parciais	Realizar análise dos dados de descargas parciais	Continuamente, sob demanda	Preditiva	
									Degradação prematura do isolamento devido ao sobreaquecimento Curto-circuito entre espiras	Medição da resistência ôhmica	Medir resistência ôhmica das bobinas	Definido conforme criticidade e taxa de falha	Preventiva

Continuação												
Item	Equipamento	Função	Função Significante	Falhas funcionais	Local da Falha/Defeito	Mecanismo de Degradação	Defeito	Taxa de Falha (x 10 ⁻⁶ h)	Método de Detecção	Tarefa Recomendada		
										Tarefa	Frequência	Tipo
4					Rotor	Rompimento de barras	Ruído	0,62	Inspeção auditiva Medição de vibração Medição temperatura	Observar a existência de ruídos estranhos	Definido conforme criticidade e taxa de falha	Rota Operacional
							Elevação da corrente			Medição e análise de vibração e temperatura	Definido conforme criticidade e taxa de falha	Preditiva
							Redução da capacidade de carga			Realizar análise de MCA	Definido conforme criticidade e taxa de falha	Preditiva
5					Carcaça	Corrosão	Perda do grau IP	0,21	Inspeção visual	Verificar pontos de corrosão e acúmulo de poeira na carcaça. Limpar se necessário.	Definido conforme criticidade e taxa de falha	Rota Operacional
							Diminuição da capacidade de troca térmica					
6					Aterramento	Corrosão	Choque elétrico	N/D	Inspeção visual	Inspeccionar continuidade e fixação do cabo de aterramento	Definido conforme criticidade e taxa de falha	Rota Operacional
										Verificar/corrigir estado das conexões	Definido conforme criticidade e taxa de falha	Preventiva
7	Gerador Elétrico	Gerar energia elétrica para as cargas da unidade	Sim		Acoplamento	Desgaste por desalinhamento/falha de montagem	Vibração Aquecimento	0,21	Inspeção auditiva Medição de vibração Medição temperatura	Observar a existência de ruídos estranhos	Definido conforme criticidade e taxa de falha	Rota Operacional
										Medição e análise de vibração e temperatura no mancal	Definido conforme criticidade e taxa de falha	Preditiva
8					Ventilador	Ventilador quebrado Ventilador empenado	Aquecimento	1,87	Inspeção visual	Verificar funcionamento do ventilador e obstrução nas entradas e saídas de ar	Definido conforme criticidade e taxa de falha	Rota Operacional
9					Resistência de aquecimento	Queima	Baixa temperatura ambiente (quando desligado) Condensação (Umidade)	N/D	Medição da resistência ôhmica	Medir valor da resistência ôhmica da resistência de aquecimento	Definido conforme criticidade e taxa de falha	Preventiva
10					Circuito de Excitação (AVR e diodos)	Mau contato Falha de componente	Tensão elétrica fora de faixa	2,29	Ruído na excitação Variação da tensão elétrica	Teste dos diodos Reapertar conexões Medição e análise da tensão	Definido conforme criticidade e taxa de falha	Preventiva

Com base nos modos de falha identificados, é proposta a árvore de falhas apresentada na figura 47. Os locais de falha “resistência de aquecimento” e “aterramento” não foram considerados nesta análise por não possuírem dados de falhas disponíveis no banco de dados do Oreda.

Figura 47 – Árvore de falhas para gerador elétrico.

8.3.2.2 Etapa 2

A tabela a seguir apresenta os principais dados de confiabilidade de cada local da falha apresentado na tabela 19, considerando um período de 05 anos.

Tabela 19: Resumo por local da falha/defeito – gerador elétrico.

Posição	Local da Falha/Defeito	Taxa de Falha (x 10 ⁻⁶ h)	MTTF (meses)	Intervalo para manutenção (meses)		
				Altíssima	Alta	Média
1	Rolamento	0,62	2209,46	30*	60*	90*
2	Caixa de ligação	2,81	487,50	25,01	50,01	75,02
3	Estator	0,42	3261,58	30*	60*	90*
4	Rotor	0,62	2209,46	30*	60*	90*
5	Resistência de aquecimento	-	-	30*	60*	90*
6	Carcaça	0,21	6523,16	30*	60*	90*
7	Aterramento	-	-	30*	60*	90*
8	Acoplamento	0,21	6523,16	30*	60*	90*
9	Ventilador	1,87	732,55	30*	60*	90*
10	Circ. de excitação	2,29	598,19	30*	60*	90*

*De acordo a periodicidade máxima definida.

8.3.2.3 Etapa 3

Com base nos estudos de confiabilidade realizados na etapa 2, é possível definir a estratégia de manutenção adequada a ser aplicada para a classe de equipamentos “gerador elétrico”, priorizando a filosofia de Operações Integradas preconizada por esta tese. As técnicas de manutenção e as atividades previstas são semelhantes ao apresentado anteriormente para motores elétricos.

A maior causa de falhas ocorre no componente “caixa de ligação”, sendo que os modos de falha são bloqueados basicamente por atividades de manutenção preventiva.

A segunda maior causa de falhas, circuito de excitação, afeta diretamente os níveis de tensão de saída do gerador. Essas falhas na excitação do gerador geralmente estão vinculadas à falhas no sistema de retificação, como a queima de diodos, no caso de geradores com excitação tipo *brushless*, instalado na ponta do eixo do rotor principal. Os retificadores trifásicos geralmente são compostos por seis diodos (ponte completa) e um sistema de proteção fixada em uma placa circular.

O teste com ohmímetro é um método simples para verificação das condições dos diodos. Os mesmos devem exibir uma baixa resistência na polarização direta e uma alta resistência na polarização reversa. Nessa intervenção, além da realização dos testes nos diodos, deve se proceder ao reaperto das conexões do conjunto de excitação.

Em relação ao componente “ventilador”, as atividades se constituem basicamente por tarefas pertencentes à rotina de verificação, de baixa complexidade e rápida execução, contempladas nas rotas operacionais. A mesma abordagem se aplica para os componentes “carcaça” e “aterramento”.

Os rolamentos são os elementos que apresentam o quarto maior índice de falhas. A estratégia de manutenção proposta para bloquear os modos de falha no componente rolamento, análoga ao definido para motores elétricos, é:

- Realizar a lubrificação do rolamento conforme recomendações e intervalos definido pelo fabricante;

- Adotar a manutenção preditiva, realizando o monitoramento e substituição do rolamento com base na condição, acompanhada através das técnicas de análise de vibração e temperatura.

As tarefas de coleta dos dados de vibração e temperatura estão associadas à execução da rota. Em se detectando qualquer anormalidade nos dados coletados e analisados, deve ser emitida uma ordem de manutenção para intervenção no rolamento, a fim de reestabelecer sua condição adequada em uma faixa satisfatória da curva P-F, antes da ocorrência de uma falha funcional. A mesma abordagem pode ser aplicada para o componente “acoplamento”, que possui uma taxa de falhas menor que o rolamento.

Por fim, dois componentes muito importantes para o funcionamento do gerador elétrico possuem uma baixa taxa de falhas: o estator e o rotor. Contudo, falhas nesses componentes possuem alto custo de reparo. As falhas nesses componentes foram discutidas anteriormente no item que tratou de motores elétricos e a estratégia de manutenção é equivalente.

Os principais testes elétricos a serem aplicados são:

- Medição de Resistência;
- Resistência de isolamento;
- Índice de Polarização (IP);
- Aplicação da técnica MCA;
- Aplicação da técnica de descargas parciais.

8.3.3 Relés de proteção microprocessados

8.3.3.1 Etapa 1

Não há referência de taxa de falha para relés de proteção no banco de dados do Oreda [131]. De acordo com a norma IEEE 500 [132], a taxa média de falhas para relés de proteção é de $0,1 \times 10^{-6}$ horas. Contudo, esta norma não apresenta a taxa de falha por componente do equipamento, considerando a taxa de falha apenas para o conjunto “relé de proteção”. Como esta taxa de falha é considerada extremamente baixa (o que representa uma falha a cada 1141 anos), optou-se por adotar, para fins de simulação, uma taxa de falha que corresponde ao dobro da prevista na norma IEEE 500 [132], ou seja, $0,2 \times 10^{-6}$ horas. Essa taxa de falha está compatível com estudos realizados por fabricantes de relés de proteção, que apontam MTBF na faixa de 500 anos [148].

A tabela 20 apresenta a análise dos modos de falha para um relé de proteção microprocessado, realizada através da FMEA proposta anteriormente.

Tabela 20: Análise de modos de falha para relés de proteção.

Item	Equipamento	Função	Função Significante	Falhas funcionais	Local da Falha/Defeito	Mecanismo de Degradação	Defeito	Taxa de Falha (x 10 ⁻⁶ h)	Método de Detecção	Tarefa Recomendada		
										Tarefa	Frequência	Tipo
1	Relé de Proteção	Realizar proteção dos equipamentos e sistemas elétricos da unidade	Sim	1) A função de proteção não atua quando da ocorrência de um defeito (falha de confiança); 2) A função de proteção atua quando não existe nenhum defeito (falha de segurança); 3) A carga é reposta em serviço, não se encontrando a tensão e/ou frequência ainda estável; 4) A carga não é reposta em serviço; 5) Eventos ou alterações de estados de entradas e saídas não são registrados e armazenados; 6) Falha do registro e armazenamento de oscilografias.	CPU	Falha de componente	Microprocessador não executa o algoritmo de proteção	0,1	Atuação do Watchdog;	Realizar monitoramento remoto dos alarmes atuados	Sob demanda	Corretiva
2					Memória	Falha de componente	Memória RAM danificada		Sinalização na IHM.	Verificar alarmes atuados localmente no relé de proteção	Definido conforme criticidade e taxa de falha	Rota Operacional
3					Conversor A/D	Falha de componente	Conversor A/D não converte corretamente os sinais analógicos		Atuação do Watchdog; Perda de informação relacionada com eventos ou alterações de estados de entradas e saídas do IED. As oscilografias não são registradas.	Realizar monitoramento remoto dos alarmes atuados Realizar monitoramento remoto das oscilografias geradas pelo relé	Sob demanda	Corretiva
4					Fonte de alimentação	Sobretensão Curto-circuito	Fonte de alimentação queimada		Leitura incorreta de medidas de tensão e corrente Microprocessador não executa ações de comando	N/A	N/A	Corretiva
5					Fliação	Umidade Aquecimento	Perda da capacidade de transmitir as ordens de desligamentos originadas do relé. Perda da capacidade de transmitir as decisões de alertas e registros aos operadores.		Atuação do Watchdog;	Realizar monitoramento remoto dos alarmes atuados	Sob demanda	Corretiva
6					Contatos	Oxidação	Contato não comuta.		Sinalização na IHM.	Verificar alarmes atuados localmente no relé de proteção	Definido conforme criticidade e taxa de falha	Rota Operacional
									Teste funcional	Realizar testes funcionais	Definido conforme criticidade e taxa de falha	Preventiva
									Teste funcional	Realizar testes funcionais	Definido conforme criticidade e taxa de falha	Preventiva

Continuação												
Item	Equipamento	Função	Função Significante	Falhas funcionais	Local da Falha/Defeito	Mecanismo de Degradação	Defeito	Taxa de Falha (x 10 ⁻⁶ h)	Método de Detecção	Tarefa Recomendada		
										Tarefa	Frequência	Tipo
7	Relé de Proteção	Realizar proteção dos equipamentos e sistemas elétricos da unidade	Sim	1) A função de proteção não atua quando da ocorrência de um defeito (falha de confiança); 2) A função de proteção atua quando não existe nenhum defeito (falha de segurança); 3) A carga é reposta em serviço, não se encontrando a tensão e/ou frequência ainda estável; 4) A carga não é reposta em serviço; 5) Eventos ou alterações de estados de entradas e saídas não são registrados e armazenados; 6) Falha do registro e armazenamento de oscilografias.	Terminais/conexões	Vibração	Afrouxamento das conexões	0,1	Inspecção visual. Medição de temperatura (termografia).	Realizar análise termográfica	Coincidente com a campanha de termografia do painel	Preditiva
8					Interface Ethernet	Falha de componente	Falha no cartão ethernet Falha de comunicação Falha de acesso ao cartão		Perda da comunicação	N/A	N/A	Corretiva
9	Gateway de comunicação	Realizar comunicação entre o relé de proteção e a rede de controle	Sim	1) Perda de comunicação 2) A função de proteção atua quando não existe nenhum defeito (falha de segurança).	Gateway	Falha de componente	Falha de comunicação Mau funcionamento	N/D	Perda da comunicação	N/A	N/A	Corretiva
10	Switch ethernet			Perda de comunicação	Switch	Falha de componente	Falha de comunicação Mau funcionamento	N/D	Perda da comunicação	N/A	N/A	Corretiva

Com base nos modos de falha identificados, é proposta a árvore de falhas apresentada na figura 48.

Figura 48 – Árvore de falhas para relé de proteção.

