

Faculdade de Ciências e Tecnologia
Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores

METODOLOGIA *RELIABILITY CENTERED MAINTENANCE* APLICADA NUMA
CENTRAL DE CICLO COMBINADO EM AMBIENTE DE MERCADO DE ENERGIA
ELÉTRICA LIBERALIZADO

Marco António Caetano Lourenço das Neves

Dissertação no âmbito do Mestrado Integrado de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores na Área de Especialização em Automação, orientada pelo Professor Doutor Álvaro Filipe Peixoto Cardoso de Oliveira Gomes e apresentada à Faculdade de Ciências e Tecnologia / Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores

Setembro de 2018



UNIVERSIDADE D
COIMBRA





FACULDADE DE
CIÊNCIAS E TECNOLOGIA
UNIVERSIDADE D
COIMBRA



METODOLOGIA *RELIABILITY CENTERED MAINTENANCE* APLICADA NUMA
UMA CENTRAL DE CICLO COMBINADO EM AMBIENTE DE MERCADO DE
ENERGIA ELÉTRICA LIBERALIZADO

Marco António Caetano Lourenço das Neves

ORIENTADOR

Professor Doutor Álvaro Filipe Peixoto Cardoso de Oliveira Gomes

PRESIDENTE JÚRI

Professor Doutor Carlos Alberto Henggeler de Carvalho Antunes

VOGAL

Professora Doutora Teresa Martinez dos Santos Gomes

Agradecimentos

Um agradecimento especial ao Professor Doutor Álvaro Filipe Peixoto Cardoso de Oliveira Gomes pelo seu acolhimento e total disponibilidade para com esta dissertação de cariz de aplicabilidade industrial, no seio académico universitário.

Expresso aqui, nestas singelas palavras, a minha gratidão ao Gaspar, à Márcia, à Lurdes, ao Edmundo, à Eliete, ao Manuel, à Andreia, ao Rui e ao Nuno, a vossa paciência e companhia nesta jornada.

Um sentido e profundo agradecimento à minha equipa diária, nos bons, mas sobretudo nos momentos mais difíceis Gonçalo Filipe, Gonçalo José, Edgar, Filipe, Romeu, Bruno, Ângelo e João, que se tornam imprescindíveis ao sucesso de todos nós.

Neste projeto um agradecimento especial ao Cid Torres, Henrique Martins e Santos Silva pela transmissão de conhecimentos que permitiu a construção de uma nova etapa na minha vida profissional.

Resumo

O mercado de energia elétrica em Portugal evoluiu de totalmente regulado para liberalizado, passando por várias etapas. Atualmente com o Mercado Ibérico de Energia Elétrica MIBEL, a produção de energia elétrica caracteriza-se por um ambiente competitivo com diversos fatores como a entrada das renováveis, as condições hidrológicas, a descarbonização do parque electroprodutor, com o respetivo contrabalanço da variabilidade do consumo assente na base económica com as conhecidas flutuações.

Apresentando estes pressupostos do mercado, uma central de ciclo combinado a gás natural, que inicialmente, em projeto, incorporava a base do diagrama, procura agora flexibilizar-se e entrar nas oportunidades de mercado, por forma a maximizar o retorno do investimento. Um pilar extremamente importante nesta posição perante o mercado é a função manutenção e a sua estratégia.

A manutenção procura exponenciar a disponibilidade dos equipamentos com elevados padrões de fiabilidade. Para conseguir este objetivo, a estratégia da manutenção passa por utilizar ferramentas que permitam a otimização dos seus planos de manutenção, como o Plano de Manutenção Preventiva. A metodologia *Reliability Centered Maintenance* RCM produz resultados no sentido da gestão da manutenção, do equipamento, com base na sua criticidade no processo e custos (de corretiva e de preventiva).

Enquadrando a metodologia RCM e a voracidade e velocidade de resultados em mercado, as empresas do sector elétrico, optam pela aplicação do *Streamlined Reliability Centered Maintenance* SRCM, que produz resultados mais rápidos, e comprovados pelo *Electrical Power Research Institute* EPRI, fiáveis como o RCM. O objetivo desta dissertação é expor a aplicação do SRCM a um sistema da central de ciclo combinado – sistema elétrico de muita alta tensão (subestação).

O presente trabalho foi desenvolvido no âmbito da unidade curricular Dissertação do Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores, lecionada no Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores da Faculdade de Ciências e Tecnologias da Universidade de Coimbra, no ano letivo 2017/2018.

PALAVRAS-CHAVE: Mercado elétrico liberalizado, RCM, Plano Manutenção Preventiva, SRCM, Fiabilidade, Gestão de Ativos.

Abstract

The electricity market in Portugal has developed from fully regulated to liberalized, going through several stages. Currently with MIBEL, the production of electric energy is characterized by a competitive environment with several factors such as the entry of renewables, hydrological conditions, decarbonization of the generation portfolio, with the respective other side of the coin with the variability of the demand, based on the variations of the economic.

With these market assumptions, a natural gas combined cycle plant, which initially design to be working in the basis of the load profile, now seeks to become more flexible and to be ready for market opportunities, in order to maximize the return on investment. An extremely important support of this position is the maintenance function and its strategy.

Maintenance seeks to expose the availability of equipment with high standards of reliability. To achieve this goal, the maintenance strategy is to use tools/methods that allow the optimization of the maintenance plans, such as the Preventive Maintenance Plan. The Reliability Centered Maintenance RCM is one of the methodology that produces results in the management of maintenance, based on equipment criticality in the process and costs (corrective and preventive maintenance).

Because of the voracity and speed of results in the market, companies in the electricity sector had made the option for implement Streamlined Reliability Centered Maintenance SRCM, which produces faster results and proven by EPRI, with the same quality of the RCM. The objective of this thesis is to describe the implementation of the SRCM to a system of combined cycle power plant – substation system.

The present work was developed under the scope of the curricular unit Masters' thesis in Electrical and Computer Engineering, taught in the Department of Electrical and Computer Engineering of the Faculty of Science and Technology, Coimbra University, in the school year 2017/2018.

KEYWORDS: *Electrical Liberalized Market, RCM, Preventive Maintenance Plan, Reliability, Asset Management.*

Conteúdo

Agradecimentos	3
Resumo	4
Abstract.....	6
Conteúdo.....	7
Lista de Acrónimos.....	8
Lista de Figuras.....	9
Lista de Tabelas	10
1. Introdução	11
2. Central de ciclo combinado a gás natural.....	15
3. Enquadramento da Central Termoelétrica de Lares no mercado liberalizado.....	27
4. Manutenção na Central Termoelétrica de Lares.....	36
5 - RCM – Reliability Centered Maintenance.....	44
6 - Caso de estudo – Aplicação de SRCM nos sistemas elétricos da central	49
7. Conclusões e trabalho futuro	58
8. Referências bibliográficas	59
Apêndices.....	60

Lista de Acrónimos

RCM – *Reliability Centered Maintenance*
SRCM – *Streamlined Reliability Centered Maintenance*
PMP – Plano de Manutenção Preventiva
MIBEL – Mercado Ibérico de Eletricidade
MIBGÁS – Mercado Ibérico de Gás Natural
RBM – *Risk Based Maintenance*
EPRI – *Electric Power Research Institute*
CESE – Contribuição Extraordinária sobre o Sector Energético
MTBF - *Mean Time Between Failure*
MTTF – *Mean Time to Failure*
MTTR - *Mean Time To Repair*
MTW – *Meanwhile Time*
UNGE – Unidade de Negócio de Gestão de Energia
CAE – Contrato de Aquisição de Energia
CMEC – Compensação para a Manutenção de Equilíbrio Contratual
PRO – Produtor em Regime Ordinário
PRE – Produtor em Regime Especial
SEN – Sistema Elétrico Nacional
CIEG - Custos de Interesse Económico Geral
ISO – *International Organization for Standardization*
REN – Redes Energéticas Nacionais
VLE – Valor Limite de Emissão
APA – Agência Portuguesa do Ambiente
SAP-PM – Módulo do Sistema de Gestão da Manutenção SAP

Lista de Figuras

Figura 2.1 – Ciclo de *Brayton* ideal

Figura 2.2 – Ciclo de *Brayton* em condições não ideais

Figura 2.3 – Ciclo *Brayton* – *Temperatue vs Entropy*

Figura 2.4 – Ilustração das perdas no processo da turbina a gás

Figura 2.5 – Ciclo de *Rankine*

Figura 2.6 – Ilustração das perdas no ciclo combinado

Figura 4.1 – Tipos de manutenção

Figura 4.2 – Atividades da manutenção condicionada

Figura 4.3 – Evolução do estado de condição de um equipamento

Figura 4.4 – Ilustração equilíbrio risco – desempenho – custos

Figura 4.5 – Conceito de Disponibilidade

Figura 4.6 – Evolução do paradigma das politicas de manutenção

Figura 6.1 – Desenho em corte do Sistema de Muita Alta Tensão

Figura 6.2 – Definição Limites Sistema Muita Alta Tensão

Figura 6.3 – Atualização das posições funcionais

Figura 6.4 – Análise da criticidade de posições funcionais

Figura 6.5 – Identificação de mecanismos de falha e ações de manutenção

Figura 6.6 -Atividades de manutenção constituintes do plano de manutenção

Figura 6.7 – Cálculo horas por atividades de manutenção após análise RCM

Figura 6.8 – Excerto do desenho do PMP

Figura 6.9 – Exibição Vista Plano Manutenção Parque Linhas Grupo 1

Figura 6.10 – Hardware e plataforma móvel da manutenção

Lista de Tabelas

Tabela 2.1 – Características da turbina a gás da Central Termoelétrica de Lares

Tabela 2.2 – Características da turbina a vapor da Central Termoelétrica de Lares

Tabela 2.3 – Características da caldeira recuperativa da Central Termoelétrica de Lares

Tabela 2.4 – Características do condensador da Central Termoelétrica de Lares

Tabela 2.5 – Características do gerador da Central Termoelétrica de Lares

Tabela 2.5 – Características do gerador da Central Termoelétrica de Lares

Tabela 2.6 – Características do transformador principal da Central Termoelétrica de

Tabela 2.7 – Características do transformador auxiliar de grupo da Central Termoelétrica de Lares

1. Introdução

O Sistema Elétrico Nacional tem sofrido ao longo dos últimos anos uma transformação por forma a adaptar-se ao conceito de mercado livre de energia elétrica. Este processo revestiu-se de um conjunto de legislação nacional, suportada na regulamentação europeia, produzida para este efeito, com dois primordiais objetivos:

- Proporcionar a criação de um mercado elétrico, sustentável, em que todos os operadores tenham uma efetiva igualdade de direitos e de obrigações;
- Promover a criação e consolidação de um mercado de fornecimento de eletricidade a clientes em condições de concorrência e competitivas.

Assim temos que as regras de funcionamento do sector da eletricidade têm vindo a ser alteradas, em particular nos Estados Membros da União Europeia, em grande medida como decorrência de Diretivas Comunitárias que visam o desenvolvimento do Mercado Interno Europeu da Energia. Este processo, para além de pressupor alguma harmonização regulatória entre os diversos mercados nacionais (para facilitar uma gradual integração destes mercados), exigiu a separação das atividades do sector elétrico distinguindo o que se deveria manter como monopólio do que poderia beneficiar ao ser submetido a um regime de livre concorrência.

Em Portugal, a exemplo do que ocorreu na maioria dos países europeus, o processo de liberalização do sector elétrico desenrolou-se de forma faseada. Procurando o foco numa fase mais recente, o Terceiro Pacote Energético, assente nas novas leis de base do Sistema Elétrico Nacional (Decretos-Lei n.º 215-A/2012 e 215-B/2012) e do Sistema Nacional de Gás Natural (Decretos-Lei n.º 230/2012 e 231/2012) vão ao encontro do desenvolvimento de um código da energia que reforça a segurança jurídica e a transparência no setor. Decorrente desta transformação temos as consequências de:

- passagem de mercado regional para mercado europeu;
- conceito dinâmico de eletricidade para energia – MIBEL e MIBGÁS

Este enquadramento do sector de energia elétrica vai sofrendo alterações, de acordo com a política energética nacional, que advêm do cumprimento de metas da União Europeia. Estas metas para 2020 são traduzidas nos instrumentos Plano Nacional de

Ação para a Eficiência Energética, e o Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis, que foram adotadas em 2013.

Neste cenário as unidades de produção de energia elétrica surgem num contexto de liberalização, sem garantias de retorno de investimento, como outrora em projetos com rentabilidades cobertas pela venda de energia elétrica e disponibilidade da unidade.

1.1. Motivação

“Se a estrutura legal, regulatória, os objetivos da empresa e expectativas dos clientes se alteraram ao longo dos anos, porque é que a abordagem à manutenção e gestão de ativos deve continuar idêntica?” [1]

No contexto pós crise económica de 2009 assistiu-se à estagnação da economia nacional o que repercutiu no consumo elétrico nacional. A satisfação deste consumo elétrico era realizada, com base nas tecnologias de produção por ordem de mérito económico e enquadramento regulatório. As tecnologias em Produção em Regime Especial PRE e com contratos estabelecidos (CAEs e CMECs) satisfazem, em prioridade, o referido consumo. Assim, o que em anos anteriores se previu serem as necessidades energéticas do país, acabou por se revelar desproporcional face ao mercado atual, originando um excesso de capacidade de geração de energia.

E é neste cenário, aliado aos preços de gás natural, que torna uma central de ciclo combinado a gás natural uma tecnologia não competitiva no mercado. Assistiu-se entre 2010 e 2015 a empresas do sector a tomar a decisão de hibernar várias unidades de ciclo combinado, por forma a minimizar os prejuízos e adiar o retorno do investimento para um futuro a médio prazo. Outras empresas, que pelo facto de estarem dotadas de um portfolio misto de tecnologias no seu parque produtor, enveredaram por outro caminho, nomeadamente, a criação de estratégias para colocar em mercado a sua produção, como por exemplo:

- flexibilização do ciclo combinado para realizar elevado número de ciclos de arranques/paragens;
- arranque rápidos;
- saídas rápidas de paralelo com a rede;
- diminuição do mínimo técnico de exploração;
- procedimentos de grupo em prontidão entre o ciclo de paragem (pós ponta da noite) e arranque (antes da ponta da manhã);
- operação em carga parcial com transição entre patamares de carga de forma mais rápida e estável – gradiente de subida e descida;
- oferta de serviços de regulação secundária com a incorporação dos benefícios anteriores (gradientes de transição e mínimo técnico)

Todos estes pontos abordados na perspetiva da operação de uma unidade de ciclo combinado são um dos pontos da gestão do ativo térmico. Um outro ponto fulcral a esta gestão do ativo é a função manutenção. A manutenção estabelecida para este ativo tinha por base o funcionamento do grupo em condições diferentes das praticadas, um cenário de menos flexibilidade de operação. Este quadro traduz-se em duas vertentes na manutenção:

- impacto na vida útil dos equipamentos;
- gestão da manutenção e suas estratégias.

No quadro anterior do atual mercado liberalizado de energia elétrica, a concorrência e a competitividade fazem com que as empresas atentas considerem que é decisivo o seguimento de estratégias de manutenção voltadas para:

- o aumento da eficiência,
- redução do custo do ciclo de vida e
- aumento da vida útil dos ativos de produção.