8.3.3.2 Etapa 2

A tabela a seguir apresenta os principais dados de confiabilidade, considerando a taxa de falha de $0,2 \times 10^{-6}$ horas.

Tabela 21: Resumo por local da falha/defeito – relé de proteção.

Posição	Local da Falha/Defeito	Taxa de Falha ($\times 10^{-6}$ h)	MTTF (h)	Intervalo para manutenção (meses)		
				Altíssima	Alta	Média
1	Relé	0,2	6849,32	30*	60*	90*

*De acordo a periodicidade máxima definida.

8.3.3.3 Etapa 3

Nos relés microprocessados, as falhas de operações são menos prováveis de ocorrer, comparativamente a outras tecnologias (proteções eletromecânicas e eletrônicas) [149].

Estes relés possuem vários módulos de hardware interligados, mas que funcionam de maneira independente um do outro em relação à suas funções [150]. Uma vez que o dispositivo falhe (neste caso, basicamente falhas

aleatórias), a manutenção envolve a substituição de componentes individuais, tais como placas de circuito integrado e fonte de alimentação, ou, na maioria dos casos, a substituição do dispositivo inteiro. Na teoria da Confiabilidade, essa manutenção que apenas repara ou substitui componentes defeituosos é conhecida como “manutenção mínima” e é baseada em processos estocásticos que consideram a falha e o reparo [151].

Em relação à calibração, Fushou [152] destaca que geralmente não é uma tarefa aplicável, dado o fato que não há a necessidade de realização de ajustes. Se o relé não operar dentro da tolerância, não há nenhuma maneira de ajustá-lo através de atividades de calibração.

Outra característica dos relés de proteção microprocessados que devem ser considerados na estratégia de manutenção são suas funcionalidades de auto-monitoramento, diagnóstico e testes, capazes de detectar a maioria das falhas. A seguir são apresentadas as funções de auto-diagnósticos mais relevantes dos relés microprocessados [153], que já possuem um monitoramento baseado na condição.

a) Teste do sistema de aquisição de dados

As tensões da fonte e terra são conectadas aos canais de entrada analógicos do multiplexador e comparados com os limites de alerta e de falha. Também é verificado o sistema de aquisição de dados analógicos: multiplexador, amplificador de ganho programável e o conversor A/D. Adicionalmente, o tempo de conversão do conversor A/D é verificado em relação aos valores especificados.

A maioria dos relés medem as correntes trifásicas a partir dos TCs. A lógica implementada no relé realiza a soma vetorial das correntes e compara com a corrente de neutro calculada. A avaliação da simetria da corrente é utilizada para validar a medição. Se o limite de simetria for excedido, um alarme é gerado. Quando este alarme ocorre, a causa pode ser na conexão do TC, TC comprometido ou uma possível falha no conversor A/D.

Já o monitoramento do circuito do TP aberto é utilizado para detectar perda do sinal de tensão. Na maioria dos casos, circuitos com TP aberto são

causados por atuação dos fusíveis ou a não reinstalação dos fusíveis após uma manutenção.

O monitoramento de circuito aberto do TP é ativado através das medições de tensão e corrente. A lógica básica utilizada pela maioria dos fabricantes considera que, se uma tensão desequilibrada é detectada e não há presença de desequilíbrio na medição de corrente, então é possível que o circuito esteja aberto ou outros problemas no circuito de entrada de tensão, ativando o alarme de falha no TP. Se ambas as medições de tensão e corrente estiverem significativamente desbalanceadas no mesmo instante de tempo, pressupõe-se um evento de curto-circuito e o alarme de falha no TP não é ativado.

Adicionalmente à ativação do alarme de falha no TP, funções de proteção que poderiam atuar erroneamente devido à perda do referencial de tensão são bloqueadas para prevenir um falso *trip*. Em geral, essas lógicas devem ser programadas à parte no setup do relé de proteção.

Um exemplo de verificação lógica é o acompanhamento dos contatos 52a e 52b através da medição de corrente. Um sinal de corrente percorrendo um circuito com um disjuntor aberto, por exemplo, pode ser alarmado. Entradas programáveis também podem ser utilizadas para monitorar o circuito de *trip* com o objetivo de detectar uma bobina de *trip* aberta ou perda da tensão de comando do circuito de *trip*. Relés microprocessados também podem medir a sua tensão de alimentação em corrente contínua proveniente de uma fonte externa e emitir um alarme quando o valor estiver acima ou abaixo do parâmetro configurado.

b) Teste da memória

O conteúdo da memória ROM é examinado através do cálculo da soma de verificação, comparando-a com os valores pré-computados e a soma de verificação armazenada. A memória RAM é testada através da escrita e leitura dos padrões de teste.

c) Teste dos ajustes

Os valores dos ajustes são armazenados na EEPROM e uma cópia desses valores também é gravada na memória RAM para execução da lógica.

Sempre que um valor de ajuste é alterado, a verificação dos valores de referência é calculada a partir do conteúdo da EEPROM. Esta verificação é então comparada com os valores armazenados na memória RAM sempre que uma tarefa de ajuste é realizada.

d) Watchdog Timer

O projeto de hardware do relé inclui um circuito de reset temporizado (watchdog timer) que tem como função resetar o processador, executando uma reinicialização ordenada caso o software/hardware percam sua função em razão de alguma falha.

A maioria das falhas descritas é alarmada através de um contato de saída disponível nos relés digitais. Quando o relé não apresenta falha, este contato é mantido aberto. Quando o relé detecta alguma falha (incluindo perda da fonte de alimentação), a bobina é desenergizada e o contato fecha. Esse contato pode ser monitorado remotamente e é uma informação relevante para aplicação da filosofia de Operações Integradas, visto que é possível, a partir de uma instalação *onshore*, acompanhar a condição dos relés de proteção, procedendo às análises e planejando as intervenções a bordo, quando da ocorrência de uma falha.

Tavares em [154] destaca que a maior parte das sinalizações de “Watchdog” possui uma duração de segundos, e consequentemente o relé de proteção recupera-se sem qualquer intervenção dos operadores/mantenedores. Neste trabalho, verificou-se que os relés de proteção apresentaram poucas sinalizações de “Watchdog” onde o relé bloqueou e efetivamente foram necessárias ações corretivas de manutenção. Nesse sentido, as proteções numéricas possuem uma elevada probabilidade de desempenhar as suas funções de uma forma adequada.

Uma limitação do sistema de auto-monitoramento dos relés de proteção refere-se ao circuito de saída, pois os contatos de *trip*, close e alarme não são monitorados. A condição dos contatos pode ser verificada apenas através de testes funcionais. Diversos relés possuem um recurso para realização do teste funcional através do software, que ativa todos os contatos de entrada/saída e testa o funcionamento dos leds. Esses testes não são realizados

automaticamente, sendo realizados geralmente durante manutenções periódicas.

Tavares [154] e Kumm [155] destacam que a rotina de auto-monitoramento dos relés de proteção é capaz de detectar aproximadamente 85% das falhas possíveis de ocorrer no IED.

Dessa forma, considerando as taxas de falha apresentadas anteriormente, uma estratégia adequada para relés de proteção com base na filosofia das Operações Integradas é apresentada a seguir:

- 1- Devido à natureza de falha aleatória por conta do amplo uso de equipamentos eletrônicos, deve-se investir em componentes sobressalentes para substituição em caso de falha, visto que a manutenção preventiva não é eficiente para prevenir modos de falha aleatórios. Deve-se priorizar o estoque dos itens com maior taxa de falha.
- 2- Estabelecer uma rotina em uma instalação *onshore* para acompanhamento em tempo real (acompanhamento permanente) do estado do sistema de proteção, incluindo uma equipe especializada em análise de oscilografias. A figura 49 apresenta um modelo de integração do sistema de proteção entre o ambiente *offshore* e o ambiente *onshore* que permite que diversos dados coletados e tratados pelos relés de proteção estejam disponíveis remotamente para análise. Nesta situação, em caso de alguma anormalidade identificada, a equipe em terra é responsável por analisar a ocorrência e emitir um laudo conclusivo. Com base nesse laudo, o serviço é devidamente programado e encaminhado para a equipe de manutenção para tratamento da ocorrência com base nas recomendações emitidas pela equipe especializada localizada em um ambiente *onshore*.

Figura 49 – Integração do sistema de proteção entre o ambiente *offshore* e o ambiente *onshore*

- 3- Estabelecer uma rotina de verificação mensal (acompanhamento esporádico) realizada pelo operador da instalação. Essa rotina deve ser organizada com base em uma lista de verificação que oriente o operador nos itens que deve ser verificado no equipamento. No caso de relés de proteção, basicamente o estado geral do componente e a presença de alarmes atuados. Após a realização dessa rotina, os dados coletados pelo operador são analisados por uma equipe localizada em um ambiente *onshore* e, havendo algum alarme a ser tratado, o serviço é programado para execução pela equipe de bordo. Dessa forma, garante-se uma rotina de verificação que permite identificar componentes eletrônicos em estado de falha e normalizá-los possivelmente antes de serem demandados por um evento real.
- 4- Não há tarefas de manutenção preventiva sistemática adequadas aos modos de falha dos relés de proteção microprocessados. Para os modos de falhas considerados não evidentes, como é o caso dos

contatos (principalmente os de saída), recomenda-se técnicas de manutenção para detecção de falhas (ou testes funcionais), a fim de reduzir a indisponibilidade do relé. A injeção secundária de corrente é utilizada para este tipo de teste, devendo ser monitorados os contatos de saída a fim de confirmar a operação adequada do mesmo.

8.3.4 Disjuntores a vácuo – média tensão

8.3.4.1 Etapa 1

Devido aos projetos recentes de unidades *offshore* considerarem como padrão a utilização de disjuntores a vácuo para os sistemas de média tensão, a análise para essa classe de equipamentos se concentrará neste tipo de disjuntor.

Não há referência de taxa de falha para disjuntores no banco de dados do Oreda [131]. De acordo com a norma IEEE 500 [132], a taxa média de falhas para disjuntores de média tensão é de $0,23 \times 10^{-6}$ horas. Contudo, esta norma não apresenta a taxa de falha por componente do equipamento, considerando a taxa de falha apenas para o conjunto “disjuntor”. Como esta taxa de falha é considerada extremamente baixa (o que representa uma falha a cada 496 anos), optou-se por adotar, para fins de simulação, uma taxa de falha que corresponde ao dobro da prevista na norma IEEE 500 [132], ou seja, $0,46 \times 10^{-6}$ horas. Essa taxa de falha ainda é extremamente baixa quando comparada a valores informados por fabricantes comerciais, na faixa de $7,5 \times 10^{-6}$ horas [156].

A tabela 22 apresenta a análise dos modos de falha para um disjuntor a vácuo, realizada através da FMEA proposta anteriormente.

Tabela 22: Análise de modos de falha para um disjuntor a vácuo.

Item	Equipamento	Função	Função Significante	Falhas funcionais	Local da Falha/Defeito	Mecanismo de Degradação	Defeito	Taxa de Falha (x 10 ⁻⁶ h)	Método de Detecção	Tarefa Recomendada				
										Tarefa	Frequência	Tipo		
1	Disjuntor a vácuo (média tensão)	Manobrar e interromper circuitos elétricos em falta	Sim	1) Não abrir sob demanda; 2) Não fechar sob demanda; 3) Fechar sem comando; 4) Abrir sem comando; 5) Não interromper a corrente; 6) Disjuntor com baixa isolação; 7) Curto circuito para terra; 8) Curto circuito entre fases; 9) Perda do vácuo na câmara de extinção de arco.	Contatos principais	Desgaste por vida útil	Aquecimento Falta de simultaneidade	0,23	Monitoramento do acionamento do disjuntor: número de operações x corrente interrompida Inspeção visual Medição da resistência de contato Limpeza dos contatos	Monitorar e analisar acionamentos do disjuntor	Continuamente, sob demanda	Preditiva		
						Oxidação				Medir resistência de contato	Definido conforme criticidade e taxa de falha	Preventiva		
						Sobrecorrente (interrupção de curto circuito)				Monitorar indicador de desgaste	Definido conforme criticidade e taxa de falha	Rota Operacional		
2					Conexões/Cabos	Baixo isolamento (Excesso de umidade ou poeira)	Curto-circuito			Inspeção visual	Realizar limpeza	Definido conforme criticidade e taxa de falha	Preventiva	
						Mau contato	Aquecimento				Verificar/corrigir estado das conexões			
3							Sim			Estrutura	Oxidação	Degradação estrutural	Inspeção visual	0,23
4	Garras de acoplamento	Desalinhamento Desgaste por vida útil	Aquecimento	Inspeccionar e limpar garras				Definido conforme criticidade e taxa de falha	Preventiva					
5				Mecanismo de operação	Falta de lubrificação Desgaste por vida útil	Travamento	Inspeção visual Testes funcionais		Lubrificar mecanismos de inserção/extração e fechamento/trip	Definido conforme criticidade e taxa de falha	Preventiva			
6					Aterramento	Corrosão				Choque elétrico		Inspeção visual	Inspeccionar continuidade e fixação do cabo de aterramento	Definido conforme criticidade e taxa de falha
	Afrouxamento	Verificar/corrigir estado das conexões												

Continuação																
Item	Equipamento	Função	Função Significante	Falhas funcionais	Local da Falha/Defeito	Mecanismo de Degradação	Defeito	Taxa de Falha (x 10 ⁻⁶ h)	Método de Detecção	Tarefa Recomendada						
										Tarefa	Frequência	Tipo				
7	Disjuntor a vácuo (média tensão)	Manobrar e interromper circuitos elétricos em falta	Sim	1) Não abrir sob demanda; 2) Não fechar sob demanda; 3) Fechar sem comando; 4) Abrir sem comando; 5) Não interromper a corrente; 6) Disjuntor com baixa isolamento; 7) Curto circuito para terra; 8) Curto circuito entre fases; 9) Perda do vácuo na câmara de extinção de arco.	Motor carregamento mola	Sobretensão Desgaste por vida útil	Curto-circuito (queima)	0,23	Testes funcionais	Testar funcionamento elétrico do disjuntor, colocando-o na posição de teste e executando duas manobras de carregamento de molas, fechamento e abertura através de acionamento no painel.	Definido conforme criticidade e taxa de falha	Rota Operacional				
										Medição do tempo de carregamento de mola	Medição do tempo de carregamento através do IED	Continuamente, sob demanda	Preditiva			
8						Sobretensão	Curto-circuito (queima)		Testes funcionais Medição da resistência ôhmica	Medir valor da resistência ôhmica das bobinas de abertura e fechamento.	Definido conforme criticidade e taxa de falha	Preventiva				
											Testar funcionamento elétrico do disjuntor, colocando-o na posição de teste e executando duas manobras de carregamento de molas, fechamento e abertura através de acionamento no painel.	Definido conforme criticidade e taxa de falha	Rota Operacional			
9							Desgaste por vida útil				Testar funcionamento do disjuntor, verificando a atuação das bandeirolas. Normalizar se necessário.	Definido conforme criticidade e taxa de falha	Rota Operacional			
						Bandeiras de sinalização	Desgaste por vida útil		Travamento	Testes funcionais						
10						Lâmpadas de sinalização	Sobretensão Desgaste por vida útil		Curto-circuito (queima)	Inspeção visual Testes funcionais	Testar funcionamento do disjuntor, verificando a atuação das sinalizações. Normalizar se necessário.	Definido conforme criticidade e taxa de falha	Rota Operacional			
					11				Carbonização Ionização do ar Curto-circuito para massa Curto-circuito entre fases	Medição de isolamento	Medir isolamento para massa. Medir isolamento entre fases. Medir isolamento fase-fase.	Definido conforme criticidade e taxa de falha	Preventiva			
							Câmara de extinção de arco		Perda do vácuo Baixo isolamento							

Com base nos modos de falha identificados, é proposta a árvore de falhas apresentada na figura 50.

Figura 50 – Árvore de falhas para disjuntor a vácuo.

8.3.4.2 Etapa 2

A tabela a seguir apresenta os principais dados de confiabilidade, considerando a taxa de falha de $0,46 \times 10^{-6}$ horas.

Tabela 23: Resumo por local da falha/defeito – disjuntor a vácuo.

Posição	Local da Falha/Defeito	Taxa de Falha ($\times 10^{-6}h$)	MTTF (meses)	Intervalo para manutenção (meses)		
				Altíssima	Alta	Média
1	Disjuntor	0,46	2977,96	30*	60*	90*

*De acordo a periodicidade máxima definida.

8.3.4.3 Etapa 3

Considerando a função de manobra, um disjuntor geralmente está em um estado inativo, pois normalmente permanece aberto ou fechado por longos períodos de tempo até que aconteça alguma alteração nas condições normais de operação do sistema. Entretanto, quando um disjuntor deve funcionar, uma

operação errada ou falha na interrupção podem originar uma perturbação severa no sistema, razão pela qual é preciso ter um sistema bem projetado e altamente seguro [157].

Em um disjuntor a vácuo, a extinção do arco entre os contatos fixo e móvel é realizada no interior das câmaras de vácuo que, geralmente, tem o aspecto da figura 63. É constituída por um invólucro cerâmico que abriga os contatos fixo e móvel (contato principal e contato corta arco ao mesmo tempo). O vácuo interno é garantido pela presença de um fole que permite o movimento do contato móvel [158].

Na abertura dos contatos, uma descarga elétrica em forma de vapor metálico é iniciada pela corrente a ser interrompida. Através deste vapor metálico, flui uma corrente de arco até a próxima passagem da corrente pelo zero. O arco extingue-se próximo ao ponto zero de corrente e o vapor metálico condutivo se condensa em poucos microsegundos sobre as superfícies de contato. Desta forma, a rigidez dielétrica entre contatos, se recupera rapidamente [159].

Para evitar sobreaquecimento localizado nos contatos na interrupção de grandes valores de corrente, elas são dirigidas de forma que o arco não flua apenas sobre um único ponto da superfície de contato, mas se movimente por toda superfície de contato por efeito do campo magnético associado à estas correntes. Para manter a descarga em forma de vapor metálico, é necessário um valor mínimo de corrente. Se o valor da corrente for menor que este mínimo, ela será cortada antes da passagem pelo zero [159].

Através da rápida recuperação da rigidez dielétrica entre contatos, o arco é ainda interrompido com segurança, mesmo que a separação dos contatos aconteça pouco antes de uma passagem da corrente pelo zero.

Em disjuntores de média tensão, a verdadeira função do meio de extinção é desionizar a região entre contatos abertos, imediatamente depois da passagem pelo zero. Em todos os princípios de extinção tradicionais, isto significa que o arco elétrico é resfriado antes de se atingir a mínima distância para a extinção e a próxima passagem da corrente pelo zero. Com isso, a potência do arco cresce de forma indesejável [159].

Nos disjuntores a vácuo, ao contrário, o arco não é resfriado. O plasma de vapor metálico tem alta condutibilidade e, por esse motivo, o resultado é uma tensão de arco extremamente pequena, que varia de 20 a 200V. Por esta razão e pelo pequeno tempo de arco, a energia entre contatos é muito pequena. A câmara de extinção é, devido a esta pequena solicitação, livre de manutenção [159].

Figura 51 – Câmara de vácuo (extraído de [159])

A manutenção dos disjuntores é normalmente baseada em intervalos de tempo regulares ou no número de operações efetuadas. Os métodos baseados nesta filosofia têm desvantagens porque dentro do intervalo de manutenção predeterminado pode haver um número anormal de operações ou um número pequeno de operações com níveis elevados de corrente.

A utilização de IEDs permite que algumas variáveis possam ser monitoradas, viabilizando a manutenção baseada na condição, reduzindo a necessidade de manutenção preventiva sistemática. Os IEDs podem monitorar as seguintes variáveis [160]:

- 1- Desgaste dos contatos. O fabricante do disjuntor fornece uma curva de manutenção relacionando o número de operações de fechamento/abertura (close-to-open) e os níveis das correntes de

interrupção. A função desta curva é prever o desgaste dos contatos do disjuntor, conforme exemplo mostrado na figura 52. É possível configurar alguns dos pontos desta curva, onde normalmente são escolhidos o maior e o menor número de operações, além de um ponto médio. Para cada operação, o IED integra a corrente interrompida com o número de operações para atualizar o valor do desgaste dos contatos. Este parâmetro é crucial para estimar a necessidade de manutenção.

Figura 52 – Curva de manutenção do disjuntor (extraído de [160])

- 2- Número total de operações. Contadores incrementais para as operações de fechamento/abertura (close-to-open) são implementados para disponibilizar essas informações para o histórico do sistema.
- 3- Tempo de operação elétrica. De forma similar ao tempo de operação mecânica, este tempo mede o intervalo de tempo entre o comando de *trip* ou o comando de fechamento e a extinção ou normalização das medições de corrente do disjuntor. Se este parâmetro apresentar uma tendência de elevação ao longo do tempo, isso pode indicar falhas nos contatos.

- 4- Tempo de inatividade. Monitorando a atividade do número de operações, é possível calcular o número de dias em que o disjuntor esteve inativo. Períodos longos de inatividade degradam sua confiabilidade para o sistema de proteção.
- 5- Tempo de carregamento da mola. Logo que o disjuntor é fechado, tem início a medição do tempo para ativar as entradas digitais do IED conectado ao contato da mola carregada do disjuntor. Se este tempo aumentar à medida que o número de operações aumenta, isso pode prognosticar um problema no mecanismo de carregamento da mola.

A figura 53 apresenta um exemplo com informações das condições e desempenho de um disjuntor, calculadas por um IED e documentadas como um relatório de monitoramento do disjuntor gerado por aquele IED.

```

=>>BRE S <Enter>
Relay 1
Station A
Date: 04/07/2008 Time: 23:31:48.184
Serial Number: 2008030645

Breaker S

Breaker S Report

```

	Trip A	Trip B	Trip C	Cls A	Cls B	Cls C
Avg Elect Op Time (ms)	50.0	48.0	48.0	60.0	58.3	58.7
Last Elect Op Time (ms)	56.2	58.4	58.4	66.9	68.2	68.7
	Trip	Cls				
Avg Mech Op Time (ms)	52.2	66.4				
Last Mech Op Time (ms)	61.2	68.2				
Last Op Minimum DC1 (V)	115.8					
Inactivity Time (days)	5	2				
	Pole A	Pole B	Pole C			
Accum Pri Current (kA)	5.997	13.9898	7.99588			
Accum Contact Wear (%)	0.5	0.5	0.5			
Max Interrupted Current (%)	3.0	13.0	5.0			
Last Interrupted Current(%)	3.0	13.0	5.0			
Number of Operations	5					
	Alarm	Total Count				
Mechanical Operating Time	MSOAL	0				
Electrical Operating Time	ESOAL	4				
Breaker Inactivity Time	BITAL	0				
Current (kA) Interrupted	KAIAL	0				
LAST BREAKER MONITOR RESET	04/07/2008	20:10:07.121				

```

=>>

```

Figura 53 – Relatório de monitoramento do disjuntor (extraído de [160]).

Esse monitoramento permite otimizar os intervalos para manutenção preventiva sistemática e adotar a manutenção baseada na condição para uma parte dos componentes do disjuntor. Contudo, a manutenção preventiva periódica é necessária para realização, principalmente, dos ensaios elétricos e lubrificação do mecanismo [161].

O estabelecimento da rota operacional para esses equipamentos sistematiza os testes funcionais, onde algumas verificações de integridade do disjuntor são realizadas, com destaque para a inspeção do indicador de desgaste, conforme ilustra a figura 54. A princípio, a câmara de vácuo deve ser substituída quando o desgaste, medido pelo indicador de desgaste do contato existente em cada polo atinge 3mm, no caso específico de um determinado fabricante.

Figura 54 – Indicador de desgaste de disjuntor a vácuo (extraído de [162]).

9 RESULTADOS DA APLICAÇÃO DA METODOLOGIA

Este capítulo apresenta os resultados obtidos através de simulações considerando o método de manutenção tradicional e o método de manutenção proposto nesta tese, com o objetivo de identificar e evidenciar os ganhos obtidos com a aplicação da “Estratégia de Manutenção de Equipamentos Elétricos em Unidades Offshore de Produção de Petróleo e Gás Baseada na Filosofia de Operações Integradas”, título deste trabalho. As simulações foram realizadas através do software comercial Blocksim, descrito resumidamente no item 3.5.

9.1 Metodologia e premissas para simulação

As simulações foram realizadas considerando o sistema de geração principal de uma unidade *offshore* e os cubículos de entrada do sistema de distribuição principal, visto que falhas nestes sistemas possuem alto potencial de perda de produção. Foram estudadas seis configurações, considerando os principais equipamentos elétricos (geradores, disjuntores e relés de proteção).

Para fins de comparação, foram simuladas duas estratégias de manutenção para cada configuração:

- Estratégia 1: Método tradicional;
- Estratégia 2: Método proposto na tese, considerando a filosofia de operações integradas.

Em ambas as estratégias foram adotadas as mesmas taxas de falha dos equipamentos. A diferença está adequação dos intervalos para manutenção preventiva com base na taxa de falhas e na criticidade dos equipamentos, apresentada detalhadamente no capítulo 8 deste trabalho. A taxa de falha para o equipamento “gerador” foi alterada para $1,63 \times 10^{-5}$, valor este compatível com o histórico de uma grande indústria do segmento petroquímico.