E é neste contexto, que esta dissertação pretende abordar uma ferramenta e a sua aplicação na gestão da manutenção, neste novo contexto da unidade de ciclo combinado, com as valências de flexibilização enumeradas anteriormente. A ferramenta é o *Reliability Centered Maintenance RCM* aplicado de forma simplificada a centrais de

produção de energia elétrica, em que surge como um meio para atingir competitividade nos custos de produção através da otimização de manutenção.

As práticas utilizadas na manutenção dos equipamentos dos ativos térmicos e hídricos eram por vezes mantidas inalteradas durante décadas, o que constitui uma vantagem e desvantagem para os sistemas. A desvantagem existente prende-se com o facto de as atividades da manutenção utilizadas por vezes terem 10, 20 ou até 50 anos e não estarem adequadas tendo em conta os requisitos e as especificações atuais. A vantagem prende-se com elevada experiência das empresas na operação e manutenção dos equipamentos e na margem de evolução existente, tendo em conta as práticas atualmente utilizadas [1]. A aplicação do RCM à manutenção dos equipamentos permite a análise e ajustamento das práticas ao novo contexto e também à forma de contratação dos serviços de manutenção.

1.2. Estrutura da dissertação

A presente dissertação encontra-se dividida em sete capítulos.

No primeiro capítulo fez-se uma introdução à temática abordada e apresentou-se a motivação para a realização deste trabalho. No capítulo 2, é feita uma abordagem ao princípio de funcionamento de uma central de ciclo combinado e sua caracterização com base nas especificações técnicas. O terceiro capítulo apresenta o enquadramento da central no atual mercado liberalizado. No capítulo 4 serão apresentadas todas as práticas de manutenção da central, por forma a se poder realizar um comparativo com os resultados após a aplicação do RCM. No capítulo 5 é apresentada a metodologia RCM e o procedimento da sua aplicação. O sexto capítulo é reservado para o caso de estudo. No capítulo 7 serão evidenciadas as principais conclusões retiradas deste trabalho e descritos os potenciais desenvolvimentos futuros.

2. Central de ciclo combinado a gás natural

Uma central de ciclo combinado a gás natural é uma unidade de produção de energia elétrica com base em energia primária de um recurso não renovável de origem fóssil. A aplicação do princípio da conservação de energia materializa-se na transformação da energia térmica, presente na energia potencial do combustível, em energia elétrica à saída do gerador. Neste processo a energia passa por outras formas.

A expressão ciclo combinado advém da coexistência de dois ciclos termodinâmicos a contribuir para a produção da energia elétrica: ciclo de *Brayton*, associado à turbina a gás; e o de *Rankine*, associado ao ciclo de água-vapor/turbina a vapor. A turbina a gás é responsável por 2/3 da produção total e a turbina a vapor por um 1/3.

2.1 Ciclo de *Brayton* – Turbina a Gás

O ciclo de *Brayton* ideal caracteriza-se por 4 processos traduzidos na figura 2.1. [8]

1-2 Compressão isentrópica

2-3 Fornecimento de calor a pressão constante

3-4 Expansão isentrópica

4-1 Rejeição de calor a pressão constante

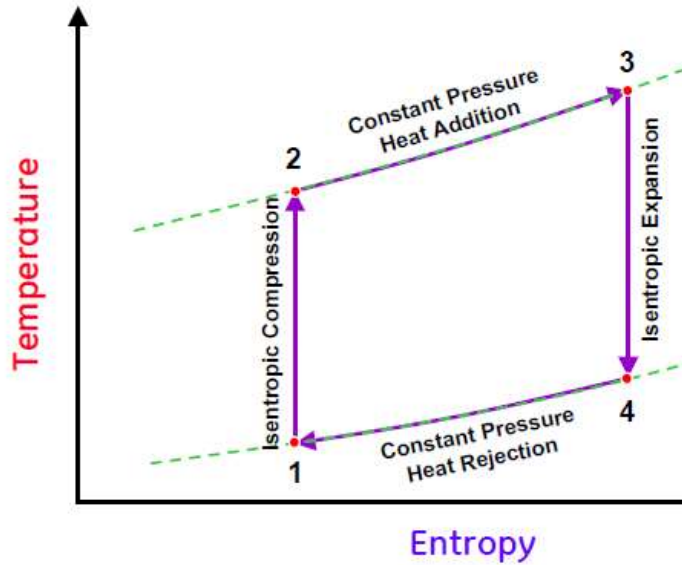


Figura 2.1 – Ciclo de *Brayton* ideal [10]

Ao transferir estes processos para uma turbina a gás (figuras 2.1 e 2.2) temos fatores que influenciam com perdas de eficiência, nomeadamente, a nível de condições ambientais (temperatura ambiente e humidade relativa), perdas de pressão em processos de compressão e arrefecimento e perdas na combustão.

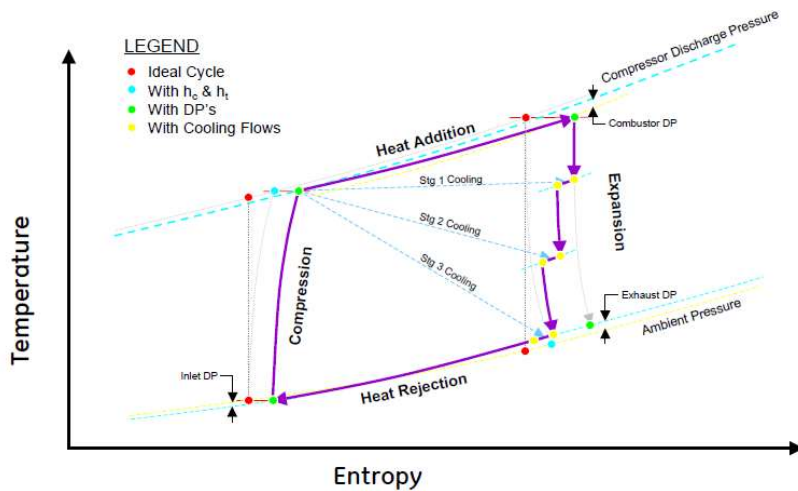


Figura 2.2 – Ciclo de *Brayton* em condições não ideais [10]

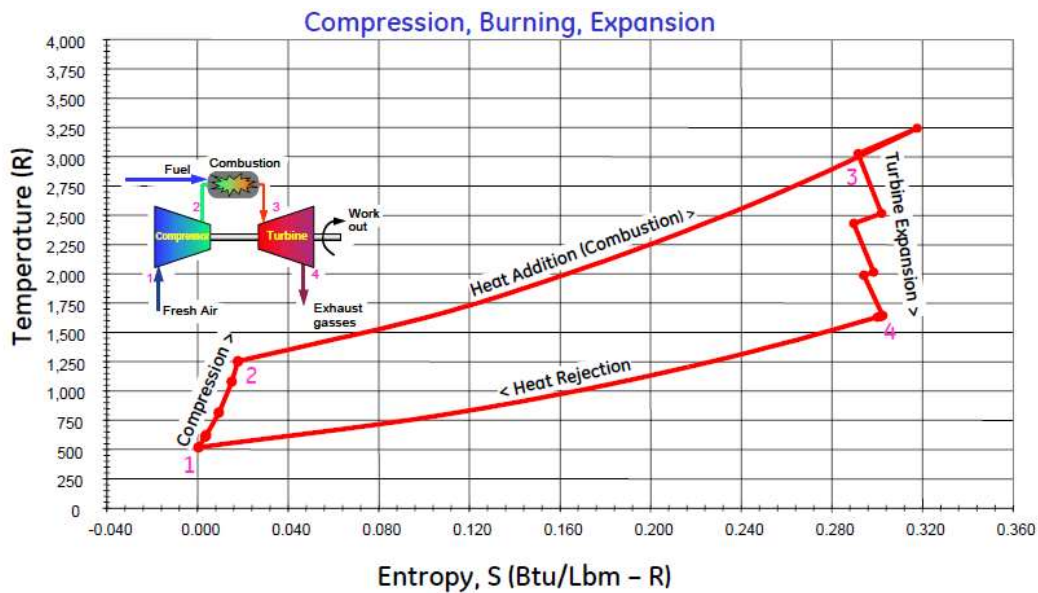


Figura 2.3 – Ciclo *Brayton* – *Temperatue vs Entropy* [10]

A eficiência do ciclo de *Brayton* encontra-se no intervalo de 38 a 45%, e é expresso como

$$efici\ência = 1 - rp^{\frac{1-k}{k}}$$

em que rp é a taxa de compressão do compressor, e k é o calor específico do fluido.

No ciclo da turbina a gás os três parâmetros mais significativos são:

- a temperatura de combustão, que anda na ordem dos 1400°C, que representa o ponto mais elevado do ciclo (2-3);
- a taxa de compressão, definida pelas pressões absolutas de descarga e entrada do compressor (1-2);
- potência específica, corresponde à relação da potência de saída da turbina a gás com o fluxo de ar do compressor.

Assim os fabricantes procuram a melhoraria da eficiência do compressor-turbina a gás com base na utilização de temperaturas superiores na combustão, e com melhorias nos mecanismos de arrefecimento das pás e no seu revestimento com materiais resistentes ao calor, tais como materiais cerâmicos. Contudo, estes ciclos apresentam

uma desvantagem inerente: os gases de exaustão da turbina a gás apresentam-se com temperaturas muito elevadas (geralmente acima dos 600°C), o que representa imensa energia desperdiçada. Desta forma, torna-se interessante tirar proveito desta característica do ciclo de turbina a gás e utilizar os gases de escape como fonte de energia para um ciclo inferior, tal como um ciclo de água-vapor. A energia é recuperada dos gases de escape pela transferência de calor para o vapor através de um permutador de calor que se designa de caldeira recuperativa.

Na figura 2.4 ilustra-se os valores de eficiência da turbina a gás e as respetivas perdas, que os fabricantes procuram diminuir por forma a aumentar o rendimento. As características da turbina a gás da Central Termoelétrica de Lares são apresentadas na tabela 2.1.

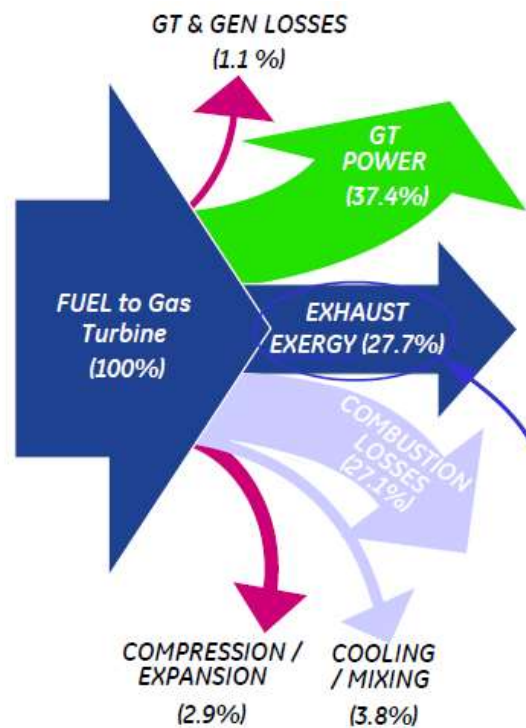


Figura 2.4 – Ilustração das perdas no processo da turbina a gás [11]

Fabricante	General Electric
Modelo	PG9371FB
Potência nominal	294,85MW
Compressor: número de andares	18
Turbina: número de estágios	3
Câmaras de combustão	18 dispostas em anel, <i>Dry Low NOx 2.6+</i>
Temperatura de combustão	> 1538 °C
Velocidade	3000 rpm
Virador	Elétrico/Pneumático
Consumo específico combustível Gás Natural	6233 kJ/kWh (<i>Base Load</i>)

Tabela 2.1 – Características da turbina a gás da Central Termoelétrica de Lares

2.2 – Ciclo de *Rankine* – Água-Vapor - Turbina a Vapor

As centrais térmicas clássicas têm por base o ciclo de *Rankine*, em que é um ciclo termodinâmico onde a energia sob a forma de calor é transformada em energia mecânica – trabalho. Este ciclo aplica-se ao ciclo da turbina a vapor, em que se fornece calor a um ciclo fechado de água-vapor. [8]

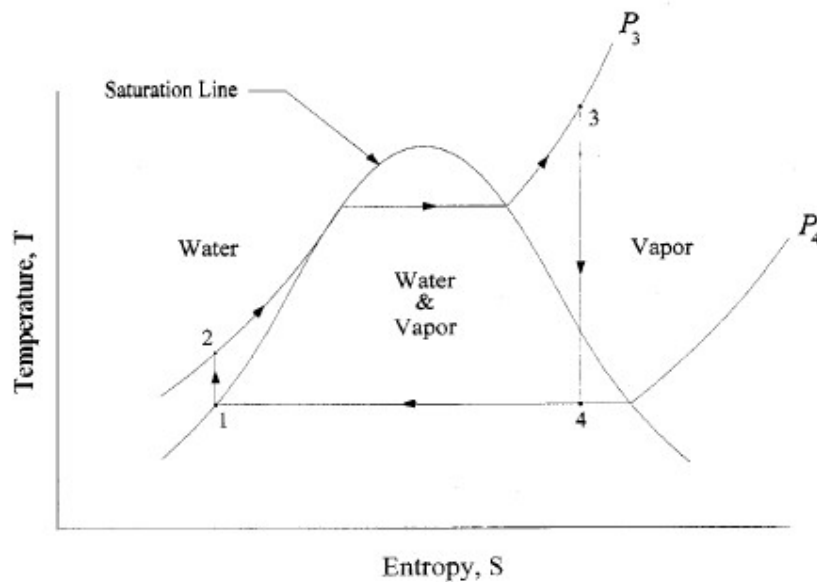


Figura 2.5 – Ciclo de *Rankine* [10]

O ciclo tem quatro processos:

- 1-2 compressão isentrópica numa bomba, sem transferência de calor, por forma a elevar a pressão de água de alimentação da caldeira recuperativa;
- 2-3 Adição de calor a pressão constante na caldeira, para ter vapor;
- 3-4 Expansão isentrópica numa turbina, sem transferência de calor, de modo a ter produção de trabalho no veio da turbina;
- 4-1 Rejeição de calor a pressão constante no condensador.

De forma sumária, temos no ciclo de água-vapor da central: na bomba entra água, correspondente ao estado 1, como líquido saturado, e é comprimida isentropicamente até à pressão de serviço da caldeira. Durante este processo, a temperatura aumenta, devido à ligeira diminuição do volume específico da água. Ao entrar na caldeira a água entra como líquido comprimido, já no estado 2, saindo como vapor sobreaquecido o que corresponde ao estado 3. A caldeira funciona então como um permutador de calor onde o calor cedido pelos gases da combustão é transferido para a água a pressão constante.

O estado 3 corresponde ao vapor sobreaquecido que entra na turbina e onde é expandido isentropicamente produzindo trabalho sobre o veio. O estado 4

compreende o momento subsequente em que a temperatura e a pressão do vapor descem para os valores mais baixos e o vapor entra no condensador. O vapor é condensado a pressão constante no condensador, que funciona igualmente como um permutador pela rejeição de calor para o meio de arrefecimento. Assim o vapor sai do condensador como líquido saturado e entra na bomba, concluindo o ciclo.