As seguintes premissas foram adotadas:

- As simulações foram realizadas inicialmente para um período de 1000 anos, a fim de identificar o comportamento das falhas em regime permanente, visto que alguns componentes possuem baixa taxa de falhas.
- Com base nos resultados das simulações acima, foram realizadas as análises descritas nos subitens a seguir. As análises consideraram o valor médio para um período de 05 anos. Esta periodicidade coincide, em geral, com o intervalo de revisão geral (overhaul) dos principais equipamentos mecânicos, como por exemplo, as turbinas que acionam os geradores elétricos.
- As tarefas de manutenção preventiva foram cadastradas com o tempo fixo baseado no calendário, com base nos intervalos calculados de acordo com a confiabilidade requerida para cada nível de criticidade. Foi considerado que a manutenção do equipamento o torna indisponível no período da intervenção.
- Nas simulações realizadas considerando a estratégia 2 (Método proposto), foi incluída adicionalmente uma intervenção baseada na condição, através de um acompanhamento esporádico realizado pela própria equipe da operação. A tarefa consiste em verificações simples e de rotina, conforme descrito no capítulo 8, e são realizadas com o equipamento em operação, não impactando negativamente a sua disponibilidade. O ciclo considerado foi definido com um intervalo fixo de um mês e considerou uma vida residual de 20% do equipamento.
- Em todas as intervenções, foi considerado que a manutenção restaura o item para uma condição “tão bom quanto novo”.
- A cotação do dólar considerada foi de R\$ 3,20, conforme projeção do Banco Central do Brasil [163].

9.2 Caso 1 – Configuração radial com um gerador

Este caso considerou apenas um gerador alimentando o sistema de distribuição principal, conforme diagrama simplificado apresentado na figura 55. O investimento em geração, neste caso, é em um equipamento de 100 MVA. Trata-se de uma configuração não usual em sistemas elétricos *offshore*, mas estudada para fins de validação da metodologia proposta na tese.

Figura 55 – Configuração radial com um gerador

Funcionalmente, essa configuração implica nos requisitos operacionais apresentados na figura 56. Uma falha em qualquer equipamento do conjunto “Gerador, Relé e Disjuntor” implica em falha do sistema de geração e distribuição principal de energia elétrica. Por esta razão, a criticidade dos três equipamentos foi classificada qualitativamente como “Alta”, atribuindo-se uma confiabilidade mínima de 90,25% aos equipamentos, aplicando-se o algoritmo proposto no item 8.2.2. Em termos quantitativos, o gerador elétrico foi avaliado em 75%, o relé de proteção em 76,56% e o disjuntor em 80,47%. Esta classificação se deve, basicamente, ao fato de não haver redundância e do impacto direto da falta de energia elétrica na continuidade operacional.

Figura 56 – Requisitos operacionais – configuração radial com um gerador

Foi estruturado o diagrama de blocos apresentado na figura 57, sendo simuladas 2 estratégias, com base nas filosofias e estratégias de manutenção apresentadas no item 8:

- Estratégia 1: Método tradicional;
- Estratégia 2: Método proposto na tese, considerando a filosofia de operações integradas.

Figura 57 – Diagrama de blocos – configuração radial com um gerador

A tabela 24 apresenta resumidamente os principais dados utilizados na simulação.

Tabela 24: Dados considerados para simulação.

Equipamento	Criticidade	Principais dados	Método tradicional	Método Proposto (considerando Operações Integradas)
Gerador elétrico	Alta $R(t) = 0,9025$	Taxa de falha	$1,63 \times 10^{-5}$ (h)	
		Intervalo de manutenção periódica	6 meses	8,62 meses Adotado: 9 meses
		Tempo de execução por gerador	2 horas	
		Acompanhamento permanente	Não	Sim
		Acompanhamento esporádico	Não	Sim
Relé de proteção	Alta $R(t) = 0,9025$	Taxa de falha	$0,2 \times 10^{-6}$ (h)	
		Intervalo de manutenção periódica	2 anos	702,65 meses (58,55 anos) Adotado: 5 anos
		Tempo de execução por relé	2 horas	
		Acompanhamento permanente	Não	Sim
		Acompanhamento esporádico	Não	Sim
Disjuntor a vácuo	Alta $R(t) = 0,9025$	Taxa de falha	$0,46 \times 10^{-6}$ (h)	
		Intervalo de manutenção periódica	1 ano	305,5 meses (25,46 anos) Adotado: 5 anos
		Tempo de execução por disjuntor	2 horas	
		Acompanhamento permanente	Não	Sim
		Acompanhamento esporádico	Não	Sim

A tabela 25 apresenta os resultados obtidos para um período de cinco anos, considerando as duas estratégias:

Tabela 25: Caso 1 – Resultados obtidos.

	Método tradicional	Método Proposto
Disponibilidade média, considerando intervenções de manutenção	96,07%	98,63%
Tempo disponível do sistema (h)	42079,93	43200, 29
Tempo Indisponível Total (h)	1720,07	599,71

Os resultados demonstram que o método proposto na tese contribuiu para uma maior disponibilidade média do sistema, representando uma diminuição de 65% ou 1120,36 horas no tempo indisponível em relação ao método tradicional, equivalente a aproximadamente 46,7 dias de produção. No intervalo de 05 anos, garante-se uma produção adicional superior a 01 mês.

A figura 58 apresenta a análise financeira para o período de 05 anos, quando comparado os dois métodos. Essa análise foi realizada considerando o preço do barril do petróleo tipo Brent variando entre US\$ 20 a 120/barril. Como pode ser observado na figura abaixo, a substituição do método tradicional pelo método proposto resulta em um ganho financeiro entre R\$ 93,4 e 560,2 milhões, num período de 05 anos, conforme o preço do barril de petróleo.

Figura 58 – Análise financeira considerando as técnicas de manutenção preventiva - configuração em série

9.3 Caso 2 – Dois geradores em paralelo

Este caso considerou dois geradores em paralelo alimentando o sistema de distribuição principal, conforme diagrama simplificado apresentado na figura 59. O investimento em geração, neste caso, é em dois equipamentos de 100 MVA, totalizando uma capacidade instalada de 200 MVA. Trata-se de uma configuração não usual em sistemas elétricos *offshore*, mas estudada para fins de validação da metodologia proposta na tese.

Figura 59 – Configuração com dois geradores em paralelo

Funcionalmente, essa configuração implica nos requisitos operacionais apresentados na figura 60. Uma falha em um equipamento do conjunto “Gerador, Relé e Disjuntor” não implica em falha do sistema de geração e distribuição principal de energia elétrica. Por esta razão, a criticidade dos equipamentos foi classificada qualitativamente como “Média”, atribuindo-se uma confiabilidade mínima de 85,74% aos equipamentos, aplicando-se o algoritmo proposto no item 8.2.2. Em termos quantitativos, o gerador elétrico foi avaliado em 53,12%, o relé de proteção em 54,68% e o disjuntor em 58,59%. Esta classificação se deve, basicamente, ao fato de haver redundância e da falha de um conjunto não impactar diretamente na continuidade operacional. A

mesma consideração é aplicável para os sistemas “k-de-n” tratados nos itens seguintes.

Figura 60 – Requisitos operacionais – configuração radial com um gerador

Foi estruturado o diagrama de blocos apresentado na figura 61, sendo simuladas 2 estratégias, com base nas filosofias e estratégias de manutenção apresentadas no item 8:

- Estratégia 1: Método tradicional;
- Estratégia 2: Método proposto na tese, considerando a filosofia de operações integradas.

Figura 61 – Diagrama de blocos – configuração com dois geradores em paralelo

A tabela 26 apresenta resumidamente os principais dados utilizados na simulação. Os mesmos dados foram utilizados para as simulações das configurações “k-de-n”.

Tabela 26: Dados considerados para simulação.

Equipamento	Criticidade	Principais dados	Método tradicional	Método Proposto (considerando Operações Integradas)
Gerador elétrico	Média $R(t) = 0,8574$	Taxa de falha	$1,63 \times 10^{-5}$ (h)	
		Intervalo de manutenção periódica	6 meses	12,93 meses Adotado: 12 meses
		Tempo de execução por gerador	2 horas	
		Acompanhamento permanente	Não	Sim
		Acompanhamento esporádico	Não	Sim
Relé de proteção	Média $R(t) = 0,8574$	Taxa de falha	$0,2 \times 10^{-6}$ (h)	
		Intervalo de manutenção periódica	2 anos	1053,97 meses (87,83 anos) Adotado: 7,5 anos
		Tempo de execução por relé	2 horas	
		Acompanhamento permanente	Não	Sim
		Acompanhamento esporádico	Não	Sim
Disjuntor a vácuo	Média $R(t) = 0,8574$	Taxa de falha	$0,46 \times 10^{-6}$ (h)	
		Intervalo de manutenção periódica	1 ano	458,25 meses (38,19 anos) Adotado: 7,5 anos
		Tempo de execução por disjuntor	2 horas	
		Acompanhamento permanente	Não	Sim
		Acompanhamento esporádico	Não	Sim

A tabela 27 apresenta os resultados obtidos para um período de cinco anos, considerando as duas condições:

Tabela 27: Caso 2 – Resultados obtidos.

	Método tradicional	Método Proposto
Disponibilidade média, considerando intervenções de manutenção	99,70%	99,95%
Tempo disponível do sistema (h)	43669,70	43777,31
Tempo Indisponível Total (h)	130,30	22,69

Os resultados demonstram que o método proposto na tese contribuiu para uma maior disponibilidade média do sistema, representando uma diminuição de 83% ou 107,61 horas no tempo indisponível em relação ao método tradicional.

A figura 62 apresenta a análise financeira para o período de 05 anos, quando comparado os dois métodos. Essa análise foi realizada considerando o preço do barril do petróleo tipo Brent variando entre US\$ 20 a 120/barril. Como pode ser observado na figura abaixo, a substituição do método tradicional pelo método proposto resulta em um ganho financeiro entre R\$ 8,9 e 53,8 milhões, num período de 05 anos, conforme o preço do barril de petróleo.

Figura 62 – Análise financeira considerando as técnicas de manutenção preventiva - configuração em paralelo

9.4 Caso 3 – arranjo k-de-n, sendo k=1 e n=3

Este caso considerou um arranjo k-de-n, sendo k=1 e n=3, conforme diagrama simplificado apresentado na figura 63. O investimento em geração, neste caso, é em três equipamentos de 100 MVA, totalizando uma capacidade instalada de 300 MVA. Trata-se de uma configuração usual em sistemas elétricos *offshore*.

Figura 63 – Configuração k-de-n, sendo k=1 e n=3

Funcionalmente, essa configuração implica nos requisitos operacionais apresentados na figura 64. Uma falha em um equipamento de dois conjuntos “Gerador, Relé e Disjuntor” não implica em falha do sistema de geração e distribuição principal de energia elétrica. Por esta razão, a criticidade dos equipamentos foi classificada qualitativamente como “Média”, atribuindo-se uma confiabilidade mínima de 85,74% aos equipamentos, aplicando-se o algoritmo proposto no item 8.2.2. Em termos quantitativos, o gerador elétrico foi avaliado em 53,12%, o relé de proteção em 54,68% e o disjuntor em 58,59%. Esta classificação se deve, basicamente, ao fato de haver redundância e da falha de dois conjuntos não impactar diretamente na continuidade operacional.

Figura 64 – Requisitos operacionais, configuração k-de-n, sendo k=1 e n=3

Foi estruturado o diagrama de blocos apresentado na figura 65, sendo simuladas 2 estratégias, com base nas filosofias e estratégias de manutenção apresentadas no item 8:

- Estratégia 1: Método tradicional;
- Estratégia 2: Método proposto na tese, considerando a filosofia de operações integradas.

Figura 65 – Diagrama de blocos – configuração k-de-n, sendo k=1 e n=3

Os principais dados utilizados na simulação são os mesmos apresentados na tabela 26. A tabela 28 apresenta os resultados obtidos para um período de cinco anos, considerando as duas condições:

Tabela 28: Caso 3 – Resultados obtidos.

	Método tradicional	Método Proposto
Disponibilidade média, considerando intervenções de manutenção	99,86%	99,97%
Tempo disponível do sistema (h)	43739,64	43784,71
Tempo Indisponível Total (h)	60,36	15,29

Os resultados demonstram que o método proposto na tese contribuiu para uma maior disponibilidade média do sistema, representando uma diminuição de 75% ou 45,07 horas no tempo indisponível em relação ao método tradicional.

A figura 66 apresenta a análise financeira para o período de 05 anos, quando comparado os dois métodos. Essa análise foi realizada considerando o preço do barril do petróleo tipo Brent variando entre US\$ 20 a 120/barril. Como pode ser observado na figura abaixo, a substituição do método tradicional pelo método proposto resulta em um ganho financeiro entre R\$ 3,9 e 23,4 milhões, num período de 05 anos, conforme o preço do barril de petróleo.

Figura 66 – Análise financeira considerando as técnicas de manutenção preventiva - configuração 1 de 3

9.5 Caso 4 – arranjo k-de-n, sendo k=2 e n=3

Este caso considerou um arranjo k-de-n, sendo k=2 e n=3, conforme diagrama simplificado apresentado na figura 67. O investimento em geração, neste caso, é em três equipamentos de 50 MVA, totalizando uma capacidade instalada de 150 MVA. Trata-se de uma configuração usual em sistemas elétricos *offshore*.