O ciclo ideal de *Rankine* é diferente do ciclo real, devido à consequência das irreversibilidades nos vários componentes, sendo as mais comuns o atrito e a perda de calor para a vizinhança. Procurando o aumento da eficiência global do ciclo de água-vapor introduziu-se entre 3-4 o sistema de reaquentador.

O rendimento deste ciclo poder-se-á expressar pela fórmula seguinte. Para este tipo de ciclo o rendimento médio encontra-se entre 27 e 35%.

$$\eta = (W_{OUT} - W_{IN})/Q_{IN},$$

em que

η é o rendimento do ciclo água-vapor

W_{OUT} é o trabalho produzido na turbina a vapor

W_{IN} é o trabalho da bomba de compressão

Q_{IN} é o calor fornecido ao sistema

As características da turbina a vapor da Central Termoelétrica de Lares são apresentadas na tabela 2.2.

Turbina a Vapor	
Fabricante	General Electric
Modelo	A15
Tipo	Fluxo invertido com exaustão axial
Potência	147,42MW
Velocidade	3.000 r.p.m.
Níveis de pressão (n° corpos)	1 AP (reação) + 1 MP (impulso) + 1 BP (impulso-reação)
Pressão vapor AP	160,5bar
Pressão vapor MP	24,25bar
Pressão vapor BP	3,946bar
Temperatura vapor AP	563,5°C
Temperatura vapor MP	564,4°C
Temperatura vapor BP	312°C
Caudal vapor AP	313,88ton/h
Caudal vapor MP	345,97ton/h
Caudal vapor BP	390,78ton/h

Tabela 2.2 – Características da turbina a vapor da Central Termoelétrica de Lares

A caldeira recuperativa, características na tabela 2.3, é um permutador de calor que transfere a energia térmica dos gases de combustão para o vapor sobreaquecido. É composta por três níveis de pressão de vapor Alta Pressão 160bar, Média Pressão 24 bar e Baixa Pressão 4 bar. O vapor é produzido a uma pressão elevada (16 MPa) e temperatura na ordem dos 565°C. A estrutura tubular da caldeira permite uma rápida circulação de água: 500 a 700 kg/s. A circulação na caldeira dos gases de combustão dá-se de forma natural em direção à chaminé. A temperatura dos gases à entrada situa-se na ordem dos 640°C e à saída nos 80°C. Estas estruturas são construídas de modo a dispersar os poluentes numa grande área, reduzindo a sua concentração para níveis dentro dos regulamentos ambientais.

Caldeira Recuperativa	
Fabricante	DOOSAN
Tipo	Circulação natural sem combustão complementar
Temperatura gases à entrada	641,4°C
Caudal total gases de combustão	2 370,85ton/h
Temperatura gases à saída	80,5°C
Caudal vapor produzido AP	313ton/h
Caudal vapor produzido PI	38,31ton/h
Caudal vapor produzido BP	39,42ton/h
Pressão vapor AP	163,8bar
Pressão vapor PI	26,87bar
Pressão vapor BP	4,423bar
Temperatura vapor AP	565°C
Temperatura vapor PI	314,4°C
Temperatura vapor BP	312,4°C
Caudal vapor reaquecido	345,96ton/h
Pressão vapor reaquecido	24,74bar
Temperatura vapor a reaquecer	314,4°C
Temperatura vapor reaquecido	565,1°C
Altura da Chaminé	63m
Temperatura de Gases à Saída	80,5°C

Tabela 2.3 – Características da caldeira recuperativa da Central Termoelétrica de Lares

O condensador é um permutador de calor que condensa o vapor de exaustão da turbina a vapor usando uma fonte fria (água de refrigeração do rio Mondego). Neste condensador é também realizada a desgaseificação do condensado. As características encontram-se na tabela 2.4.

Condensador	
Fabricante	Foster Wheeler
Área	10,078m ²
Caudal Condensado	429,9ton/h
Caudal Vapor	390,78ton/h
Sistema de limpeza dos tubulares	Tipo "Taprogge"

Tabela 2.4 – Características do condensador da Central Termoelétrica de Lares

2.3 – Sistemas Elétricos

Nos sistemas elétricos salientam-se os dois grupos de máquinas: rotativas e estáticas. Na máquina rotativa temos o gerador, dispositivo rotativo síncrono que converte a energia mecânica transmitida ao veio pelas turbinas a gás e vapor em energia elétrica. Nas centrais de ciclo combinado, no arranque do grupo o alternador funciona como motor para fornecer trabalho ao compressor. As características das principais máquinas elétricas da Central: gerador, transformador de potência principal e transformador dos serviços auxiliares, encontram-se nas tabelas seguintes.

Gerador	
Fabricante	General Electric
Modelo	450H
Arrefecimento	Hidrogénio (4,13 bar)
Velocidade	3.000 rpm
Potência aparente	530MVA
Tensão	19kV
Frequência	50Hz
Fator de potência	0,85

Tabela 2.5 – Características do gerador da Central Termoelétrica de Lares

Transformador principal	
Fabricante	Efacec
Potência nominal	528 MVA
Tipo de arrefecimento	ONAN/ONAF/ODAF
Comutador de tomadas em carga	MR2000
Relação transformação em vazio	400 kV/19kV
Perdas em vazio à tensão nominal	263,4 kW
Perdas à carga nominal e temperatura enrolamentos a 75 °C	1183 kW
Peso total	595ton

Tabela 2.6 – Características do transformador principal da Central Termoelétrica de Lares

Transformador auxiliar de grupo	
Fabricante	Efacec
Potência nominal	18/24MVA
Tipo de arrefecimento	ONAN/ONAF
Comutador de tomadas em vazio	Sim
Relação transformação em vazio	19kV/6,9 kV
Perdas em vazio à tensão nominal	13,9 kW
Perdas. à carga nominal. e temperatura enrolamentos a 75 °C	125,9kW
Peso total	40ton

Tabela 2.7 – Características do transformador auxiliar de grupo da Central Termoelétrica de Lares

Assim em termos globais do ciclo combinado temos perdas ao longo de todo o processo, em todas as conversões de energia, nomeadamente nos principais equipamentos representados no fluxo da figura 2.6.

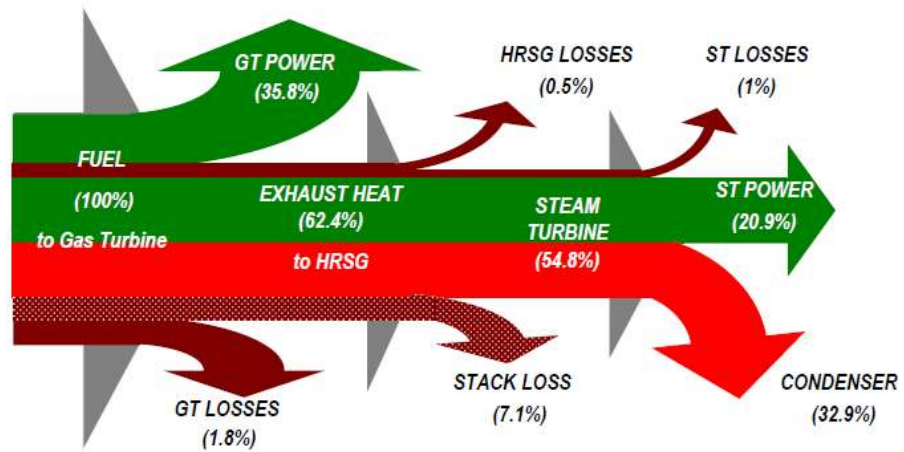


Figura 2.6 – Ilustração das perdas no ciclo combinado [11]

3. Enquadramento da Central Termoelétrica de Lares no mercado liberalizado

As centrais exploradas em mercado são remuneradas de acordo com as leis do mercado Mercado Ibérico de Eletricidade MIBEL, onde todos os produtores ibéricos, exceto os que auferem de remuneração garantida, estão obrigados a colocar ofertas de venda horárias da sua produção. Da agregação horária destas ofertas resulta numa curva de ofertas de venda. Do encontro entre esta curva e a curva da procura (ofertas de compra) resulta um preço. Este preço é negociado para cada hora. Esse será o preço que os produtores que colocaram ofertas de venda iguais ou inferiores irão receber pela sua energia.

As centrais em exploração com remuneração garantida, por via de tarifas estabelecidas em legislação própria, incluem os centros electroprodutores que utilizam fontes de energia renovável e as centrais de cogeração. De acordo com o novo enquadramento legislativo, Decreto-Lei n.º 35/2013 de Fevereiro de 2013, a remuneração das centrais hídricas é realizada através de um regime remuneratório garantido durante o período que ocorrer mais cedo entre 25 anos após a emissão da licença de exploração e o término do título de utilização do domínio hídrico. As centrais em mercado estão sujeitas a diversos riscos nomeadamente, de preço, de combustíveis, de CO₂, de volume, de hidraulicidade (para as hídricas) e regulatórios.

O regime jurídico que regula o Sistema Elétrico Nacional SEN, assenta essencialmente em dois diplomas:

- o DL 29/2006, de 15 de Fevereiro (alterado pelos DL's 104/2010, 78/2011, 75/2012, 112/2012 e, finalmente, pelo Decreto-Lei n.º 215-A/2012, que o republica), que estabelece as bases gerais da organização e funcionamento do SEN e dos seus intervenientes, e;
- o Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de Agosto (alterado pelos DL's n.ºs 237-B/2006, 199/2007, 264/2007, 23/2009, 104/2010 e pelo DL n.º 215-B/2012, que o republica, que concretiza os princípios gerais elencados no DL 29/2006.

Estes diplomas foram posteriormente objeto de alterações relevantes, através dos já referidos DL n.ºs 215-A/2012 e 215-B/2012, no contexto da conclusão do processo de liberalização dos setores da eletricidade e do gás natural e da transposição do «Terceiro Pacote Energético» constante da Diretiva n.º 2009/72/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho Europeu, de 13 de Julho. O SEN integra o exercício das atividades básicas do setor da eletricidade constituídas pela produção, transporte, distribuição, comercialização, operação de mercados e operação logística de mudança de comercializador.

A atividade de produção é desenvolvida em livre concorrência, estando apenas sujeita à obtenção de licença, subdividindo-se em dois regimes:

- Produção em Regime Ordinário PRO, que engloba genericamente a produção de eletricidade não abrangida por um regime jurídico especial, incluindo ainda os centros electroprodutores que fornecem energia ao abrigo de CAE's, os que beneficiem dos CMEC (Compensação para a Manutenção do Equilíbrio Contratual) e também os que beneficiem de incentivos à garantia de potência. Atualmente, integra as centrais da EDP Produção com CMEC e as que atuam no mercado liberalizado, bem como as centrais das empresas Tejo Energia, Turbogás e Elecgás;
- Produção em Regime Especial PRE, na qual se inclui a atividade de produção sujeita a regimes jurídicos especiais, tais como a produção de eletricidade através de cogeração e de recursos endógenos, renováveis e não renováveis, a microprodução, a miniprodução e a produção sem injeção de potência na rede, bem como a produção de eletricidade através de recursos endógenos, renováveis e não renováveis, não sujeita a regime jurídico especial.

Os Produtores em Regime Ordinário podem vender a eletricidade, através da celebração de contratos bilaterais com clientes finais ou com comercializadores e fornecer serviços de sistema, através da celebração de contratos com o operador de sistema ou através da participação em mercados organizados para o efeito. O “Despacho” das centrais da EDP Produção é assegurado pela Unidade de Negócio de Gestão de Energia (UNGE) do Grupo EDP.

Os produtores de eletricidade em regime especial gozam do direito de vender toda ou parte da eletricidade que produzem ao comercializador de último recurso, sempre que beneficiem de remuneração garantida, ou, quando não usufruam de tal benefício, a um qualquer comercializador, incluindo um facilitador de mercado que

agregue a produção, em mercados organizados ou através de contratos bilaterais, nas condições estabelecidas na lei.

A atividade de comercialização é exercida em regime livre, sujeito a registo prévio, existindo também um “facilitador de mercado” que agregue a produção.

Ao longo dos anos do MIBEL foram introduzidos, em Portugal, alguns mecanismos e/ou contribuições que acabam por representar uma percentagem da formulação do custo marginal de produção, que é ofertado no mercado. Assim temos:

GARANTIA DE POTÊNCIA [3]

A Portaria n.º 765/2010, de 20 de Agosto de 2010, estabeleceu o regime dos serviços de garantia de potência que os centros electroprodutores em regime ordinário podem prestar ao SEN.

Em 20 de Agosto de 2012, a Portaria 251/2012, veio estabelecer o novo regime de incentivos à garantia de potência (incentivos à disponibilidade e ao investimento) disponibilizada aos centros electroprodutores do SEN. Para o incentivo à disponibilidade, atribuído aos centros electroprodutores térmicos até ao termo da licença de exploração, foi fixada uma remuneração anual de referência. O incentivo ao investimento seria atribuído aos novos centros electroprodutores hídricos e reforços de potência durante os 10 primeiros anos, após reconhecimento da elegibilidade.

Em 13 de Outubro de 2016, o Despacho n.º 12378-A/2016 determinou a revisão do mecanismo de atribuição de incentivos à garantia de potência. Nesta sequência, a Lei n.º 42/2016, de 28 de Dezembro, que aprovou o Orçamento do Estado para 2017, no seu artigo 169º, suspendeu, a partir de 1 de Janeiro de 2017, o incentivo à garantia de potência na modalidade de incentivo à disponibilidade e criou um mecanismo de mercado que remunerar exclusivamente os serviços de disponibilidade prestados pelos produtores de energia elétrica.

Nesta sequência, em 27 de janeiro foi publicada a Portaria n.º 41/2017 que veio estabelecer um novo regime de remuneração da reserva de segurança prestada ao Sistema Elétrico Nacional (SEN), através de serviços de disponibilidade fornecidos pelos produtores de energia elétrica e outros agentes de mercado, inclusive de outros Estados-Membros. De acordo com mesmo, a remuneração da reserva de segurança é estabelecida anualmente, através de um mecanismo de leilão competitivo que remunerar exclusivamente os serviços de disponibilidade prestados.

TARIFA SOCIAL [3]

A Tarifa Social foi criada pelo Decreto-Lei n.º 138-A/2010, no âmbito de proteção dos consumidores economicamente mais vulneráveis. É calculada mediante a aplicação de um desconto na tarifa de acesso às redes em baixa tensão normal, sendo esse desconto determinado pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE). A tarifa social é suportada pelos produtores de eletricidade em regime ordinário e os titulares dos aproveitamentos hidroelétricos com potência superior a 10 MVA, na proporção da potência instalada em cada centro electroprodutor.

Em 2016, os critérios de atribuição da Tarifa Social foram alterados pela Lei n.º 7-A/2016, de 30 de Março, “Lei do Orçamento de Estado de 2016”, para permitir o alargamento do número de beneficiários efetivos, nos termos previstos no Decreto-Lei n.º 138-A/2010, de 28 de Dezembro, alterado pelo Decreto-Lei n.º 172/2014, de 14 de Novembro, e pelo Decreto-Lei n.º 102/2011, de 30 de Setembro, sem diminuição do valor do desconto a praticar.

Os descontos sociais existentes até à entrada em vigor desta alteração regulatória, compreendiam o regime de apoio social extraordinário ao consumidor de energia (ASECE) e a tarifa social no valor de 13,8% e 20% sobre a fatura, respetivamente. Em 8 de Abril de 2016, o Despacho n.º 5138-A/2016 procedeu à revogação do ASECE e aprovou que a tarifa social passasse a integrar esta componente, pelo que o valor do desconto social suportado pela tarifa social foi de 33,8% sobre a fatura a partir de 1 de Julho de 2016.

Os Despachos n.º 11946-A/2016, de 17 de Outubro e o n.º 9081-C/2017, de 13 de Outubro, mantêm a aplicação do valor do desconto social suportado pelo desconto da tarifa social de 33,8% sobre a fatura, em 2017 e 2018, respetivamente.

CLAWBACK – EVENTOS EXTRAMERCADO [3]

O Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de Junho, estabeleceu o regime legal para criação de um mecanismo regulatório tendente a assegurar o equilíbrio da concorrência no mercado grossista em Portugal, devendo a ERSE efetuar um estudo no final de cada semestre sobre o impacte na formação de preços médios da eletricidade no mercado grossista em Portugal de medidas e eventos extramercado.

Nesta sequência, a 20 de Setembro a Portaria n.º 288/2013 estabeleceu o procedimento de elaboração do referido estudo e a forma de repartição dos custos de interesse económico geral (CIEG) a suportar pelos produtores de energia em regime ordinário e outros produtores que não estejam enquadrados no regime de remuneração garantida, e ainda, a dedução desses montantes nos CIEG a repercutir em cada ano na tarifa de uso global do sistema.

Conforme estabelecido na Portaria n.º 225/2015, de 30 de Julho, o Despacho n.º 11566-A/2015 do Gabinete do Secretário de Estado da Energia (SEE), de 15 de Outubro, definiu os parâmetros para apuramento da fórmula prevista no artigo 3º da Portaria n.º 288/2013.

A Diretiva n.º 15/2016 da ERSE, de 14 de Setembro, para além de determinar, que os produtores remetam à ERSE os dados por esta solicitados atempadamente, definiu o tratamento a dar na faturação, quer relativamente ao conceito de produção líquida de bombagem, quer no que respeita às centrais de ciclo combinado a gás natural para as quais está previsto que a aplicação da potência líquida só será feita a partir do momento que seja atingido o limiar de funcionamento definido na Portaria n.º 225/2015, de 30 de Julho.

Em 25 de Agosto, o Despacho n.º 7557-A/2017, de 25 de agosto, do Gabinete do SEE, revogou o conteúdo integral do Despacho n.º 11566-A/2015, de 3 de outubro. A 13 de setembro de 2017, o Gabinete do SEE publicou o Despacho n.º 8004-A/2017, que declara a nulidade parcial do Despacho n.º 11566-A/2013, em relação às decisões contidas nos seus n.ºs 11 e 12 - eliminação dos parâmetros para apuramento da fórmula do valor a pagar por parte de cada um dos centros electroprodutores abrangidos pelo Decreto-Lei n.º 74/2013, por cada MWh injetado na rede, o valor respeitante aos eventos extramercado (Tarifa Social e CESE).

Em 17 de novembro, o Gabinete do SEE publicou o Despacho n.º 9955/2017, que determina, com efeitos a 24 de agosto de 2017, os valores dos parâmetros para apuramento da fórmula do valor a pagar por parte de cada um dos centros electroprodutores abrangidos pelo Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho, por cada MWh injetado na rede (mecanismo de Clawback).

CESE [3]

Em 31 de Dezembro, a Lei n.º 83-C/2013, "Lei do Orçamento de Estado 2014", introduziu uma contribuição extraordinária sobre o setor energético (CESE), visando a

constituição de um fundo que contribua para a redução da dívida tarifária e para o financiamento de políticas sociais e ambientais do setor energético. Abrange, de um modo geral, todos os operadores económicos que desenvolvem atividades ligadas ao setor da energia.

A CESE incide sobre o valor dos ativos líquidos com referência a 1 de Janeiro, que respeitem, cumulativamente, a ativos fixos tangíveis, ativos fixos intangíveis (exceto os elementos provenientes de propriedade industrial) e ativos financeiros afetos a concessões ou atividades licenciadas. No caso das atividades reguladas, a CESE incide sobre o valor dos ativos regulados, caso este seja superior ao valor dos ativos referidos. A taxa a aplicar é de 0,85%, exceto no caso da produção de eletricidade por intermédio de centrais de ciclo combinado a gás natural, sendo de 0,285% para as centrais com uma utilização anual equivalente da potência instalada inferior a 1.500 horas, de 0,565% para as centrais com uma utilização anual equivalente da potência instalada superior ou igual a 1.500 horas e inferior a 3.000 horas e de 0,85% para as centrais com uma utilização anual equivalente da potência instalada superior a 3.000 horas. Estão ainda previstas algumas isenções, nomeadamente no que respeita às centrais mini-hídricas e às centrais com licenças atribuídas em concurso público e terrenos que integram o domínio público.

O regime da CESE foi prorrogado até 2018, pela Lei nº 82-B/2014, de 31 de Dezembro, pela Lei nº 159-C/2015, de 30 de Dezembro, pela Lei n.º 42/2016, de 28 de Dezembro e pela lei n.º 114/2017, de 29 de Dezembro. De referir que o Programa de Estabilidade 2017-2021, publicado em Abril de 2017 pelo Governo Português, prevê a vigência da CESE até 2021.

Atendendo às leis económicas de oferta em mercado e considerando os mecanismos/contribuições regulatórias, a formulação do preço de oferta em mercado é composto por:

- Custo de combustível
- Custo das licenças de emissão de CO₂
- Custo de operação e manutenção
- Custo do investimento
- Custo dos mecanismos/contribuições regulatórias

Atendendo a estas parcelas da formulação do preço a ofertar em mercado, existem as que advêm da parte regulatória que não são passíveis de otimização, e as que se conseguem, diretamente, influir sobre elas, como as atividades de operação e manutenção.

Para além da remuneração da energia elétrica vendida em mercado existem outros serviços de sistema que os grupos produtores podem ofertar. Mas para enquadrar estes serviços ofertados, dever-se-á enquadrá-los na perspetiva técnica da necessidade criada.

Exige dispor sempre de reserva operacional rápida para socorro destas situações, por atuação:

- automática – telerregulação a partir do computador do Despacho da REN sobre os reguladores dos grupos afetos a este serviço -reserva girante;
- manual, por instrução do Despacho (geralmente no âmbito da Reserva Terciária).

A reserva secundária pode ser atuada para subir produção (situação de maior risco, se reserva insuficiente) ou para descer produção. Para além do contributo para desequilíbrios bruscos é também utilizada na regulação fina do balanço produção –consumo.

Mercado de serviços complementares da REN–ofertas competitivas diárias:

- Banda de regulação paga em €/MW aos geradores selecionados (compensa o custo de oportunidade de não funcionarem à potência máxima) – quantidade máxima total a subir da ordem de 2% da ponta e metade para descer (exemplo: 200MW e 100MW);
- Energia de regulação a subir paga pela REN em €/MWh (usualmente acima do preço spot); Energia de regulação a descer comprada à REN em €/MWh (abaixo do preço spot, mas não superior ao custo variável por perda de eficiência).

Para assegurar o equilíbrio entre a geração e o consumo e manter adequados níveis de fiabilidade e estabilidade, o operador do sistema tem à disposição três tipos de reserva, de acordo com o tempo de disponibilização:

- **Reserva de regulação primária:** associada à resposta automática das unidades produtoras, dotadas de reguladores de velocidade adequados que tenham a capacidade de reagir a variações de frequência. Assim, o objetivo da reserva primária é manter a frequência dentro dos limites admissíveis e deve ser acionada sempre que exista um desequilíbrio entre a geração e a carga. Em Portugal, a reserva primária é ativada no máximo ao fim de 15 segundos, para perturbações que originem desvios de frequência inferiores a 100 mHz e aumenta de forma linear de 15 a 30 segundos para desvios de frequência entre os 100 e os 200 mHz.

- **Reserva de regulação secundária:** tem como objetivo prevenir fluxos de potência imprevistos e, em caso de funcionamento em ilha, controlar o desvio da frequência do sistema relativamente à frequência nominal. Em Portugal, o controlo secundário é ativado até 30 segundos após a ocorrência da perturbação e a sua entrada em operação deve estar completa em menos de 15 minutos.

- **Reserva de regulação terciária:** O controlo terciário suplementa e substitui a reserva secundária e é contratado de acordo com a maior perda de capacidade de produção que o sistema pode suportar. Sempre que a produção prevista no último programa seja diferente do consumo previsto pelo gestor global do sistema, será instruída uma mobilização ou desmobilização de produção/consumo das áreas de balanço, capaz de equilibrar a produção com o referido consumo, satisfazendo as necessidades mínimas de reserva. A participação nas reservas primárias é obrigatória no mercado MIBEL, enquanto que a participação nas restantes reservas está sujeita a licitação.

Com base nestas premissas de mercado liberalizado, uma central de ciclo combinado com as vertentes atrás descritas, tem que criar estratégias para colocar em mercado a sua produção, procurando explorar os pontos onde consegue ser competitiva e apresentar com vantagem sobre outras centrais congéneres e outras tecnologias. A manutenção assume-se com um papel de substrato técnico à criação destas estratégias, nomeadamente na otimização da gestão de ativos. A Central Termoelétrica de Lares assenta, sobretudo, a sua posição em mercado nos pontos:

- flexibilização do ciclo combinado para realizar elevado número de ciclos de arranques/paragens;
- arranque rápidos;

- saídas rápidas de paralelo com a rede;
- diminuição do mínimo técnico de exploração;
- procedimentos de grupo em prontidão entre o ciclo de paragem (pós ponta da noite) e arranque (antes da ponta da manhã);
- operação em carga parcial com transição entre patamares de carga de forma mais rápida e estável – gradiente de subida e descida;
- oferta de serviços de regulação secundária com a incorporação dos benefícios anteriores (gradientes de transição e mínimo técnico)

Estes pontos são alterações ao projetado para o funcionamento de uma central de ciclo combinado: a base do diagrama. A operação deste tipo de centrais passa a ser caracterizado por intermitência e elevada flexibilidade. Se a manutenção impulsiona as modificações necessárias aos equipamentos para este tipo de operação, por outro lado recebe os novos fenómenos, e/ou, com mais frequência, nomeadamente a fadiga e a fluência dos materiais.

4. Manutenção na Central Termoelétrica de Lares

4.1 Função manutenção na central

A evolução do sector eléctrico que se tem verificado nos últimos anos, nomeadamente a liberalização do mercado, tem imposto novas condições para a exploração das centrais, exigindo o aumento da disponibilidade comercial, da flexibilidade e a maximização da utilização do parque hídrico e térmico existente e, ao mesmo tempo, assegurar o fornecimento de energia de forma fiável e sem risco para pessoas e bens.

A função manutenção, pela sua definição de acordo com a norma NP EN 13306 de 2007, transcrita abaixo, tem acompanhado este novo paradigma do sector eléctrico, de forma a não impactar nos regimes de exploração comercial.

“Combinação de todas as ações de carácter técnico e administrativo, incluindo as ações de supervisão que são necessárias para manter e ou restaurar um equipamento, por forma a que este possa atingir um estado de condição tal, que lhe dê a possibilidade de ele cumprir uma função pré-determinada”.

Numa central de ciclo combinado as duas grandes vertentes que a manutenção procura acompanhar, perspetivando esta área comercial, é a operação do grupo em mínimo técnico de exploração cada vez mais baixo, e com taxas de resposta a variações de carga cada vez mais rápidos. O estabelecimento do plano de manutenção dos diversos equipamentos é alvo de alterações com base neste binómio de oportunidade comercial versus correta função desempenhada pelo equipamento. Estas premissas relegam para segundo plano o maximizar da eficiência de cada grupo na produção de energia eléctrica.

Cada grupo da central de ciclo combinado de Lares tem uma capacidade de geração de 431,3 MW na emissão, em condições *International Organization for Standardization* ISO (temperatura de 14,9°C, 60% de humidade relativa e

1013,25 mbar de pressão atmosférica), para a rede elétrica nacional, em que o mínimo técnico de exploração é imposto pelo Valor Limite de Emissões Atmosféricas VLE dos gases, em contínuo, de acordo com a Licença Ambiental, emitida pela Agência Portuguesa do Ambiente, de acordo com a legislação em vigor. Os gases com VLE são os óxidos de azoto NOx e o monóxido de carbono CO. O desenvolvimento e investimento em alterações na combustão da turbina a gás, permitiu diminuir o mínimo técnico de exploração de 200MW para 155MW, o que confere uma vantagem competitiva, como na permanência do grupo na rede nas horas de menor procura de energia (p.ex: período noturno).

Na outra vertente, temos a capacidade do grupo poder ter taxas de variação de potência cada vez maiores por forma a ser uma vantagem perante outros grupos, na utilização do serviço de sistema de regulação secundária. Estes grupos foram projetados para taxas de variação de 11MW/minuto, no entanto, com a otimização do ciclo água-vapor, e consequentemente o controlo da turbina a vapor, esta encontra-se em 22MW/minuto.

Concluindo, a função manutenção apresenta-se com uma elevada importância, procurando em três vertentes: o aumento da eficiência operacional (disponibilidade e fiabilidade do grupo perante o mercado); a redução de custos; e o prolongamento da vida útil dos ativos por forma a retornar o maior valor, para o investimento realizado.

4.2 Tipos de manutenção

A manutenção de uma central de ciclo combinado com elevado grau de automatização, em que a continuidade de serviço de exploração e prontidão de resposta aos desafios/solicitações do mercado é fundamental, incorpora redundância de equipamentos adstritos à ilha de potência, como por exemplo, quer ao nível de bombas, quer ao nível do sistema de comando e controlo. É com base nesta realidade que a manutenção é delineada com base num plano de atividades de manutenção, sistemática e condicionada, atendendo aos níveis da norma francesa AFNOR X60, descritos no

apêndice 1, para enquadrar a especialização das equipas de execução interna ou serviços contratados.