Figura 67 – Configuração k-de-n, sendo $k=2$ e $n=3$

Funcionalmente, essa configuração implica nos requisitos operacionais apresentados na figura 68. Uma falha em um equipamento do conjunto “Gerador, Relé e Disjuntor” não implica em falha do sistema de geração e distribuição principal de energia elétrica. Por esta razão, a criticidade dos equipamentos foi classificada qualitativamente como “Média”, atribuindo-se uma confiabilidade mínima de 85,74% aos equipamentos, aplicando-se o algoritmo proposto no item 8.2.2. Em termos quantitativos, o gerador elétrico foi avaliado em 53,12%, o relé de proteção em 54,68% e o disjuntor em 58,59%. Esta classificação se deve, basicamente, ao fato de haver redundância e da falha de um conjunto não impactar diretamente na continuidade operacional.

Figura 68 – Requisitos operacionais, configuração k-de-n, sendo k=2 e n=3

Foi estruturado o diagrama de blocos apresentado na figura 69, sendo simuladas 2 estratégias, com base nas filosofias e estratégias de manutenção apresentadas no item 8:

- Estratégia 1: Método tradicional;
- Estratégia 2: Método proposto na tese, considerando a filosofia de operações integradas.

Figura 69 – Diagrama de blocos – configuração k-de-n, sendo k=2 e n=3

Os principais dados utilizados na simulação são os mesmos apresentados na tabela 26. A tabela 29 apresenta os resultados obtidos para um período de cinco anos, considerando as duas condições:

Tabela 29: Caso 4 – Resultados obtidos.

	Método tradicional	Método Proposto
Disponibilidade média, considerando intervenções de manutenção	99,28%	99,87%
Tempo disponível do sistema (h)	43484,81	43741,79
Tempo Indisponível Total (h)	315,18	58,21

Os resultados demonstram que o método proposto na tese contribuiu para uma maior disponibilidade média do sistema, representando uma diminuição de 81% ou 256,97 horas no tempo indisponível em relação ao método tradicional.

A figura 70 apresenta a análise financeira para o período de 05 anos, quando comparado os dois métodos. Essa análise foi realizada considerando o preço do barril do petróleo tipo Brent variando entre US\$ 20 a 120/barril. Como pode ser observado na figura abaixo, a substituição do método tradicional pelo método proposto resulta em um ganho financeiro entre R\$ 21,4 e 128,5 milhões, num período de 05 anos, conforme o preço do barril de petróleo.

Figura 70 – Análise financeira considerando as técnicas de manutenção preventiva - configuração 2 de 3

9.6 Caso 5 – arranjo k-de-n, sendo k=2 e n=4

Este caso considerou um arranjo k-de-n, sendo k=2 e n=4, conforme diagrama simplificado apresentado na figura 71. O investimento em geração, neste caso, é em quatro equipamentos de 50 MVA, totalizando uma capacidade instalada de 200 MVA. Trata-se de uma configuração usual em sistemas elétricos *offshore*.

Figura 71 – Configuração k-de-n, sendo $k=2$ e $n=4$

Funcionalmente, essa configuração implica nos requisitos operacionais apresentados na figura 72. Uma falha em um equipamento de dois conjuntos “Gerador, Relé e Disjuntor” não implica em falha do sistema de geração e distribuição principal de energia elétrica. Por esta razão, a criticidade dos equipamentos foi classificada qualitativamente como “Média”, atribuindo-se uma confiabilidade mínima de 85,74% aos equipamentos, aplicando-se o algoritmo proposto no item 8.2.2. Em termos quantitativos, o gerador elétrico foi avaliado em 53,12%, o relé de proteção em 54,68% e o disjuntor em 58,59%. Esta classificação se deve, basicamente, ao fato de haver redundância e da falha de dois conjuntos não impactar diretamente na continuidade operacional.

Figura 72 – Requisitos operacionais, configuração k-de-n, sendo k=2 e n=4

Foi estruturado o diagrama de blocos apresentado na figura 73, sendo simuladas 2 estratégias, com base nas filosofias e estratégias de manutenção apresentadas no item 8:

- Estratégia 1: Método tradicional;
- Estratégia 2: Método proposto na tese, considerando a filosofia de operações integradas.

Figura 73 – Diagrama de blocos – configuração k-de-n, sendo k=2 e n=4

Os principais dados utilizados na simulação são os mesmos apresentados na tabela 26. A tabela 30 apresenta os resultados obtidos para um período de cinco anos, considerando as duas condições:

Tabela 30: Caso 5 – Resultados obtidos.

	Método tradicional	Método Proposto
Disponibilidade média, considerando intervenções de manutenção	99,75%	99,95%
Tempo disponível do sistema (h)	43689,19	43778,1
Tempo Indisponível Total (h)	110,81	21,9

Os resultados demonstram que o método proposto na tese contribuiu para uma maior disponibilidade média do sistema, representando uma diminuição de 80% ou 88,91 horas no tempo indisponível em relação ao método tradicional.

A figura 74 apresenta a análise financeira para o período de 05 anos, quando comparado os dois métodos. Essa análise foi realizada considerando o preço do barril do petróleo tipo Brent variando entre US\$ 20 a 120/barril. Como pode ser observado na figura abaixo, a substituição do método tradicional pelo

método proposto resulta em um ganho financeiro entre R\$ 7,4 e 44,5 milhões, num período de 05 anos, conforme o preço do barril de petróleo.

Figura 74 – Análise financeira considerando as técnicas de manutenção preventiva - configuração 2 de 4

9.7 Caso 6 – arranjo k-de-n, sendo k=3 e n=4

Este caso considerou um arranjo k-de-n, sendo k=3 e n=4, conforme diagrama simplificado apresentado na figura 75. O investimento em geração, neste caso, é em quatro equipamentos de 33,5 MVA, totalizando uma capacidade instalada de 134 MVA. Trata-se de uma configuração usual em sistemas elétricos *offshore*.

Figura 75 – Configuração k-de-n, sendo $k=3$ e $n=4$

Funcionalmente, essa configuração implica nos requisitos operacionais apresentados na figura 76. Uma falha em um equipamento do conjunto “Gerador, Relé e Disjuntor” não implica em falha do sistema de geração e distribuição principal de energia elétrica. Por esta razão, a criticidade dos equipamentos foi classificada qualitativamente como “Média”, atribuindo-se uma confiabilidade mínima de 85,74% aos equipamentos, aplicando-se o algoritmo proposto no item 8.2.2. Em termos quantitativos, o gerador elétrico foi avaliado em 53,12%, o relé de proteção em 54,68% e o disjuntor em 58,59%. Esta classificação se deve, basicamente, ao fato de haver redundância e da falha de um conjunto não impactar diretamente na continuidade operacional.

Figura 76 – Requisitos operacionais, configuração k-de-n, sendo k=3 e n=4

Foi estruturado o diagrama de blocos apresentado na figura 77, sendo simuladas 2 estratégias, com base nas filosofias e estratégias de manutenção apresentadas no item 8:

- Estratégia 1: Método tradicional;
- Estratégia 2: Método proposto na tese, considerando a filosofia de operações integradas.

Figura 77 – Diagrama de blocos – configuração k-de-n, sendo k=3 e n=4

Os principais dados utilizados na simulação são os mesmos apresentados na tabela 26. A tabela 31 apresenta os resultados obtidos para um período de cinco anos, considerando as duas condições:

Tabela 31: Caso 6 – Resultados obtidos.

	Método tradicional	Método Proposto
Disponibilidade média, considerando intervenções de manutenção	98,64%	99,76%
Tempo disponível do sistema (h)	43205,85	43696,02
Tempo Indisponível Total (h)	594,15	103,98

Os resultados demonstram que o método proposto na tese contribuiu para uma maior disponibilidade média do sistema, representando uma diminuição de 82% ou 490,17 horas no tempo indisponível em relação ao método tradicional.

A figura 78 apresenta a análise financeira para o período de 05 anos, quando comparado os dois métodos. Essa análise foi realizada considerando o preço do barril do petróleo tipo Brent variando entre US\$ 20 a 120/barril. Como pode ser observado na figura abaixo, a substituição do método tradicional pelo

método proposto resulta em um ganho financeiro entre R\$ 40,8 e 245,1 milhões, num período de 05 anos, conforme o preço do barril de petróleo.

Figura 78 – Análise financeira considerando as técnicas de manutenção preventiva - configuração 3 de 4

10 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Este trabalho apresentou o desenvolvimento de uma metodologia para definição da estratégia de manutenção de equipamentos elétricos em unidades *offshore* de produção de petróleo e gás baseada na filosofia de Operações Integradas.

Com o objetivo de pesquisar e desenvolver soluções de engenharia aplicada para aumento da eficiência dos processos de manutenção, em consonância com o estado da arte e melhores práticas de engenharia, a metodologia desenvolvida e proposta neste trabalho demonstrou sua eficácia através das análises dos casos apresentados no capítulo 9, cujos ganhos principais estão descritos abaixo (considerando um período de 05 anos).

Os resultados consideraram uma produção média diária de 2.000.000 de barris de óleo equivalente, produzidos por meio de 20 plataformas com capacidade de produção de 100.000 barris de óleo equivalente por dia cada.

Cabe destacar que os ganhos financeiros resultantes correspondem apenas aos equipamentos considerados no desenvolvimento do trabalho. Em uma plataforma real, considerando todos os equipamentos, os ganhos tendem a ser muito maiores.

- Em termos de disponibilidade:

Figura 79 – Comparativo de disponibilidade.

- Em termos de produção:

Figura 80 – Comparativo de produção

- Em termos de receita (R\$):

Figura 81 – Comparativo de receita

A tabela 32 apresenta um resumo dos ganhos obtidos com a metodologia proposta em relação à metodologia tradicional, considerando um período de 05 anos, a cotação do barril de petróleo tipo brent a USD 61,00 (valor projetado pela EIA - U.S. Energy Information Administration [164]) e do dólar a R\$ 3,20 (valor projetado pelo Banco Central do Brasil [163]).

Tabela 32: Resumo dos ganhos obtidos com a aplicação da metodologia proposta.

Configuração		Disponibilidade (%)	Produção (milhares de barris)	Receita (bilhões de R\$)
Tipo	Potência instalada (MVA)			
Série	100	+2,56	+93.363	+18.225
Paralelo	200	+0,25	+8.968	+1.751
1-3	300	+0,10	+3.756	+0.733
2-3	150	+0,59	+21.415	+4.180
2-4	200	+0,20	+7.410	+1.446
3-4	134	+1,12	+40.847	+7.973

Este trabalho não tem como objetivo definir qual a melhor configuração para o sistema de geração/distribuição elétrica, dado o fato de que a análise considerou apenas alguns equipamentos (acionadores do sistema de geração como, turbinas a gás, por exemplo, não foram considerados). A decisão por determinada configuração depende essencialmente da capacidade de investimento (CAPEX) de cada empresa. No trabalho desenvolvido nesta tese, a configuração que apresentou a maior disponibilidade foi a 1 de 3. Contudo, em todas as configurações estudadas o método proposto se confirmou mais eficiente que o método tradicional.

O método proposto na tese contribuiu para uma maior disponibilidade média dos sistemas analisados, dado que reduziu o número de intervenções de manutenção preventiva e consequentemente, a indisponibilidade dos equipamentos. A estratégia priorizando a manutenção baseada na condição, com verificações sistemáticas e mais frequentes realizada pela própria equipe da operação, também é um fator que influenciou no aumento da disponibilidade, sendo viável a estruturação de um grupo *onshore* para avaliar e planejar todas as intervenções decorrentes das verificações de campo. O ganho em confiabilidade também é significativo, dado que, com essa sistemática, eventuais defeitos são identificados ainda em fase inicial, evitando sua evolução para uma falha funcional.

As principais contribuições oriundas deste trabalho são:

- Metodologia para definição da estratégia de manutenção baseada em análise dos modos de falha e suas partes afetadas, inserindo um viés quantitativo da taxa de falha dos componentes/equipamentos para adequação dos intervalos de manutenção. O método também está estruturado de forma a definir a técnica de manutenção mais adequada para bloquear determinado modo de falha, priorizando as intervenções baseadas na condição. No contexto de Operações Integradas, diversas atividades de monitoramento foram identificadas e podem ser realizadas por equipes especializadas localizadas em ambiente *onshore*, otimizando e racionalizando os recursos a bordo das unidades *offshore*.
- Metodologia para estruturação hierárquica de equipamentos e instalações, com base em normas técnicas e práticas da indústria. Essa etapa é fundamental no processo de engenharia de manutenção, uma vez que uma boa manutenção começa por um bom cadastro de equipamentos. A estruturação hierárquica dos equipamentos e instalações permite o adequado planejamento das intervenções, agrupando-as funcionalmente, evitando que os itens manuteníveis de um conjunto sejam retirados de operação para manutenção individualmente, impactando a disponibilidade dos equipamentos. Uma adequada estruturação hierárquica também facilita a realização de estudos de confiabilidade, visto que representa blocos funcionais inseridos em um processo produtivo. Também é insumo para a gestão de estoque e materiais sobressalentes.
- Metodologia para definição da criticidade de equipamentos. A classificação adequada da criticidade permite uma melhor eficácia na escolha do tipo de manutenção (corretiva, preventiva ou preditiva) que determinado equipamento será submetido e para otimizar a aplicação dos recursos humanos e gestão dos custos. A metodologia proposta nesta tese considerou diversos fatores relevantes para manutenção e embasou a análise em normas técnicas da NORSOK. O critério de Mudge foi identificado como

adequado para realização das análises e ranqueamento dos fatores, sendo utilizado como ferramenta de apoio para definição quantitativa da criticidade dos equipamentos.

- Ampla revisão de normas, regulamentos e outros requisitos técnicos e legais que regem as atividades em ambientes *offshore* de produção de óleo e gás, com impacto relevante na definição das estratégias de manutenção.
- Inserção da disciplina de Engenharia e Planejamento de Manutenção como requisito de projeto de novas unidades, demonstrando as etapas de implantação de um projeto de capital e a importância da estruturação da manutenção e as atividades relacionadas.

10.1 Recomendações para trabalhos futuros

Com base nas pesquisas realizadas nesta tese, as seguintes oportunidades para trabalhos futuros foram identificadas:

- Aplicar a metodologia proposta na tese considerando equipamentos mecânicos, de instrumentação e automação;
- Ampliar a classe de equipamentos elétricos, expandindo a metodologia proposta na tese para outros tipos de equipamentos;
- Avaliar cadeia de suprimentos e estoque de materiais sobressalentes em ambientes *offshore*, considerando tempo de fornecimento e condições logísticas, bem como alternativas de fornecimento baseada na filosofia de Operações Integradas;
- Realizar análise de custos detalhada contemplando outros equipamentos, tais como turbinas a gás que acionam os geradores elétricos principais.

11 REFERÊNCIAS

- [1] Moubray, J. "RCM II Reliability-Centered Maintenance". 2ª Edição, Editora Industrial Press Inc, Nova York, 1997.
- [2] Takayama, M. A. S. "Análise de falhas aplicada ao planejamento estratégico da manutenção". Trabalho de conclusão de curso (Engenharia de Produção). Universidade Federal de Juiz de Fora, 2008.
- [3] Wyrebski, J. "Manutenção produtiva total – Um modelo adaptado". Dissertação (Mestrado em Engenharia de Produção). Universidade Federal de Santa Catarina. Florianópolis, 1998.
- [4] Smith, A. M; Hincheliffe, G. R. "RCM: Gateway to World Class Maintenance". 1ª Edição. Editora Elsevier, 2003. 337p.
- [5] NASA - National Aeronautics and Space Administration. "Reliability Centered Maintenance Guide for Facilities and Collateral Equipment". Washington D.C. 2000. 356p.
- [6] Nakajima, S. "Introduction to TPM: Total Productive Maintenance". 1ª Edição. Editora Productivity Press, 1988. 129p.
- [7] Wireman, T. "Total Productive Maintenance: An American Approach". 1ª Edição. Editora Industrial Press, 1992. 206p.
- [8] Labib, A. W. Next Generation Maintenance Systems: Towards the Design of a Self-maintenance *Machine*. In: "*IEEE International Conference on Industrial Informatics*", 2006.
- [9] Manickam, L. R. A. "Proposal for the fourth generation of maintenance and the future trends & challenges in production". Dissertação (Mestrado em Engenharia). Mälardalen University. Suécia, 2012.
- [10] Adamatti, G. A. "Gestão de Ativos". NTT Treinamentos Avançados. Rio de Janeiro, 2013.

- [11] BSI PAS 55. "Specification for the optimized management of physical assets". Londres, 2008.
- [12] Dunn, S. "The Fourth Generation of Maintenance". Disponível em: <http://www.plant-maintenance.com>. Acesso em 04/08/2013.
- [13] Wyder, C. G. "Preventive maintenance". 3ª Edição. Editora McGraw-Hill Company, Nova York, 1977.
- [14] 10 CFR 50.65 "Requirements for monitoring the effectiveness of maintenance at nuclear power plants", 2010.
- [15] NBR 5462. "Confiabilidade e manutenibilidade". Rio de Janeiro, 1994.
- [16] Silva, V. "Manutenção na Agroindústria de Citros". Monografia (Tecnólogo em Agronegócios). Centro Paula Souza. Taquaritinga, 2009.
- [17] BS EN 60300-3-14. "Dependability management. Application guide. Maintenance and maintenance support". Inglaterra, 2004.
- [18] Alkaim, J. L. "Metodologia para incorporar conhecimento intensivo às tarefas de manutenção centrada na confiabilidade aplicada em ativos de sistemas elétricos". Tese (Doutorado em Engenharia de Produção). Universidade Federal de Santa Catarina. Florianópolis, 2003.
- [19] Gits, C.W. Design of Maintenance Concepts. In: *"International Journal of Production Economics"*. Vol. 24, 1992.
- [20] McCall, J.J. "Maintenance Policies for Stochastically Failing Equipment: A Survey". Revista Management Science. Vol. 11, p.493-524. Califórnia, EUA, 1965.
- [21] Pierskalla, W. P.; Volker, J. A. A Survey of Maintenance Models: The Control and Surveillance of Deteriorating Systems. In: *"Naval Research Logistic Quartely"*. Vol 23, p.352-388, 1976.

- [22] Geraerds, W. M. J. Towards a Theory of Maintenance. In: *“Organization of Logistic Support Systems”*, p.197-219. Londres, 1972.
- [23] Nowlan, F. S.; Heap, H. F. “Reliability-Centered Maintenance”. Department of Defense. Report Number AD-AO66579. Washington D.C. 1978.
- [24] Monks, J. G. “Administração da Produção”. Editora McGraw-Hill Company, São Paulo, 1989. 466p.
- [25] Branco Filho, G. “Dicionário de termos de manutenção, confiabilidade e qualidade”. 3ª Edição. Editora Ciência Moderna Ltda, Rio de Janeiro, 2004.
- [26] ONS – Operador Nacional do Sistema. “Submódulo 20.1 – Definições e glossários”. Resolução Normativa nº 372/09, 2009.
- [27] Luz, A. F. “Uma metodologia baseada em algoritmo de otimização por enxame de partículas para manutenção preventiva focada em confiabilidade e custo”. Dissertação (Mestrado em Ciências em Engenharia Nuclear). Instituto de Engenharia Nuclear, Rio de Janeiro, 2009.
- [28] Nuñez, J. L. T. “Modelo para o gerenciamento de ativos de transmissão de energia elétrica”. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica). Universidade Federal de Santa Catarina. Florianópolis, 2004.
- [29] Petrillo, F. S. “Manutenção em sistemas de transmissão: dos conceitos às estratégias adotadas no Brasil”. Monografia (Especialista em Engenharia Elétrica). Universidade Federal de Santa Catarina. Florianópolis, 2007.
- [30] Pinto, A. K.; Xavier, J. A. N. “Manutenção Função Estratégica”. 4ª Edição. Editora Qualitymarck. Rio de Janeiro, 2012. 440p.
- [31] Hägerby, M.; Johansson, M. “Maintenance performance assessment – Strategies and indicators”. Dissertação de Mestrado. Linköping Institute of Technology. Noruega, 2002.

- [32] Chapin, N. Do we know what preventive maintenance is? In: *"IEEE Proceedings - International Conference on Software Maintenance"*, 2000.
- [33] Slack, N.; Chambers, S.; Johnston, R. "Administração da Produção". 2ª Edição. Editora Atlas. São Paulo, 2002. 754p.
- [34] Araújo, I. M.; Câmara, J. M. "Terotecnologia e tipos de manutenção". Revista O Setor Elétrico, v.49, p. 38-41, Fevereiro 2010.
- [35] Monchy, F. "A Função Manutenção". Editora Ebras. São Paulo, 1989. 424p.
- [36] Belmonte, D. L.; Scandelari, L. "Gestão do conhecimento: aplicabilidade prática na gestão da manutenção". Disponível em: http://www.pg.utfpr.edu.br/ppgep/Ebook/ARTIGOS2005/E-book%202006_artigo%2054.pdf. Acesso em: 10/08/2013.
- [37] Wilson, A. "Asset maintenance management – A guide to developing strategy and Improving Performances". 2ª Edição. Editora Industrial Press, 2008. 824p.
- [38] Singh, S. "Optimal maintenance policies applicable to repairable systems onboard ships". Dissertação (Master of Science in Operations Research). Naval Postgraduate School, Monterey, Califórnia, EUA. Março, 1991.
- [39] Wongmongkolrit, S. Work Force Scheduling for mixture policy of Preventive and Corrective maintenance. In: *"IEEE International Conference on Industrial Engineering and Engineering Management"*. p. 1365-1369. Cingapura, 2008.
- [40] Kouedeu, A. F. ; Kenne, J. P. ; Songmene, V. Production, Preventive and corrective maintenance planning in manufacturing systems under imperfect repairs. In: *"3rd IEEE International Workshop on Dependable Control of Discrete Systems (DCDS)"*. p. 59-64. Quebec, Canadá, 2011.

- [41] Gilardoni, G. L.; Colosimo, E. A. Optimal maintenance time for repairable systems. In: *"Journal of quality Technology"*. Vol. 39, p 48-53. Milwaukee, Wisconsin, EUA, 2007.
- [42] Kenne, J. P.; Boukas, E. K.; Gharbi, A. Control of production and corrective maintenance rates in a multiple-machine, multiple-product manufacturing system. In: *"Mathematical and Computer Modelling"*. Vol. 38, p. 351-365. Agosto, 2003.
- [43] Marcorin, W. R.; Lima, C. R. C. "Análise dos Custos de Manutenção e de Não-manutenção de Equipamentos Produtivos". Revista de Ciência e Tecnologia. Vol. 11, p. 35-42, 2003.
- [44] Giacomet, L. F. "Um Método para Determinação Qualitativa de Sobressalentes para Hidrogeradores". Dissertação (Mestrado em Engenharia de Produção). Universidade Federal de Santa Catarina. Florianópolis, 2001.
- [45] Tavares, L. A. "Administração Moderna da Manutenção". Editora Novo Pólo Publicações e Assessoria Ltda. Rio de Janeiro, 1999.
- [46] Löfsten, H. Management of industrial maintenance - economic evaluation of maintenance policies. In: *"International Journal of Operations & Production Management"*. Vol: 19, p. 716 – 737, 1999.
- [47] Tostengard, G. Good maintenance management. In: *"Performance Associates International"*. Arizona, EUA, 2001.
- [48] Jin, T.; Mechehoul, M. "Minimize production loss in device testing via condition based equipment maintenance". IEEE Transactions on Automation Science & Engineering. Vol. 7, p. 958-963, 2010.
- [49] Amayri, A. ; Tian, Z ; Jin, T. Condition Based Maintenance of Wind Turbine Systems Considering Different Turbine Types. In: *"IEEE International Conference on Quality, Reliability, Risk, Maintenance, and Safety Engineering (ICQR2MSE)"*. China, 2011.

- [50] Cooke, F. “Benchmarking og inikatorer innen vedlikehold”. Norsk Forening for Vedlikehold. Noruega, 2000.
- [51] Ministério do Trabalho e Emprego. “Norma Regulamentadora n.10 (NR-10)”, Segurança em instalações e serviços em eletricidade. Brasília, 2004.
- [52] Erthal, L. “Atmosferas Potencialmente Explosivas: Um estudo de caso como contribuição para a classificação de áreas na atividade da indústria do petróleo, química e petroquímica”. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Produção). Universidade Federal Fluminense, Niterói, 2004.
- [53] Bossert, J. A.; Hurst, R. W. “Hazardous locations: a guide for the design, construction and installation of electrical equipment”. Editora CSA International. Canadá, 1986. 123p.
- [54] NBR IEC 60079-17. “Atmosferas explosivas Parte 17: Inspeção e manutenção de instalações elétricas”. Rio de Janeiro, 2009.
- [55] Ministério do Trabalho e Emprego. “Norma Regulamentadora n.30 (NR-30), Anexo II”, Segurança e saúde no trabalho aquaviário - Plataformas e instalações de apoio. Brasília, 2011.
- [56] Ministério do Trabalho e Emprego. “Norma Regulamentadora n.13 (NR-13)”, Caldeiras e vasos de pressão. Brasília, 2008.
- [57] ANP - Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. “Regulamento Técnico do Sistema de Gerenciamento da Segurança Operacional das Instalações Marítimas de Perfuração e Produção de Petróleo e Gás Natural”. Disponível em www.anp.gov.br. Acesso em 27/10/13.
- [58] Fonseca, M. M. C. “Gestão em sistemas submarinos no segmento de Exploração e Produção da indústria do petróleo”. Dissertação (Mestrado em Sistemas de Gestão). Universidade Federal Fluminense, Niterói, 2011.