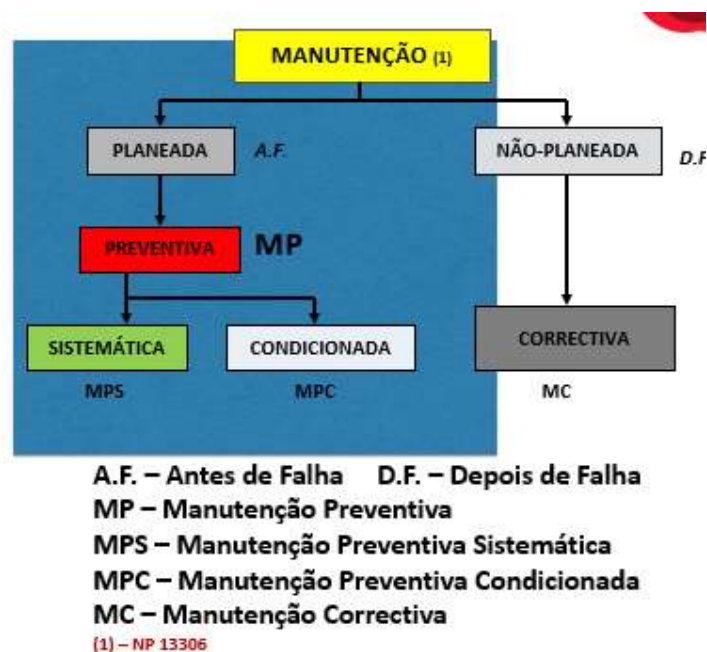


Figura 4.1 – Tipos de manutenção [12]

Cada tipo de manutenção apresentada na figura 4.1 representa um custo diferente, o que contribui para a decisão da estratégia de manutenção a adotar perante determinados equipamentos e a sua função no processo.

Para a manutenção preventiva sistemática temos como exemplo, e que se encontra bem definido pelo fabricante das turbinas a gás, vapor e gerador, um plano de calendário temporal de funcionamento, para os componentes mais “pesados” das turbinas, composto essencialmente por inspeções e substituições periódicas. Este tipo de situação afigura-se como um encargo fixo para a manutenção, diluído nas horas de funcionamento dos grupos, constituindo o maior peso económico ao nível de manutenção preventiva sistemática. Neste tipo de manutenção preventiva sistemática integram-se as atividades de foro legal, por forma a não criarem impacto em indisponibilidades comerciais.

A manutenção sistemática condicionada assume-se como, cada vez mais, predominante dado seu impacto nos intervalos de intervenção preventiva nos equipamentos e antecipando a falha dos mesmos, e os elevados custos de

reparação que daí advinham. Neste tipo de centrais, exemplos deste tipo de manutenção, temos, para além da monitorização em tempo real dos equipamentos, com variáveis como vibrações, temperatura, pressão, gases dissolvidos no óleo do transformador principal e outros, vem, como ilustrado na figura 4.2:

- Inspeções termográficas a sistemas elétricos e térmicos (perdas térmicas por fugas para o exterior ou passagem de vapor em válvulas);
- Análise de óleos de equipamentos estáticos como transformadores de potência;
- Análise de vibrações (em amplitude e frequência) de equipamentos rotativos;
- Análise da decomposição de compostos do isolamento do estator do gerador;
- Ensaios elétricos de motores de média tensão e transformadores de potência (medição de resistência de isolamento dos enrolamentos AT e BT; medição da capacidade e tangente delta dos enrolamentos AT e BT; medição da resistência ôhmica dos enrolamentos; medição da relação de transformação AT/BT; medição da corrente de excitação do enrolamento AT; medição da reatância de dispersão)
- Ensaios não destrutivos de componentes mecânicos (ultrassons; líquidos penetrantes; magnetoscópica)

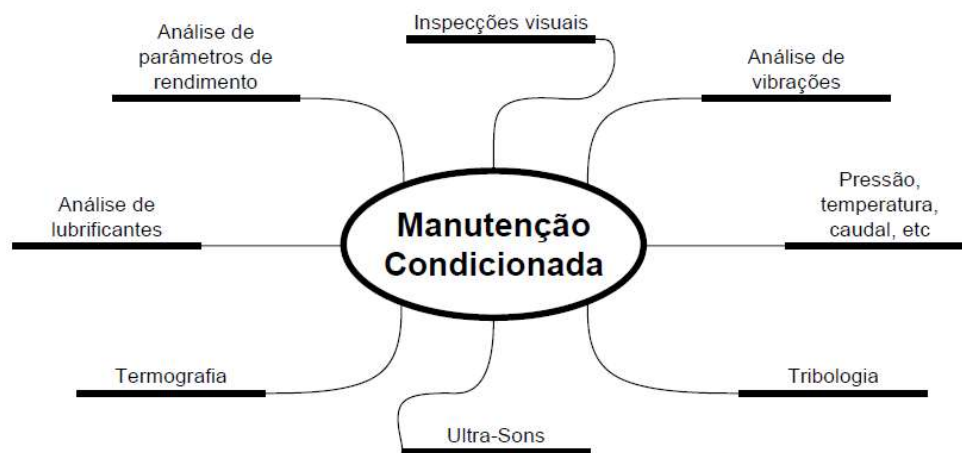


Figura 4.2 – Atividades da manutenção condicionada [7]

Com este tipo de manutenção condicionada, a sua gestão passa ser com base no estado do equipamento, permitindo a monitorização dos parâmetros em desvio, e programar a intervenção antes da falha funcional, como ilustrado na figura 4.3. Antes da falha funcional, existe em desenvolvimento a falha potencial, em que o equipamento ainda cumpre a função, mas já com desvio de parâmetros. A falha funcional é quando

temos a cessação da aptidão de um bem em cumprir a função requerida. A não ocorrência de uma falha funcional num grupo de produção de energia, evita que este entre em desvio perante o mercado, que resulta na perda da receita e nas penalidades a imputar, por existir a compensação por parte de outra unidade produtora.

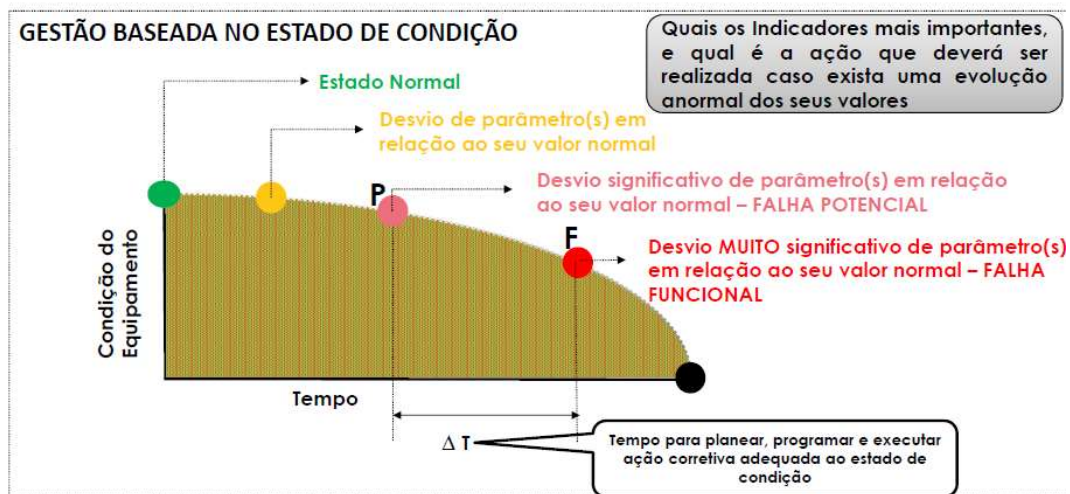


Figura 4.3 – Evolução do estado de condição de um equipamento [4]

Assim os resultados destas atividades de manutenção condicionada permitem inferir sobre a avaliação do estado de equipamentos e a sua tendência, antecipando a identificação de uma falha em desenvolvimento, por forma a poder-se programar uma possível intervenção enquadrada na melhor oportunidade comercial.

A manutenção corretiva é a manutenção que acontece após falha do equipamento e/ou sistema. Associada a este tipo de manutenção, surge o conceito de análise de falha, que posteriormente irá gerar dados para alimentar as ferramentas de formulação e ajuste dos planos de manutenção sistemática.

4.3 Gestão de ativos

Toda a informação/dados gerados pelas atividades de manutenção, sistemática, condicionada e a corretiva, são coletados num sistema informático de gestão da manutenção, possibilitando um conjunto de análises técnico-económicas, que tendem para a sua aplicação na otimização económica dos planos de manutenção, na vertente de custos de recursos e exploração/oportunidade comercial.

Estas informações e análises permitem passar a um nível superior de gestão da manutenção e conseqüentemente de gestão dos ativos. Surge o conceito de gestão de ativos (manutenção) com base no risco e fiabilidade, em que por forma a salvaguardar o equilíbrio de ambos, que deve estar sempre presente entre o desempenho, custos e risco. O risco é uma função da probabilidade e consequência, em que tipicamente temos uma matriz de risco que é uma representação da combinação da probabilidade de ocorrer um evento associando à consequência caso o evento ocorra. Os custos neste equilíbrio, da figura 4.4, devem ser justificados do ponto de vista técnico, traduzindo a perspetiva de otimização económica. Na outra vertente, temos o desempenho que deverá ser o ótimo para as condições de mercado a que os grupos estão sujeitos, e não o máximo. O máximo de desempenho de um grupo, isto é, a operação na sua máxima eficiência poderá não representar o ponto ótimo de retorno económico que o mercado possibilita.

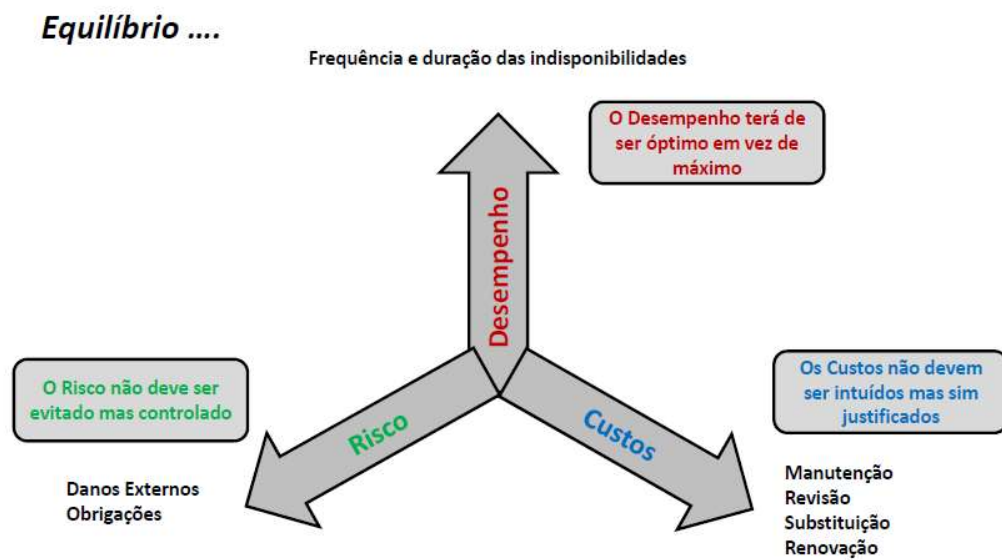


Figura 4.4 – Ilustração equilíbrio risco – desempenho – custos [13]

Para a realização da gestão de ativos é necessária uma base de indicadores de manutenção tais como:

- Tempo médio entre falhas, MTBF - *Mean Time Between Failure*
- Tempo médio entre a reparação e a falha, MTTF – *Mean Time to Failure*
- Manutibilidade – MTTR - *Mean Time To Repair* – Tempo médio para reparação
- Eficiência de Suporte – MTW – *Meanwhile Time* -Tempo médio de espera
- Disponibilidade ((a percentagem em tempo que um equipamento está pronto para funcionar)

$$Disponibilidade = \frac{MTTF}{MTTF + MTTR + MTW}$$

Este conceito de disponibilidade é ilustrado na figura 4.5.

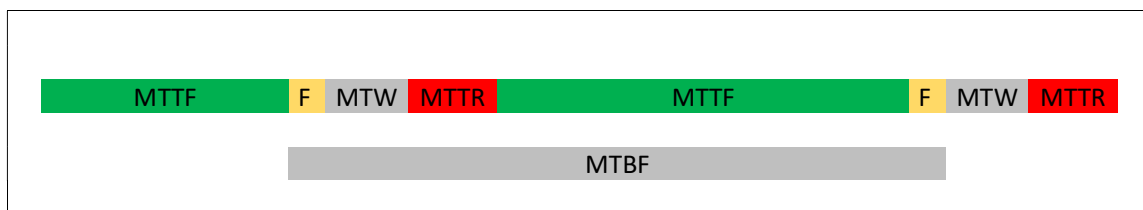


Figura 4.5 – Conceito de Disponibilidade

Assim a gestão da manutenção ao longo dos tempos passou por vários paradigmas com base na relação disponibilidade dos equipamentos versus custos. A figura 4.5 representa a evolução do tipo de gestão de manutenção com base na estratégia adotada:

- Gestão baseada na manutenção corretiva dirigida por eventos, em que se indisponibiliza o equipamento com elevada frequência com custos de reparação mais baixos.
- Gestão baseada no tempo (manutenção preventiva sistemática), em que a indisponibilidade dos equipamentos é reduzida, mas com custos elevados, visto que existe uma substituição massiva de componentes e inspeção dos restantes.
- Gestão baseada na condição do equipamento, conseguida através da adoção da estratégia de manutenção preventiva condicionada, com intervenções

programadas à evolução do estado da condição dos equipamentos. Esta estratégia permite posicionar-se numa zona intermédia entre a disponibilidade e o custo despendido nas intervenções.

- Gestão com base no Risco e Fiabilidade é a política de manutenção que origina uma elevada disponibilidade dos equipamentos com um custo de intervenção menos oneroso.

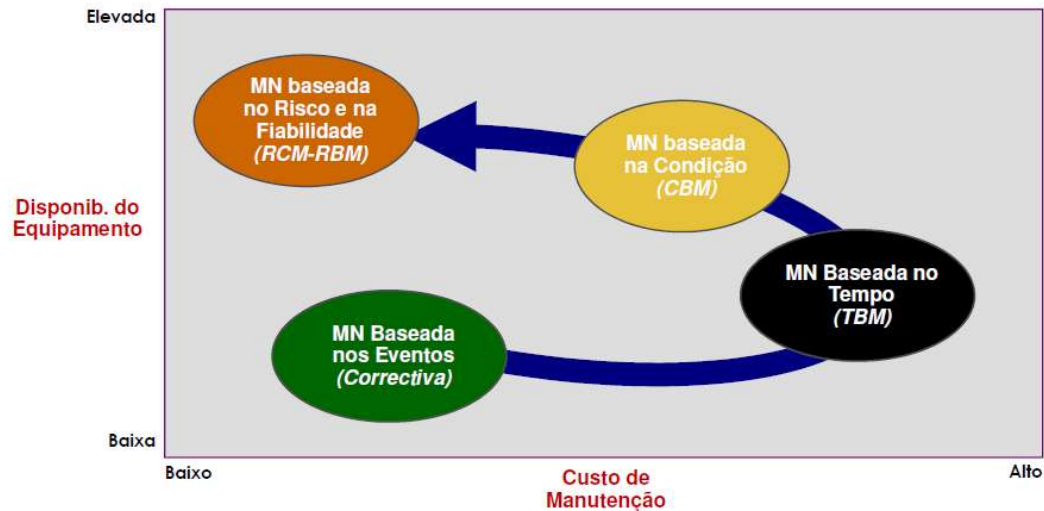


Figura 4.6 – Evolução do paradigma das políticas de manutenção [13]

A manutenção, neste momento, encontra-se numa fase estabilizada da sua política com base, a aplicar a um equipamento e/ou sistemas, na função, isto é, o nível de desempenho que se pretende atingir em termos de Disponibilidade, Fiabilidade e Segurança, de modo a que esses padrões possam ser atingidos com um custo global mínimo. Assim vem que o racional de Decisão deverá estar sempre relacionado com:

- Função;
- Modos de Falha;
- Efeitos de cada Modo de Falha;
- Consequências / Criticidade de cada Modo de Falha.