- [59] Bezerra, M. S. M. “A padronização de procedimentos como estratégia de sistematização do conhecimento: o caso da implantação do manual de segurança em uma empresa de energia”. Dissertação (Mestrado em Sistemas de Gestão). Universidade Federal Fluminense, Niterói, 2011.
- [60] ANP - Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. “Regulamento Técnico de Medição de Petróleo e Gás Natural”. Disponível em www.anp.gov.br. Acesso em 02/11/13.
- [61] NBR ISO 10012. “Sistemas de Gestão da medição - Requisitos para os processos de medição e equipamentos de medição”. Rio de Janeiro, 2004.
- [62] Nova Portaria ANP/Inmetro sobre medição fiscal abre espaço para tecnologias. Revista Controle e Instrumentação, v.188, p. 38-39, 2013.
- [63] Bronz, D. “Pesca e Petróleo na Bacia de Campos – RJ: Políticas de Licenciamento Ambiental no Mar: Atores e Visões”. Dissertação (Mestrado em Antropologia Social). Universidade Federal do Rio de Janeiro. 2005.
- [64] Marinha do Brasil. “Normas da Autoridade Marítima para Homologação de Helipontos instalados em Embarcações e em Plataformas Marítimas”. Disponível em www.dpc.mar.mil.br. Acesso em 03/11/13.
- [65] Gambirasio, G. “Confiabilidade de sistemas elétricos”. Universidade de São Paulo, 1980.
- [66] Lemos, B. J. A. “Análise RAMS na componente Manutenibilidade”. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica). Universidade Técnica de Lisboa, 2010.
- [67] Gulati, R. “Maintenance and Reliability Best Practices”. 2ª Edição. Editora Industrial Press, 2009. 416p.
- [68] Pereira, F. J. D.; Sena, F. M. V. “Fiabilidade e sua Aplicação à Manutenção”. Editora Publindústria, 2012. 200p.

- [69] Kececiloglu, D. B. "Reliability Engineering Handbook". 1ª Edição. Destech Publications, 2002. 720p.
- [70] Sellitto, M. A. "Formulação estratégica da manutenção industrial com base na confiabilidade dos equipamentos". Revista Produção, v.15, p.44-59, 2005.
- [71] Wuttke, R. A.; Sellitto, M. A. "Cálculo da disponibilidade e da posição na curva da banheira de uma válvula de processo petroquímico". Revista Produção. v. 8, 2008.
- [72] Smith, D. J. "Reliability, Maintainability and Risk". 7ª Edição. Editora Elsevier, 2005. 368p.
- [73] Duek, C. "Análise de confiabilidade na manutenção de componente mecânico de aviação". Dissertação (Mestrado em Engenharia de Produção). Universidade Federal de Santa Maria, 2005.
- [74] Siqueira, I. P. "Manutenção centrada em confiabilidade". Editora Qualitymark. Rio de Janeiro, 2005. 408p.
- [75] Lafraia, J. R. B. "Manual de Confiabilidade, Manutenibilidade e Disponibilidade". 1ª Edição. Editora Qualitymark, Rio de Janeiro, 2001. 388p.
- [76] Sellitto, M. A.; Borchadt, M.; Araújo, D. R. C. "Manutenção centrada em confiabilidade: uma abordagem quantitativa" Anais do XXII Encontro Nacional de Engenharia de Produção (ENEGEP). Curitiba, 2002.
- [77] Geraghty, T. "Obtendo efetividade do custo de manutenção através da integração das técnicas de monitoramento de condição, RCM e TPM". Disponível em: http://www.sqlbrasil.com.br/sql-RCM2-ttec_integracaombcrcmtpm.html. Acesso em 19/08/2013.
- [78] Smith, A. M. "Reliability-Centered Maintenance". 1ª Edição. Editora McGraw-Hill. EUA, 1993. 216p.

- [79] Conlon, J. C.; Lilius, W. A.; Tubbesing, F. H. "Test and Evaluation of System Reliability, Availability and Maintainability". Department of Defense. Report Number 3235.1-H. Washington D.C., 1982
- [80] Cunha, J. B. F. "Raciocínio baseado em caso: uma aplicação em manutenção de máquinas e equipamentos". Dissertação (Mestrado em Engenharia). Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2002.
- [81] NASA - National Aeronautics and Space Administration. "Systems Engineering Handbook". Washington D.C. 2007. 360p.
- [82] Stapelberg, R. F. "Handbook of Reliability, Maintainability and Safety in Engineering Design". Editora Springer. Londres, 2009. 827p.
- [83] Siewiorek, D. P.; Swarz, R. S. "The Theory and Practice of Reliable Systems Design". Editora Digital Press. 1982. 772p.
- [84] ASQ's Foundations in Quality – Module Six: Quantitative Methods. American Society for Quality, 2000.
- [85] Certified Quality Engineer Primer. 9ª Edição. Quality Council of Indiana, 2012. 878p.
- [86] Ferreira, E. "Análise de confiabilidade de sistemas redundantes de armazenamento em discos magnéticos". Dissertação (Mestrado em Engenharia). Universidade de São Paulo. 2003.
- [87] Araújo, E. G. "Confiabilidade aplicada a sistemas elétricos industriais". Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica). Universidade Federal de São João Del-Rei. Minas Gerais, 2011.
- [88] Reliasoft. Disponível em www.reliawiki.org/index.php/Main_Page. Acesso em 06/06/15.
- [89] Faulin, J.; Juan, A. A.; Serrat, C.; Barguenõ, V. "Predicting availability functions in time-dependent complex systems with SAEDES simulation

algorithms". Reliability Engineering & System Safety. Elsevier, vol. 93, p. 1761-1772, 2005.

- [90] Jardine, A. K. S.; Tsang, A. H. C. "Maintenance, Replacement, and Reliability -Theory and Applications". 2ª Edição. Editora CRC Press, 2006.
- [91] Rigone, E. "Metodologia para implantação da manutenção centrada na confiabilidade: uma abordagem fundamentada em sistemas baseados em conhecimento e lógica Fuzzy". Tese (Doutorado em Engenharia Mecânica). Universidade Federal de Santa Catarina. Florianópolis, 2009.
- [92] Bekkeheien, T. "Introducing Event-Driven Business Process Management to Integrated Operations: A Case Study". Dissertação (Mestrado). Universidade de Oslo, Noruega, 2010.
- [93] EIA - U.S. Energy Information Administration. Disponível em <http://www.eia.gov/countries/>. Acesso em 22/04/2015.
- [94] Holst, B.; Nystad, E. Oil & Gas offshore/onshore Integrated Operations – introducing the Brage 2010+ project. In: "*IEEE 8th Human Factors and Power Plants*". Noruega, 2007.
- [95] Andersen, S. "Improving Safety through Integrated Operations". Dissertação (Mestrado em Segurança, Saúde e Meio Ambiente). Norwegian University of Science and Technology, Noruega, 2006.
- [96] Kaarstad, M.; Rindahl, G. Shared collaboration surfaces to support adequate team decision processes in an integrated operations setting. In: "*ESREL 2011*". França, 2011.
- [97] Hauge, S.T. "A study of Integrated Operations on the Norwegian Continental Shelf". Dissertação (Mestrado em Ciências e Tecnologia). Universidade de Stavanger, Noruega, 2011.
- [98] Gonzales, J. J.; Qian, Y.; Sveen, F. O.; Rich, E. "Helping prevent information security risks in the transition to integrated operations", *Teletronikk*. Vol. 1, p.29-37, 2005.

- [99] Ringstad, A. J.; Andersen, K. Integrated operations and the need for a balanced development of people, technology and organisation. In: "International Petroleum Technology Conference". Dubai, 2007.
- [100] Norwegian Oil Industry Association. "Integrated Work Processes: Future work processes on the Norwegian Continental Shelf". Disponível em www.norskoljeoggass.no. Acesso em 25/08/2013.
- [101] Johnsen, S.; Ask, R.; Roisli, R. 2007, Reducing risk in oil and gas production operations. In: "*IFIP International Federation for Information Processing*". Vol. 253, p. 83-95, 2007.
- [102] Mu, L.; Prinz, A.; Reichert, F. Towards Integrated Operations for Ships. In: "*9th IEEE International Wireless Communications and Mobile Computing Conference (IWCMC)*". Itália, 2013.
- [103] Mori, H.; Hayashi, S. "Integrated Operation with maintenance alarm on an asset management system". Yokogawa Technical Report. V. 44, 2007.
- [104] Norwegian Oil Industry Association. "eDrift på norsk sokkel- det tredje effektiviseringsspranget". Disponível em www.norskoljeoggass.no. Acesso em 25/08/2013.
- [105] Rusa, R. IO valuation cases from the Petoro Assets on the NCS. In: "*The IO Conference*". Trondheim, Noruega, 2007.
- [106] Araújo, A. C. F.; Lima, E. N. "Aplicação da confiabilidade e a busca pela redução de incertezas como suporte para programas de gestão de ativos e excelência operacional". Simpósio Internacional de Confiabilidade. Florianópolis, 2013.
- [107] Calixto, E.; Bretas, R. "Análise RAM+L: Um estudo integrado de várias unidades de produção de uma refinaria". 23º Congresso Brasileiro de Manutenção. Santos, São Paulo, 2013.
- [108] NORSOK Z-008. "Criticality analysis for maintenance purposes". Noruega, 2001.

- [109] Faltinsen, O. M. "Ocean Technology Series – Sea Loads on Ships and Offshore Structures". Editora Cambridge University Press. 1998. 340p.
- [110] Oliveira, M. F. "Metodologia para aplicação de fontes renováveis de energia elétrica em plataformas marítimas de produção de petróleo e gás natural". Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica). Universidade de São Paulo. 2013.
- [111] Leffler, W.L.; Pattarozzi, R.; Sterling, G. "Deepwater: Petroleum Exploration & Production. A non technical guide". Editora Pennwell Publishing Company. 2011. 275p.
- [112] Petrobras: blog fatos e dados. Disponível em <http://fatosedados.blogspetrobras.com.br>. Acesso em 10/01/14.
- [113] International Maritime Organization. "MODU Code – Code for the construction and equipment of mobile offshore drilling units". Editora CPI Books Limited, 2010. 202p.
- [114] NBR IEC 14224. "Indústrias de Petróleo e Gás Natural – Coleta e Intercâmbio de dados de confiabilidade e manutenção para equipamentos". Rio de Janeiro, 2011.
- [115] Fabro, E. "Modelo para planejamento de manutenção baseado em Indicadores de criticidade de processo". Dissertação (Mestrado em Engenharia de Produção). Universidade Federal de Santa Catarina. Florianópolis, 2003.
- [116] Fuentes, F. F. E. "Metodologia para inovação da gestão de manutenção industrial". Tese (Doutorado em Engenharia Mecânica). Universidade Federal de Santa Catarina. Florianópolis, 2006.
- [117] Macedo, M. A. S. "Contribuição Metodológica para a determinação da criticidade de equipamentos na gestão da manutenção". Dissertação (Mestrado em Engenharia de Produção). Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Ponta Grossa, 2005.

- [118] Furmann, J. C. “Desenvolvimento de um modelo para melhoria do processo de manutenção mediante a análise de desempenho de equipamentos”. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Produção). Universidade Federal de Santa Catarina. Florianópolis, 2002.
- [119] Belmonte, D. L.; Scandelari, L.; Marçal, R.F.M.; Kovalski, J. L.. “Gestão da manutenção auxiliada pela gestão do conhecimento”. XXV Encontro Nacional de Engenharia de Produção (ENEGEP). Porto Alegre, 2005.
- [120] Sellitto, M. A.; Walter, C. “Medição e pré controle do desempenho de um plano de ações estratégicas em manufatura”. Revista Gestão e Produção, v.12, p. 443-458, 2005.
- [121] Csillag, J.M. “Análise do valor”. 4ª Edição. Editora Atlas. São Paulo, 1995. 370p.
- [122] Pereira Filho, R. R. “Análise do valor – Processo de melhoria contínua”. Editora Nobel. São Paulo, 1994. 186p.
- [123] Basso, J. L. “Engenharia e análise do valor”. Instituto IMAM. São Paulo, 1991. 193 p.
- [124] Bi, P.; Xue, J.; Ni, J.; Zhang, H.; Feng, T.; Li, M. Practice And Strategy For Condition Based Maintenance of Power Supply Equipment. In: *“IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exhibition: Asia and Pacific”*. Dalian, 2005.
- [125] IEC 60300-3-11. “Dependability Management – Parte 3-11: Application Guide – Reliability Centred Maintenance”, 1999.
- [126] Kume, H. “Quality Management in New-Product Development”. Editora Productivity & Quality Publishing Pvt. Ltd. 2004. 270p.
- [127] Palady, P. “FMEA. Análise dos Modos de Falha e Efeitos, Prevendo e prevenindo problemas antes que ocorram”. Editora Instituto IMAM, São Paulo, 2004. 270p.