5 - RCM – *Reliability Centered Maintenance*

5.1 Definição de RCM e sua evolução cronológica

A manutenção centrada na fiabilidade é uma estratégia de manutenção que assenta na análise da fiabilidade dos equipamentos tendo em vista a sua criticidade, nomeadamente nos aspetos de segurança e importância para a produção, não excluindo a possibilidade do equipamento trabalhar até avariar, e só ser reparado nessa altura [2]. Esta metodologia implica que os dados históricos existentes sejam fiáveis, para que os resultados obtidos sejam eficazes, o que só acontece em organizações com elevado sistema de registo de todos os eventos.

O RCM tem a sua génese, enquanto conceito, na indústria aeronáutica dos Estados Unidos da América, nos anos 60, passando depois às forças armadas durante os anos 70. Nos anos 80 existe a base do RCM, considerando o “Maintenance Steering Group” como o “pai” do RCM [4]. Mas é nos anos 90 que existe uma disseminação por diversos sectores industriais, nomeadamente o sector elétrico, em companhias de grandes dimensões como a EDF e a IBERDROLA.

Neste contexto do RCM importa explicar as definições como:

Fiabilidade pode ser definida simplesmente como a probabilidade de um sistema (ou de um qualquer órgão) cumprir adequadamente a sua função durante um certo intervalo de tempo (ou missão) em condições especificadas de operação. Em resumo, o conceito de Fiabilidade está associado a:

- Probabilidade;
- Cumprimento adequado de uma determinada função;
- Intervalo de tempo (ou missão);
- Condições especificadas de operação.

A fiabilidade é calculada para condições de serviço muito precisas, pelo que quaisquer desvios das condições especificadas resultarão também em desvios da fiabilidade esperada. O conjunto de condições sob as quais um órgão é previsto funcionar (condições de serviço) pode ser dividido em:

- condições de carga;
- condições ambientais.

Probabilidade é o primeiro elemento da definição, e pode ser interpretado quantitativamente como sendo o número de vezes que podemos esperar que um determinado acontecimento ocorra num número total de tentativas.

5.2 Etapas de implementação do RCM

O sucesso de implementação de um projeto como o do RCM passa por diversos pontos que assentam sobretudo nas características da organização, tais como [2]:

- o compromisso que existe por parte da administração;
- a constituição de equipas multidisciplinares
- não ser homogéneo o entendimento dos conceitos e o objetivo do propósito da análise de cada RCM
- definição incorreta das fronteiras e sistemas a analisar

Na perspetiva técnica a implementação de uma análise RCM passa pelas seguintes etapas [4]:

1. Projeto de análise, seleção dos sistemas e recolha de informação
 - a. Recolha de documentação do sistema a analisar – incluir também planos existentes no sistema de gestão informática e principais indicadores
 - b. Confrontar a documentação com a instalação e com a lista de posições funcionais

- c. Elaborar a listagem de posições funcionais
 - d. Recolher as características dos equipamentos
2. Definição dos sistemas funcionais e das fronteiras dos sistemas
 3. Análise de criticidade – análise lógica de decisão
 4. Análise do histórico de exploração
 5. Seleção de tarefas de manutenção (para os equipamentos não críticos indicar os principais mecanismos de degradação)
 6. Análise das posições funcionais semelhantes
 7. Resultados da análise
 8. Preparação, Planeamento, Programação e Execução do novo Plano de Manutenção Preventiva
 9. Implementação, verificação e atualização do PMP

Numa central de ciclo combinado ao formar estas equipas multidisciplinares poder-se-á dividir as atividades de cada etapa, por forma a poder ter as tarefas a decorrer em paralelo como os levantamentos em campo das posições funcionais (exemplo: válvulas, instrumentação, motores, bombas). As diversas etapas da implementação do RCM estão vertidas na figura 5.1 em que se detalha o objetivo de cada etapa e o que pretende analisar nas várias vertentes de Segurança, Ambiente, Disponibilidade e Custos. Esta imagem permite observar que o grande “gargalo” do processo é a análise de criticidade, visto que é a partir do resultado da análise de criticidade que se estabelece o desenrolar das restantes atividades (quais os modos de falha, quais as atividades a realizar para evitar as falhas).

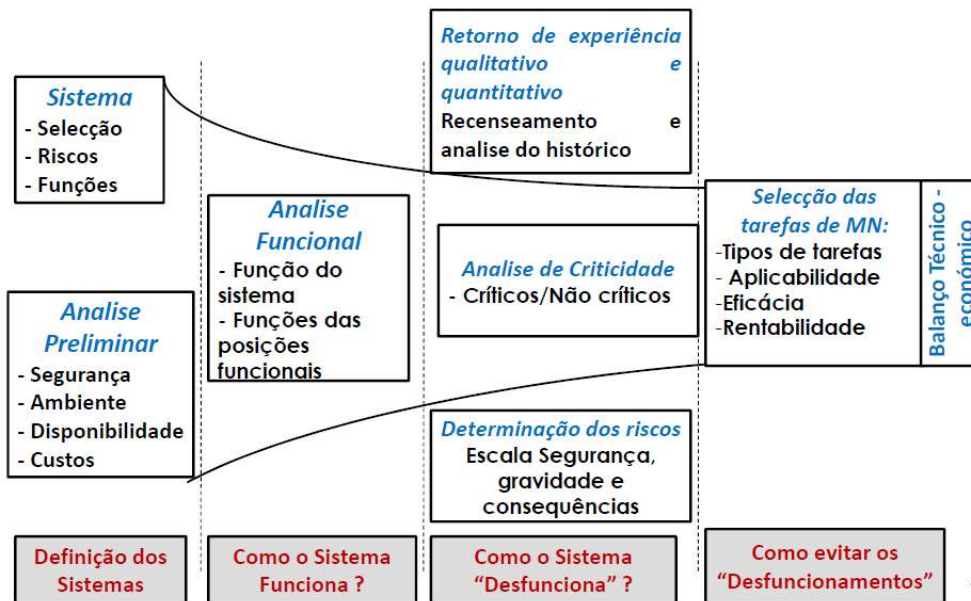


Figura 5.1 – Etapas do RCM [13]

5.3 – Produtos do RCM

Ao realizar uma análise de RCM não é expectável que esta produza toda a estratégia a desenvolver pela manutenção, e que resolva todos os “problemas”, per si, da manutenção, quer técnicos, quer organizativos, tais como:

- Redução da frequência de falhas nos equipamentos que estejam associadas a eficiências de projeto, fabrico e montagem.
- Manutenção Preventiva que elimine as falhas nos equipamentos que sejam provocadas por erros significativos de operação ou montagem, ou porque esgotaram o seu tempo de vida útil.

Por outro lado, os Planos resultantes da análise RCM deverão:

- O Plano de Manutenção Preventiva deverá incluir e identificar completamente todas as ações a realizar e as suas periodicidades, mesmo que estas determinem a paragem das instalações e/ou requeiram determinadas condições especiais.
- Os programas deverão evitar ao máximo a execução de ações intrusivas nos equipamentos, substituindo tanto quanto possível essas ações por ações de Manutenção Condicionada ou Preditiva.
- Os programas de manutenção preventiva deverão incluir todas as ações que são determinadas pela Legislação de Segurança, Ambiente e Licenciamento das Instalações e Equipamentos.

6 - Caso de estudo – Aplicação de SRCM nos sistemas elétricos da central

6.1 *Streamlined Reliability Centered Maintenance*

Apos a criação da análise RCM e a sua implementação em diversas indústrias, o sector energético manifestou a necessidade de se encontrarem metodologias alternativas que fossem mais céleres nos processos de análise, que reduzissem os custos dessa análise, procurando sempre a adaptação do resultado à pressão do mercado. Como resposta, em 1991, a EPRI levou a cabo projetos de investigação em centrais nucleares que conduziram, com sucesso, ao desenvolvimento do SRCM [5].

A análise SRCM foi validada em centrais nucleares, comparando-a com a análise RCM. Dado o sucesso da análise SRCM no sector industrial da energia nuclear, a EPRI apoiou diversas aplicações SRCM-piloto em centrais de produção de energia baseada em combustíveis fósseis. Os projetos-piloto confirmaram a aplicabilidade do método, com benefícios em termos de custo-eficácia. Em 3 anos consecutivos, a EPRI patrocinou com sucesso e aceitação, a aplicação da SRCM em cerca de 400 sistemas de 22 instalações [5]. Ao longo dos últimos anos, várias “*utilities*” iniciaram a implementação de SRCM nas suas centrais. Estas empresas encontram-se em vários estágios de implementação do programa. Quantas mais empresas participarem no programa, um maior refinamento do processo EPRI será conseguido para desenvolver e manter um programa base de manutenção – RCM.

Cada *utility* e cada central precisa de definir os objetivos e metas da realização de um programa SRCM. Normalmente as empresas utilizam o SRCM como um meio para atingir competitividade nos custos de produção através da otimização de manutenção.

SRCM irá otimizar a manutenção, utilizando os seguintes princípios [6]:

- **Concentrar os recursos** de manutenção onde eles são mais rentáveis.

- **Eliminar** a manutenção desnecessária e ineficaz.
- **Estabelecer o meio mais simples e eficaz** em termos de custos de manutenção de equipamentos, ou verificar a degradação com base na monitorização da condição, onde aplicável.
- **Desenvolver uma base documentada** para o programa de manutenção.
- **Utilizar o plano de manutenção da central e a experiência dos executantes** para definir as tarefas da manutenção preventiva e a sua frequência.

6.2 Aplicação do SRCM a um sistema elétrico de central combinado a gás natural

De acordo com os princípios do SRCM, e a motivação atrás exposta para a utilização do SRCM em vez do RCM, aplicou-se a metodologia ao sistema de muito alta tensão da Central de Ciclo Combinado, ilustrado na figura 6.1, foram definidos os parâmetros abaixo descritos.

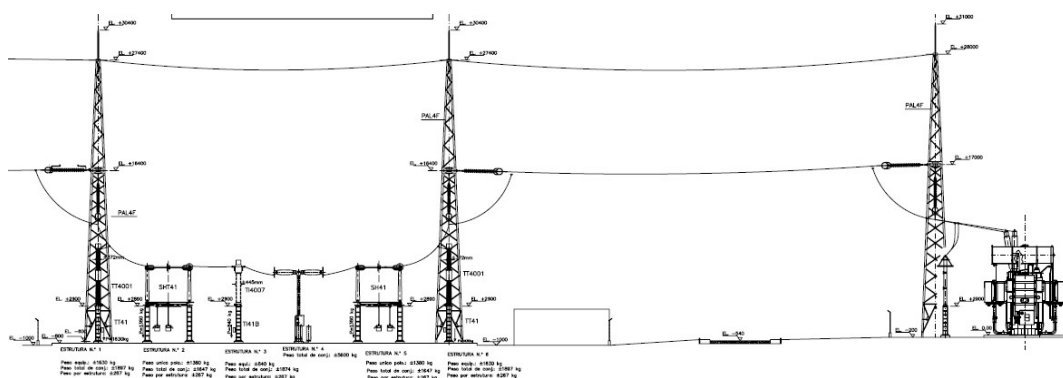


Figura 6.1 – Desenho em corte do Sistema de Muita Alta Tensão

- **Limites** - existência de limites bem definidos em relação aos outros sistemas funcionais contíguos, sendo estes limites estabelecidos de forma a que as intervenções de manutenção sobre um sistema funcional não imponham qualquer intervenção noutro sistema funcional.

- Definir a função
- Marcar sobre os diagramas de referência os seus limites para efeitos e análise
- Comprovar que os documentos utilizados se encontram de acordo com o existente na instalação

Sistema	Designação	Desenho	Função	Limites
	Subestação			
		428-11-BA_EDU-EA-110	Efetuar o interface da instalação de produção com a rede de transporte e a adequação do valor da tensão de produção ao valor da tensão da rede de transporte e vice-versa.	Limite lado grupos: Travessias do 11BAT10 - 19KV
		428-00-YY-EEE-CME-005	Medição de grandezas elétricas na subestação	Limite lado REN: Cadeia dupla de amarração lado linha de transporte - 400KV
				Limites elétricos da subestação - Quadros de comando e controlo do transformador principal, dos elementos de corte e isolamento e régua de bornes dos quadros de agrupamento dos TI e TT's

Figura 6.2 – Definição Limites Sistema Muita Alta Tensão

Nesta etapa, para além da definição dos limites do sistema, foi realizado a listagem das posições funcionais constantes em SAP-PM versus as posições existentes na instalação.

local instalação	KKS	Descrição Existente em SAP	alter. descriç.	Após	Cl.	Novo KKS	Novo Descrição SAP (max. 40 caracteres)	Aplicar ao
101	2705-1BAT10CT002	11BAT10CT002	#INDICADOR TEMPERATURA ENROLAMENTO TRANSF	X				X
102	2705-1BAT10CT003	11BAT10CT003	TERMOSTATO ÓLEO TRANSFORMADOR	X				X
103	2705-1BAT10CT004	11BAT10CT004	#INDICADOR TEMPERATURA ÓLEO TRANSFORMADOR	X	X	11BAT10CT007	TERMOSTATO ALARME ÓLEO TRANSFORMADOR	X
104	2705-1BAT10CT005	11BAT10CT005	#INDICADOR TEMPERATURA ÓLEO TRANSFORMADOR	X	X	11BAT10CT008	TRANSMISSOR TEMPERATURA ÓLEO TRANSFORMADOR PT100	X
105	2705-1BAT10GH001	11BAT10GH001	QUADRO LOCAL CONTROLO TRANSF 11BAT10	X				X
106	2705-1BAT10GH002	11BAT10GH002	QUADRO CONTROLO REG TOMADAS TRF 11BAT10	X				X
107	2705-1BAT10GH007	11BAT10GH007	ANALIS MULTITRANS	X				X
108		11BAT10CT004	TERMOSTATO DISPARO ÓLEO TRANSFORMADOR	X	X	11BAT10CT004	TERMOSTATO DISPARO ÓLEO TRANSFORMADOR	X
109		Falta KKS 1	VALVULA ISOLAMENTO AMOSTRA FASE 0	X	X	Falta KKS 1	VALVULA ISOLAMENTO AMOSTRA FASE 0	X
110		Falta KKS 2	VALVULA ISOLAMENTO AMOSTRA FASE 4	X	X	Falta KKS 2	VALVULA ISOLAMENTO AMOSTRA FASE 4	X
111		Falta KKS 3	VALVULA ISOLAMENTO AMOSTRA FASE 8	X	X	Falta KKS 3	VALVULA ISOLAMENTO AMOSTRA FASE 8	X
112		2705-1BAT10A0001	VALVULA DE ISOLAMENTO DO RADADOR DE ÓLEO 1	X	X	2705-1BAT10A0001	VALVULA DE ISOLAMENTO DO RADADOR DE ÓLEO 1	X
113		2705-1BAT10A0002	VALVULA DE ISOLAMENTO DO RADADOR DE ÓLEO 2	X	X	2705-1BAT10A0002	VALVULA DE ISOLAMENTO DO RADADOR DE ÓLEO 2	X
114		2705-1BAT10A0003	VALVULA DE ISOLAMENTO DO RADADOR DE ÓLEO 3	X	X	2705-1BAT10A0003	VALVULA DE ISOLAMENTO DO RADADOR DE ÓLEO 3	X
115		2705-1BAT10A0004	VALVULA DE ISOLAMENTO DO RADADOR DE ÓLEO 4	X	X	2705-1BAT10A0004	VALVULA DE ISOLAMENTO DO RADADOR DE ÓLEO 4	X
116		2705-1BAT10A0005	VALVULA DE ISOLAMENTO DO RADADOR DE ÓLEO 5	X	X	2705-1BAT10A0005	VALVULA DE ISOLAMENTO DO RADADOR DE ÓLEO 5	X
117		2705-1BAT10A0006	VALVULA DE ISOLAMENTO DO RADADOR DE ÓLEO 6	X	X	2705-1BAT10A0006	VALVULA DE ISOLAMENTO DO RADADOR DE ÓLEO 6	X
118		2705-1BAT10A0007	VALVULA DE ISOLAMENTO DO RADADOR DE ÓLEO 7	X	X	2705-1BAT10A0007	VALVULA DE ISOLAMENTO DO RADADOR DE ÓLEO 7	X
119		2705-1BAT10A0008	VALVULA DE ISOLAMENTO DO RADADOR DE ÓLEO 8	X	X	2705-1BAT10A0008	VALVULA DE ISOLAMENTO DO RADADOR DE ÓLEO 8	X
120		2705-1BAT10A0009	VALVULA DE ISOLAMENTO DO RADADOR DE ÓLEO 9	X	X	2705-1BAT10A0009	VALVULA DE ISOLAMENTO DO RADADOR DE ÓLEO 9	X
121		2705-1BAT10A0010	VALVULA DE ISOLAMENTO DO RADADOR DE ÓLEO 10	X	X	2705-1BAT10A0010	VALVULA DE ISOLAMENTO DO RADADOR DE ÓLEO 10	X
122		2705-1BAT10A0011	VALVULA DE ISOLAMENTO DO RADADOR DE ÓLEO 11	X	X	2705-1BAT10A0011	VALVULA DE ISOLAMENTO DO RADADOR DE ÓLEO 11	X
123		2705-1BAT10A0012	VALVULA DE ISOLAMENTO DO RADADOR DE ÓLEO 12	X	X	2705-1BAT10A0012	VALVULA DE ISOLAMENTO DO RADADOR DE ÓLEO 12	X

Figura 6.3 – Atualização das posições funcionais

Matriz de análise – Definição da matriz de análise de criticidade, considerando:

Crítérios de produção

Crítérios de Segurança e Ambiente

Crítérios de manutenção

Estes critérios foram alvo de redefinição por forma a serem adaptados à realidade de uma central de ciclo combinado, contrapondo às centrais convencionais de combustíveis fósseis. Esta adaptação tem duas vertentes: a operacional, em que passa pela capacidade tecnológica que estas centrais estão dotadas; e a económica, nomeadamente na percentagem com impacto nos custos do orçamento da manutenção.

		Produção				Seg/Amb			Manutenção				Crítico?	
Disparo Grupo?	Transitário de Grupo? (variações de carga)	Desvio de produção/consumo > OU = 5 MWh?	Incumprimento ET, Normas, Lic, Leg, Seg, Amb?	Perda inf controlado alarme?	Desvio de utilização da telerregulação?	Avaliação Global Crítico?	Consequência falha	Probabilidade falha	Avaliação Global Crítico?	Custos de manutenção concretos superiores a 10% dos custos anuais de manutenção de cada grupo	A falha da posição funcional provoca a perda de redundância	A falha da posição funcional induz a falha de outra posição funcional crítica		
<p>Optimização de Manutenção Preventiva</p> <p>Elaborado por: _____</p> <p>Data: _____ Centro: 2E05 Revisão: 01</p> <p>Sistema: Subestação</p> <p>Central: Lares</p>														
Posição SAP	Descrição	Produção				Seg/Amb			Manutenção				Crítico?	Classe Equipamento
		Desvio de produção/consumo > OU = 5 MWh?	Incumprimento ET, Normas, Lic, Leg, Seg, Amb?	Perda inf controlado alarme?	Desvio de utilização da telerregulação?	Consequência falha	Probabilidade falha	Avaliação Global Crítico?	Custos de manutenção concretos superiores a 10% dos custos anuais de manutenção de cada grupo	A falha da posição funcional provoca a perda de redundância	A falha da posição funcional induz a falha de outra posição funcional crítica			
86	11BAT10AP004	BOMBA ARREFECIMENTO	N	N	S	S	S	S	N	N	N	S	S	S
87	11BAT10AP005	BOMBA ARREFECIMENTO	N	N	S	S	S	S	N	N	N	S	S	S
88	11BAT10AP006	BOMBA ARREFECIMENTO	N	N	S	S	S	S	N	N	N	S	S	S
89	11BAT10CE070	TRANSFORMADOR CORRENTE	S	S	S	S	S	S	N	N	N	S	S	S
90	11BAT10CE111	TRANSFORMADOR CORRENTE	S	S	S	S	S	S	N	N	N	S	S	S
91	11BAT10CF001	RELÉ BUCHOLZ	S	S	S	S	S	S	N	N	N	S	S	S
92	11BAT10CF002	RELÉ PROTECÇÃO REGULADOR	N	N	N	N	N	N	1	1	N	N	S	N
93	11BAT10CF003	INDICADOR CAUDAL ÓLEO	N	N	N	N	N	N	1	1	N	N	N	N

Figura 6.4 – Análise da criticidade de posições funcionais

Posição SAP	Descrição	Mecanismos de falha	Ações de manutenção	Agões de manutenção	Nota	Local/Faixa	Condições Práticas	Ferimentos e Equipamentos
79	Falha RKS 4	Trensagem de Alta Tensão Fase 0	Desregagem automática	Condição RSP	Evitar Ejectos	Zona do Transformador Principal	Condições Práticas	Ferimentos e Equipamentos
80	Falha RKS 4	Trensagem de Alta Tensão Fase 1	Desregagem automática	Condição RSP	Evitar Ejectos	Zona do Transformador Principal	Condições Práticas	Ferimentos e Equipamentos
81	Falha RKS 4	Trensagem de Alta Tensão Fase 2	Desregagem automática	Condição RSP	Evitar Ejectos	Zona do Transformador Principal	Condições Práticas	Ferimentos e Equipamentos
82	Falha RKS 5	Trensagem de Alta Tensão Fase 3	Desregagem automática	Condição RSP	Evitar Ejectos	Zona do Transformador Principal	Condições Práticas	Ferimentos e Equipamentos
83	Falha RKS 6	Trensagem de Alta Tensão Fase 4	Desregagem automática	Condição RSP	Evitar Ejectos	Zona do Transformador Principal	Condições Práticas	Ferimentos e Equipamentos
84	Falha RKS 7	Trensagem de Alta Tensão Fase 5	Desregagem automática	Condição RSP	Evitar Ejectos	Zona do Transformador Principal	Condições Práticas	Ferimentos e Equipamentos
85	Falha RKS 7	Trensagem de Alta Tensão Fase 6	Desregagem automática	Condição RSP	Evitar Ejectos	Zona do Transformador Principal	Condições Práticas	Ferimentos e Equipamentos
86	Falha RKS 7	Trensagem de Alta Tensão Fase 7	Desregagem automática	Condição RSP	Evitar Ejectos	Zona do Transformador Principal	Condições Práticas	Ferimentos e Equipamentos
87	Falha RKS 8	Trensagem de Alta Tensão Fase 8	Desregagem automática	Condição RSP	Evitar Ejectos	Zona do Transformador Principal	Condições Práticas	Ferimentos e Equipamentos
88	Falha RKS 8	Trensagem de Alta Tensão Fase 9	Desregagem automática	Condição RSP	Evitar Ejectos	Zona do Transformador Principal	Condições Práticas	Ferimentos e Equipamentos
89	Falha RKS 9	Trensagem de Alta Tensão Fase 10	Desregagem automática	Condição RSP	Evitar Ejectos	Zona do Transformador Principal	Condições Práticas	Ferimentos e Equipamentos
90	Falha RKS 9	Trensagem de Alta Tensão Fase 11	Desregagem automática	Condição RSP	Evitar Ejectos	Zona do Transformador Principal	Condições Práticas	Ferimentos e Equipamentos
91	Falha RKS 9	Trensagem de Alta Tensão Fase 12	Desregagem automática	Condição RSP	Evitar Ejectos	Zona do Transformador Principal	Condições Práticas	Ferimentos e Equipamentos
92	Falha RKS 9	Trensagem de Alta Tensão Fase 13	Desregagem automática	Condição RSP	Evitar Ejectos	Zona do Transformador Principal	Condições Práticas	Ferimentos e Equipamentos
93	Falha RKS 9	Trensagem de Alta Tensão Fase 14	Desregagem automática	Condição RSP	Evitar Ejectos	Zona do Transformador Principal	Condições Práticas	Ferimentos e Equipamentos
94	Falha RKS 9	Trensagem de Alta Tensão Fase 15	Desregagem automática	Condição RSP	Evitar Ejectos	Zona do Transformador Principal	Condições Práticas	Ferimentos e Equipamentos
95	Falha RKS 9	Trensagem de Alta Tensão Fase 16	Desregagem automática	Condição RSP	Evitar Ejectos	Zona do Transformador Principal	Condições Práticas	Ferimentos e Equipamentos
96	Falha RKS 9	Trensagem de Alta Tensão Fase 17	Desregagem automática	Condição RSP	Evitar Ejectos	Zona do Transformador Principal	Condições Práticas	Ferimentos e Equipamentos
97	Falha RKS 9	Trensagem de Alta Tensão Fase 18	Desregagem automática	Condição RSP	Evitar Ejectos	Zona do Transformador Principal	Condições Práticas	Ferimentos e Equipamentos
98	Falha RKS 9	Trensagem de Alta Tensão Fase 19	Desregagem automática	Condição RSP	Evitar Ejectos	Zona do Transformador Principal	Condições Práticas	Ferimentos e Equipamentos
99	Falha RKS 9	Trensagem de Alta Tensão Fase 20	Desregagem automática	Condição RSP	Evitar Ejectos	Zona do Transformador Principal	Condições Práticas	Ferimentos e Equipamentos

Figura 6.5 – Identificação de mecanismos de falha e ações de manutenção

- **Documentação** – Obter a respetiva documentação:
 - Diagramas de referência
 - Características dos equipamentos
 - Legislação aplicável

Neste sistema foram analisadas 382 posições funcionais, das quais 211 foram consideradas críticas, de acordo com os critérios estabelecidos, e explicado anteriormente, representando assim que o plano de análise recaia sobre estes 55,2% de criticidade.

Ao estabelecer as atividades a desenvolver no Plano de Manutenção Preventiva, estas são calendarizadas atendendo ao seu tipo, em

Mensal – a natureza desta atividade é essencialmente de visita ao equipamento;

Anual – a natureza desta atividade é essencialmente ensaios de avaliação de condição com o equipamento em serviço;

Revisões Programadas da ilha de potência às 24000 horas funcionamento – nesta etapa as atividades de manutenção já têm um carácter mais invasivo, quer nos ensaios, quer na sistemática prevista de ações (substituições de elementos, de fluidos, limpezas e outras).

Também o plano contempla a distribuição de atividades pelas áreas de especialização, em que as de natureza de visita recaem nas equipas de operação. As atividades anuais e as da revisão sobem na escala de níveis da norma de manutenção passando para os níveis 4 e 5.

A programação das atividades da área de Operação com periodicidade mensal são realizadas em SAP-PM mas em ambiente de mobilidade, MobiPro, que é uma ferramenta de mobilidade em manutenção parametrizada em SAP-PM. As tarefas a realizar aparecem em ambiente de mobilidade numa plataforma em hardware tablet, o que permite ao realizar a atividade introduzir, imediatamente, valores para alimentar os indicadores de manutenção. Esta mobilidade na manutenção já é uma realidade em crescimento e consolidação, e será o futuro [9], permitindo, entre outras vantagens:

- diminuição e/ou eliminação do papel e pastas de arquivo;
- evitar reprocessamentos dos valores a introduzir no sistema de gestão da manutenção;
- diminuir tempos de deslocação para reunir várias atividades;
- acesso ao sistema de gestão informática da manutenção e todas as suas valências.



Figura 6.10 – Hardware e plataforma móvel da manutenção

Estas atividades inserem-se na área da digitalização dos processos da manutenção, e as consequências que daí advêm no que se refere à monitorização dos equipamentos e mapeamento da sua condição.

Em jeito de conclusão de resultados, temos o antes e o depois do SRCM vertido nos planos de manutenção preventiva:

Antes da aplicação do SRCM

- PMP com base em calendário 4000h (desfasado da realidade de exploração grupos);
- PMP sem detalhe das atividades de manutenção (seccionadores; disjuntor linha);
- PMP com manutenção do regulador em carga com base em numero de manobras não integrado na manutenção transformador;
- PMP com manutenção do transformador com base em calendário e com atividades sem fator de criticidade aplicado aos equipamentos, sem elementos de manutenção condicionada;
- PMP sem atribuições a equipas consoante as atividades;

Depois da aplicação do SRCM

- PMP com base no programa de funcionamento dos grupos (*Factored Fired Hours* – horas de fogo da turbina gás);
- PMP com detalhe das atividades de manutenção (seccionadores; disjuntor linha);

- PMP com manutenção do transformador integrado com todos os seus equipamentos (inclusive regulador de tomadas em carga, descarregadores de sobretensão, entre outros);
- Introdução no PMP dos elementos de manutenção preditiva (termografia; análises de óleos, ensaios elétricos; ensaios operacionais) e respectivas atribuições a equipas pelos centros de trabalho (definidos em SAP-PM).

7. Conclusões e trabalho futuro

O trabalho exposto nesta dissertação concerne à aplicação de uma metodologia de análise dos equipamentos na perspectiva da otimização do seu plano de manutenção. O plano de manutenção preventiva, inicialmente, é construído com base nas recomendações do fabricante. Estas recomendações não incorporam as condições de ambiente e carga a que os equipamentos estarão sujeitos, bem como a respetiva probabilidade de falha, nesse contexto, e a sua consequência. Assim a análise realizada ao sistema de MAT da central de ciclo combinado de Lares com base no SRCM permitiu otimizar o plano de manutenção preventiva, de acordo com todos os passos da metodologia, e enquadrar a gestão do ativo na ótica da gestão do risco e da sua probabilidade de falha, calendarizando assim as atividades de manutenção para os períodos, de acordo com a ilha de potência e o estado dos grupos perante o mercado.

Este tipo de análise, levada a cabo ao longo desta dissertação, revela que abordagem estruturada e multidisciplinar sobre a gestão da manutenção dos equipamentos, permite produzir uma perspectiva de vantagem económica no ciclo de vida e exploração dos equipamentos, visto que é essa gestão dos ativos (ciclo de vida, flexibilidade e custo de oportunidade) que possibilita a diferenciação.