- [128] Stamatis, D. H. "Failure Mode and Effects Analysis: FMEA from Theory to Execution". Editora ASQ Quality Press. Milwaukee, Wisconsin, 2003. 455p.
- [129] Villacourt, M. "Failure Mode and Effects Analysis (FMEA): A Guide for Continuous Improvement for the Semiconductor Equipment Industry". International Sematech, 1992.
- [130] MIL-STD-1629A. "Procedures for Performing a Failure Mode, Effects and Criticality Analysis". Military Standard, Naval Ship Engineering Center, Washington D.C., 1980.
- [131] OREDA – Offshore Reliability Data Handbook. Sintef, 5ª Edição. Oslo, Noruega, 2009.
- [132] IEEE 500. "IEEE Guide to the collection and presentation of electrical, electronic, sensing component and mechanical equipment reliability data for nuclear-power generating stations ", 1984.
- [133] Tao, B.; Zhu, L.; Ding, H.; Xiong, Y. "An alternative time-domain index for condition monitoring of rolling element bearings - a comparison study". Reliability Engineering & System Safety, v. 92, 2007.
- [134] Herraty, T. "Preventive maintenance bearing fruits". IEEE Manufacturing Engineer, v. 68, 1989.
- [135] Herbert, W. "Rolling element bearing basics in large electric motors". In: *"IEEE Conference Record of 2011 Annual Pulp and Paper Industry Technical Conference (PPIC)"*, 2011.
- [136] Blodt, M.; Granjon, P.; Raison, B.; Rostaing, G. Models for bearing damage detection in induction motors using stator current monitoring. In: *"IEEE International Symposium on Industrial Electronics"*, 2004.
- [137] Samanta, B.; Al-Balushi, K. R. "Artificial neural network based fault diagnostics of rolling element bearings using time-domain features". Mechanical Systems and Signal Processing, v. 17, 2003.

- [138] Gongora, W. S. “Uma abordagem neural no diagnóstico de falhas em rolamentos de indução trifásicos”. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica). Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Cornélio Procópio, 2013.
- [139] Kowalski, C. T.; Orlowska-Kowalska, T. “Neural networks application for induction motor faults diagnosis”. *Mathematics and Computers in Simulation*, v. 63, 2003.
- [140] Brito, J. N. “Desenvolvimento de um sistema inteligente híbrido para diagnóstico de falhas em motores de indução trifásicos”. Tese (Doutorado em Engenharia Mecânica). Universidade Estadual de Campinas, 2002.
- [141] Pereira, M. A. M. “Estudo de métodos de detecção de curto-circuito entre espiras em estatores de motores de indução trifásicos de baixa tensão”. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica). Universidade Federal de Santa Catarina. Florianópolis, 2008.
- [142] Penrose, H.W.; Jette, J. “Static motor circuit analysis: an introduction to theory and application”. *IEEE Electrical Insulation Magazine*, v. 16, 2000.
- [143] IEEE 43. “Recommended Practice for Testing Insulation Resistance of Electric Machinery”, 2013.
- [144] Bellini, A.; Filippetti, F.; Tassoni, C.; Capolino, G. A. Advances in Diagnostic Techniques for Induction Machines. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, v. 55, 2008.
- [145] Tetrault, S.; Stone, G.C.; Sedding, H.G. Monitoring partial discharges on 4 kV motor windings. In: “*IEEE Petroleum and Chemical Industry Conference*”, 1997.
- [146] Eaton. Disponível em www.eaton.com.br. Acesso em 21/01/14.
- [147] Baccarini, L. M. R. “Detecção e diagnóstico de falhas em motores de indução”. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica). Universidade Federal de Minas Gerais. Belo Horizonte, 2005.

- [148] Zimmerman, K. "SEL Recommendations on Periodic Maintenance Testing of Protective Relays". Disponível em www.energycentral.com/reference/whitepapers/103304/. Acesso em 28/08/15.
- [149] Gers, J. M.; Holmes, E. J. "Protection of electricity of distribution networks". 3ª Edição. Editora The Institution of Engineering and Technology. Inglaterra, 2011. 368p.
- [150] Chay, S. C.; Mazumdar, M. Determination of Test Intervals in Certain Repairable Standby Protective Systems. In: *"IEEE Transactions on Reliability"*, 1975.
- [151] Wang, R.; Xue, A.; Bi, T.; Huang, S. Relay replacement strategy based on the least unit life cycle cost with minimum maintenance model. In: *"IEEE 2011 International Conference on Advanced Power System Automation and Protection (APAP)"*. Pequim, China, 2011.
- [152] Fushou, S.; Wang, X. A new method for reliability analysis of protection in power system. In: *"Automation of Electric Power Systems"*. China, 2006.
- [153] Mozina, C. J.; Yalla, M. V. V. S. "Fundamental Reliability Considerations in the Design, Manufacturing and Application of Multifunction Digital Relays for Generator Protection". Canadian Electrical Association. Canadá, 1996.
- [154] Tavares, H. D. F. "Aplicação de metodologias RCM nos planos de manutenção de sistemas de proteção, comando e controle". Dissertação (Mestrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores). Universidade do Porto, 2012.
- [155] Kumm, J. J.; Weber, M.S.; Hou, D.; Schweitzer, E.O. "Predicting the optimum routine test interval for protective relays". *IEEE Transactions on Power Delivery*, 1995.

- [156] ABB. “VD4/R Disjuntores MT a vácuo para distribuição secundária”. Disponível em [https://library.e.abb.com/public/3982853e999e4255aa230060eacfa165/CA_VD4-R\(PT\)H_1VCP000263-1506.pdf](https://library.e.abb.com/public/3982853e999e4255aa230060eacfa165/CA_VD4-R(PT)H_1VCP000263-1506.pdf). Acesso em 28/08/15.
- [157] Xu-dong, L.; Xing-ming, F.; Xin, Z.; Qi-tao, Z. A vacuum interrupters internal pressure on-line condition monitoring system. In: “*IEEE 25th International Symposium on Discharges and Electrical Insulation in Vacuum (ISDEIV)*”. Rússia, 2012.
- [158] Cao, Y.; Yin, S; Zong, M; Hou, C. On-line Monitoring of Mechanical Characteristics for Vacuum Circuit Breaker. In: “*IEEE International Symposium on Discharges and Electrical Insulation in Vacuum (ISDEIV)*”. Japão, 2006.
- [159] Abraman. Disponível em www.abraman.org.br. Acesso em 08/01/15.
- [160] Rocha, G.; Dolezilek, D.; Ayello, F.; Oliveira, C. “Sistema de monitoramento de subestação de distribuição”. Disponível em www.selinc.com.br. Acesso em 08/01/15.
- [161] IEEE C37.10.1. “IEEE Guide for the Selection of Monitoring for Circuit Breakers”, 2001.
- [162] Beghim. Disponível em www.beghim.com.br. Acesso em 08/01/15.
- [163] Banco Central do Brasil. Disponível em <http://www.bcb.gov.br>. Acesso em 20/05/2015.
- [164] EIA - U.S. Energy Information Administration. Disponível em <http://www.eia.gov/forecasts/steo/>. Acesso em 20/05/2015.

12 ANEXOS

12.1 ANEXO A: Item 16.4 da NR-30 (Anexo II)

16.4 INSPEÇÃO E MANUTENÇÃO

16.4.1 As instalações e equipamentos das plataformas devem possuir plano de inspeção e manutenção devidamente documentado.

16.4.2 O plano de inspeção e manutenção deve contemplar, no mínimo:

- I. equipamentos, máquinas e instalações sujeitas a inspeção e manutenção;
- II. tipos de intervenções;
- III. procedimentos de inspeção e manutenção;
- IV. cronograma;
- V. identificação dos responsáveis;
- VI. quantidade, especialidade e capacitação dos trabalhadores;
- VII. procedimentos de segurança; e
- VIII. sistemas e equipamentos de proteção coletiva e individual.

16.4.3 A fixação da periodicidade das inspeções e das intervenções de manutenção deve considerar:

- I. o previsto nas Normas Regulamentadoras e normas técnicas;
- II. as recomendações do fabricante, em especial dos itens críticos à segurança do trabalhador;
- III. as recomendações dos relatórios de inspeções, de investigação de acidentes e incidentes do trabalho, elaborados pelo SESMT, SPIE ou CIPA;
- IV. as recomendações das análises de risco;
- V. a existência de condições ambientais agressivas;
- VI. as boas práticas de engenharia; e
- VII. as notificações das autoridades competentes.

16.4.4 As recomendações decorrentes das inspeções e manutenções devem ser devidamente registradas e implementadas com a determinação de prazos e de responsáveis pela execução.

16.4.5 Para a realização das inspeções e manutenções devem ser elaboradas análises de riscos e emitidas Permissões para Trabalho contendo procedimentos específicos de segurança e saúde para trabalhos:

- I. que possam gerar chamas, calor, centelhas ou ainda que envolvam o seu uso;
- II. em espaços confinados, conforme Norma Regulamentadora n.º 33 (NR-33);
- III. envolvendo isolamento de equipamentos e bloqueio/etiquetagem;
- IV. em locais elevados com risco de queda;
- V. com equipamentos elétricos, conforme NR-10;
- VI. submersos; e
- VII. outros cuja análise de riscos assim recomendar.

12.2 ANEXO B: SGSO - Prática de Gestão Nº 13: Integridade Mecânica

13.1 Objetivo

O objetivo desta prática de gestão é descrever os requisitos que devem ser considerados pelo sistema de gerenciamento de segurança operacional para que a Instalação, seus sistemas, estruturas e equipamentos, passem por inspeções, testes e manutenções necessárias, de forma planejada e controlada, buscando a integridade mecânica e Adequação ao Uso.

13.2 Planejamento de Inspeção, Teste, Manutenção e Suprimento de Materiais

O Operador da Instalação terá como atribuição:

13.2.1 Estabelecer planos e procedimentos para inspeção, teste e manutenção, a fim de buscar a integridade mecânica dos seus sistemas, estruturas, Equipamentos e Sistemas Críticos de Segurança Operacional. Tal documentação deverá estar alinhada com recomendações dos fabricantes, normas, padrões e boas práticas de engenharia.

13.2.2 Estabelecer procedimentos de inspeção, teste e manutenção que contenham instruções claras para condução segura das atividades.

13.3 Controle das Atividades O Operador da Instalação terá como atribuição:

13.3.1 Documentar todas as atividades relacionadas com integridade mecânica desenvolvidas a bordo.

13.3.2 Assegurar que os procedimentos operacionais, manuais ou qualquer outro documento referente à Instalação, aos seus sistemas, estruturas e equipamentos estejam acessíveis ao pessoal de manutenção (empregados ou contratados), quando aplicáveis.

13.3.3 Estabelecer requisitos de garantia da qualidade na execução dos procedimentos.

13.3.4 Garantir que todos os Equipamentos e Sistemas Críticos de Segurança operacional estejam cobertos pelos planos de inspeção, teste e manutenção.

13.3.5 Qualquer desvio das especificações de projeto deve ser abordada através dos requisitos da prática de gestão de Gerenciamento De Mudanças.

13.4 Monitoramento e Avaliação de Resultados

O Operador da Instalação será responsável por monitorar e avaliar os resultados das inspeções e testes.

12.3 ANEXO C: SGSO - Prática de Gestão Nº 11: Elementos Críticos de Segurança Operacional

11.1 Objetivo

O objetivo desta prática de gestão é descrever os requisitos que devem ser considerados pelo sistema de gerenciamento de segurança operacional para identificar os Elementos Críticos de Segurança Operacional da Instalação e estabelecer sistemas de gerenciamento e controle dos mesmos.

11.2 Identificação dos Elementos Críticos de Segurança Operacional

11.2.1 O Operador da Instalação identificará e descreverá as características essenciais e as funções dos Elementos Críticos de Segurança Operacional, os quais são classificados em três categorias:

- a) Equipamentos Críticos de Segurança Operacional;
- b) Sistemas Críticos de Segurança Operacional; e
- c) Procedimentos Críticos de Segurança Operacional.

Os elementos são considerados críticos quando essenciais para a prevenção ou mitigação ou que, em caso de falha, possam provocar um acidente operacional.

11.3 Gerenciamento e Controle dos Elementos Críticos de Segurança Operacional

11.3.1 O Operador da Instalação estabelecerá procedimentos de contingência e definirá um sistema de aprovação e de controle dos mesmos, a ser utilizado quando Equipamentos ou Sistemas Críticos de Segurança Operacional estejam em condições degradadas ou fora de operação.

11.3.2 Tais procedimentos estabelecerão medidas temporárias que possam suprir a falta de Equipamentos ou Sistemas Críticos de

Segurança Operacional, devido à falha, degradação ou fora de operação. Tais medidas deverão incluir, quando aplicável:

- a) Implantação de controles alternativos equivalentes;
- b) Redução e limitação da produção; e
- c) Isolamento e parada de equipamentos, sistemas, instalações.

11.3.3 O Operador da Instalação estabelecerá o prazo em que os procedimentos temporários serão permitidos, até que as medidas corretivas sejam tomadas.