A continuidade da utilização desta metodologia, de forma continuada e sistemática, nos restantes sistemas é o trabalho futuro, aliás como já em fase adiantada de implementação, por exemplo, para o sistema elétrico de média tensão dos grupos da central (apêndice 3).

8. Referências bibliográficas

- [1] Davies, R.; Dieter, J.; McGrail, T.; "The IEEE and asset management: A discussion paper," Power and Energy Society General Meeting, 2011 IEEE , vol., no., pp.1-5, 24-29 July 2011
- [2] Neil B. Bloom; Reliability Centered Maintenance, Implementation made simple – McGrawHill Inc, 2006.
- [3] Relatório Técnico 2017, EDP Gestão da Produção Energia S.A., 2017
- [4] Butterworth – Heinemann, Reliability - Centered Maintenance, 2º ed., Great Britain:, J. Moubray 1997.
- [5] EPRIGEN. Streamlined Reliability Centered Maintenance (SRCM) Implementation Guidelines [R].TR 1097952-V 2, 1998.
- [6]. Xu xidong, Zhu Junyong, Lu Yinong. An Improved Way of RCM—Streamlined RCM (SRCM). NORTH CHINA ELECTRIC POWER [J]. 2006.
- [7] Guilherme José do Pilar Viegas, Levantamento, identificação e classificação de dados para a gestão da manutenção numa empresa industrial, Setembro 2014.
- [8] Yunus Cengel, Michael Boles, Thermodynamics, An engineering approach, 5th, McGrawHill Inc, 2006.
- [9] Rita Araujo, Mobilidade na Manutenção – Do papel ao tablet, *Case Study*, Revista Manutenção, Publindústria, 4ºtrimestre 2017.
- [10] GE Energy Training Manual, Lares Combined Cycle Operation, 2008.
- [11] Folheto da Central Termoelétrica de Lares, 2008.
- [12] NP EN 13306:2007 – Terminologia da Manutenção
- [13] Formação Interna EDP Produção - Otimização da manutenção centrada na fiabilidade, DOM-MT, 2015

Apêndices

1. Níveis da Norma AFNOR FDX60-000 de 2002

Nível I – Ação Simples: regulações simples previstas pelo construtor por meio de elementos acessíveis, sem nenhuma desmontagem ou abertura do equipamento. Fundamentalmente inspeção visual e regulações simples;

Nível II – Manutenção Corrente: reparações por substituição normal dos elementos previstos e operações menores de manutenção preventiva, tais como lubrificação ou controlo de bom funcionamento. Pode ser efetuada por técnico habilitado de qualificação média, no local, com a ferramenta portátil definida pelas instruções de manutenção e com a ajuda destas instruções. Utiliza peças de substituição transportáveis e que se encontram, sem atrasos, na proximidade imediata do local de utilização;

Nível III – Manutenção Corrente mais Especializada: identificação e diagnóstico de avarias, reparações por troca de componentes ou elementos funcionais, reparações mecânicas menores e todas as operações correntes de manutenção preventiva tais como regulações gerais ou aferições de aparelhagem de medida. Pode ser efetuada por técnico qualificado, no local ou num local de manutenção, com a ajuda das ferramentas previstas nas instruções de manutenção, bem como de aparelhos de medida e regulação e eventualmente bancos de ensaio e de controlo dos equipamentos e utilizando o conjunto de documentos necessários à manutenção do bem, assim como peças aprovacionadas pelo armazém;

Nível IV- Intervenção Específica: todos os trabalhos importantes de manutenção corretiva ou preventiva, com exceção da renovação e da reconstrução. Este nível inclui ainda a calibração dos aparelhos de medida utilizados para a manutenção e eventualmente a verificação dos padrões de trabalho por organismos

especializados. Pode ser efetuado por equipa que compreenda um enquadramento técnico muito especializado, numa oficina especializada dotada de ferramenta geral (meios mecânicos, de cablagem, de limpeza, ...) e eventualmente bancos de teste e padrões de trabalho necessários, com a ajuda de todas as documentações gerais ou particulares;

Nível V – Renovação / Reconstrução: revisão geral, reconstrução ou execução de reparações importantes, confiadas a uma oficina central. Por definição, este tipo de trabalho é efetuado pelo construtor, ou representante oficial, com os meios definidos pelo construtor e, portanto, próximos dos da fabricação.

2. Ferramenta de análise Streamlined Reliability Centered Maintenance, para o sistema de muita alta tensão da central de combinado de Lares:

- Lista_Pos_Func_SAP
- Lista_Pos_Func_Normalizada
- Limites Sistema RCM01
- Lista_Pos_Func_RCM09
- Analise_Criticidade RCM03C
- Plano_Manutenção_Proposto RCM04
- Calculo_Recursos RCM05



Apendice 2 - ACA e
BAT_Subestação_Final



Central: Lares

Optimização de Manutenção Preventiva

Elaborado por:

Data:

Centro: 2E05

Revisão:01

Subestação

Posição SAP	Descrição	Análise Criticidade														Classe Equipamento
		Produção							Seg/Amb			Manutenção				
		Dispon. Carga?	Trabalho de Carga? (manipulação de carga)	Manutenção Preventiva (CI = 5 MW)?	Manutenção Corretiva (CI = 10 MW, 15 MW, 20 MW, 30 MW)?	Peças de substituição disponíveis?	Diagnóstico de avarias?	Avançado - Global - Critico?	Compartilhado	Previsão de falha	Avançado - Global - Critico?	Condição de manutenção corretiva esperada a curto prazo	Avançado - Global - Critico?	A falta de posição de manutenção a curto prazo	A falta de posição de manutenção a médio prazo	
11BAT10AA001	VÁLVULA DRENO DE FUNDO DO TRANSFORMADOR	N	N	N	N	N	N	N	1	1	N	N	N	N	N	
11BAT10AA002	VÁLVULA DRENO DE FUNDO DO TRANSFORMADOR	N	N	N	N	N	N	N	1	1	N	N	N	N	N	
11BAT10AA003	VÁLVULA DRENO DE FUNDO DO TRANSFORMADOR	N	N	N	N	N	N	N	1	1	N	N	N	N	N	
11BAT10AA004	UPPER FILTER VALVE 1	N	N	N	N	N	N	N	1	1	N	N	N	N	N	
11BAT10AA005	UPPER FILTER VALVE 2	N	N	N	N	N	N	N	1	1	N	N	N	N	N	
11BAT10AA006	LOWER FILLING FILTER VALVE 1	N	N	N	N	N	N	N	1	1	N	N	N	N	N	
11BAT10AA007	LOWER FILLING FILTER VALVE 2	N	N	N	N	N	N	N	1	1	N	N	N	N	N	
11BAT10AA008	LOWER FILLING FILTER VALVE 3	N	N	N	N	N	N	N	1	1	N	N	N	N	N	
11BAT10AA009	VÁLVULA DRENO 1	N	N	N	N	N	N	N	1	1	N	N	N	N	N	
11BAT10AA010	VÁLVULA DRENO 2	N	N	N	N	N	N	N	1	1	N	N	N	N	N	
11BAT10AA011	VÁLVULA DRENO 3	N	N	N	N	N	N	N	1	1	N	N	N	N	N	
11BAT10AA012	VÁLVULA DRENO ÓLEO CONSERVADOR TRANSFORMADOR	N	N	N	N	N	N	N	1	1	N	N	N	N	N	
11BAT10AA013	VÁLVULA DRENO ÓLEO CONSERVADOR REGULADOR	N	N	N	N	N	N	N	1	1	N	N	N	N	N	
11BAT10AA014	VÁLVULA ISOLAMENTO ÓLEO REGULADOR 1	N	N	N	N	N	N	N	1	1	N	N	N	N	N	
11BAT10AA015	VÁLVULA ISOLAMENTO ÓLEO REGULADOR 2	N	N	N	N	N	N	N	1	1	N	N	N	N	N	
11BAT10AA016	VÁLVULA ISOLAMENTO ÓLEO TRANSFORMADOR	N	N	N	N	N	N	N	1	1	N	N	N	N	N	
11BAT10AA017	VÁLVULA ISOLAMENTO ÓLEO TRANSFORMADOR	N	N	N	N	N	N	N	1	1	N	N	N	N	N	
11BAT10AA018	VÁLVULA DRENO	N	N	N	N	N	N	N	1	1	N	N	N	N	N	
11BAT10AA019	VÁLVULA DRENO	N	N	N	N	N	N	N	1	1	N	N	N	N	N	
11BAT10AA020	UPPER FILLING VALVE	N	N	N	N	N	N	N	1	1	N	N	N	N	N	
11BAT10AA021	VÁLVULA BYPASS	N	N	N	N	N	N	N	1	1	N	N	N	N	N	
11BAT10AA022	VÁLVULA PURGA ÓLEO REGULADOR	N	N	N	N	N	N	N	1	1	N	N	N	N	N	
11BAT10AN001	VENTILADOR REFRIGERAÇÃO	N	N	S				S			N				S	
11BAT10AN002	VENTILADOR REFRIGERAÇÃO	N	N	S				S			N				S	
11BAT10AN003	VENTILADOR REFRIGERAÇÃO	N	N	S				S			N				S	
11BAT10AN004	VENTILADOR REFRIGERAÇÃO	N	N	S				S			N				S	
11BAT10AN005	VENTILADOR REFRIGERAÇÃO	N	N	S				S			N				S	
11BAT10AN006	VENTILADOR REFRIGERAÇÃO	N	N	S				S			N				S	
11BAT10AN007	VENTILADOR REFRIGERAÇÃO	N	N	S				S			N				S	
11BAT10AN008	VENTILADOR REFRIGERAÇÃO	N	N	S				S			N				S	
11BAT10AN009	VENTILADOR REFRIGERAÇÃO	N	N	S				S			N				S	
11BAT10AN010	VENTILADOR REFRIGERAÇÃO	N	N	S				S			N				S	
11BAT10AN011	VENTILADOR REFRIGERAÇÃO	N	N	S				S			N				S	
11BAT10AN012	VENTILADOR REFRIGERAÇÃO	N	N	S				S			N				S	
11BAT10AN013	VENTILADOR REFRIGERAÇÃO	N	N	S				S			N				S	
11BAT10AN014	VENTILADOR REFRIGERAÇÃO	N	N	S				S			N				S	
11BAT10AN015	VENTILADOR REFRIGERAÇÃO	N	N	S				S			N				S	



			Optimização
			Centro
Sistema:			Central
Posição funcional	Descrição	Acções de manutenção	Actividade
11BAT10AN001	VENTILADOR REFRIGERAÇÃO	Norma X60-010 Inspeção Mensal	Ensaio de funcionamento do estado de condição Verificar as pressões em cada fase. NOTA: Para um funcionamento seguro os valores registados não podem estar abaixo de 0,61 MPa 1 - Os valores lidos deverão ser registados/acrescentados em folha Excel igual à da ronda passada - Anexar na OM; 2 - É necessário anexar fotos dos registos à OM; 3 - As Rondas para além do resisto em SAP são registadas em : L:\Sectorial\LRM\LRME\Eléctrico\Disjuntores\Ronda Disjuntores SF6.xls
2T05-00ACA10GS050-Q01	Pólo Disjuntor Linha 400kV Fase 0		
Falta KKS 16	Exsicador (Sílica Gel) TRF Potência	Inspeção Mensal	Verificação da sílica
Falta KKS 17	Exsicador (Sílica Gel) Regulador Tomadas	Inspeção Mensal	Verificação da sílica
11BAT10AN001	VENTILADOR REFRIGERAÇÃO	Controlo Anual	Verificar o estado geral dos ventiladores dos permutadores de calor - Efectuar o arranque manual dos ventiladores durante 30 minutos
11BAT10AP001	BOMBA ARREFECIMENTO	Controlo Anual	medição da resistência de isolamento
11BAT10AP001	BOMBA ARREFECIMENTO	Controlo Anual	Verificar a correcta parametrização dos escalões de arranque e temporizações Efectuar o arranque manual das bombas durante 5 minutos
11BAT10CE070	TRANSFORMADOR CORRENTE	Controlo Anual	Termografia
Falta KKS 4	Travessia de Alta Tensão Fase 0	Controlo Anual	Termografia
Falta KKS 4	Travessia de Alta Tensão Fase 0	Inspeção Anual	Inspeção visual a eventuais fugas e nível de óleo
Falta KKS 7	Travessia de neutro	Controlo Anual	Termografia
Falta KKS 7	Travessia de neutro	Inspeção Anual	Inspeção visual a eventuais fugas de óleo
Falta KKS 8	Travessia de Baixa Tensão Fase U	Controlo Anual	Termografia
Falta KKS 8	Travessia de Baixa Tensão Fase U	Inspeção Anual	Inspeção visual a eventuais fugas ar comprimido
Falta KKS 14	Conservador do transformador com membrana de borracha	Inspeção Anual	Inspeção visual a eventuais fugas de óleo e pontos de corrosão Verificação dos níveis de óleo
Falta KKS 18	Radiador de refrigeração de óleo nº1	Inspeção Anual	Inspeção visual a eventuais fugas de óleo e pontos de corrosão
Falta KKS 70	Cubas do óleo	Inspeção Anual	Inspeção visual a eventuais fugas de óleo e pontos de corrosão
Falta KKS 71	Descarregador de sobretensão Fase 0	Controlo Anual	Termografia
2T05-00ACA10CE204	Transformador de tensão 400kV lado grupo	Controlo Anual	Termografia
Falta KKS 78	Coluna Suporte do TT Grupo 400kV Fase 4	Controlo Anual	Inspeção visual a eventuais pontos de corrosão
2T05-00ACA10GS022-Q01	Pólo Seccionador Grupo Fase 0	Controlo Anual	Termografia
2T05-00ACA10GS022-Q01	Pólo Seccionador Grupo Fase 0	Controlo Anual	Limpeza e lubrificação
2T05-00ACA10GS022-Q01	Pólo Seccionador Grupo Fase 0	Controlo Anual	Ensaíes Eléctricos
2T05-00ACA10GS022-Q01	Pólo Seccionador Grupo Fase 0	Controlo Anual	Inspeção visual
Falta KKS 79	Accionamento do Seccionador Transformador Fase 0	Controlo Anual	Limpeza e reapertos
Falta KKS 79	Accionamento do Seccionador Transformador Fase 0	Controlo Anual	Limpeza e lubrificação
Falta KKS 79	Accionamento do Seccionador Transformador Fase 0	Controlo Anual	Manobra do equipamento para verificar prisões e folgas
Falta KKS 82	Coluna Suporte do Seccionador Transformador Fase 0	Controlo Anual	Inspeção visual a eventuais pontos de corrosão
2T05-00ACA10GS032-Q01	Pólos Seccionador Terra Grupo Fase 0	Controlo Anual	Limpeza e lubrificação

11BAT10GH002	QUADRO CONTROLO REG TOMADAS TRF 11BAT10	Controlo CI	Assegurar a estanquidade do quadro de comando substituindo as suas juntas se necessário. Beneficiar e lubrificar fechaduras e dobradiças. Limpeza geral do quadro de comando. Reaperto de ligações dos componentes internos. Substituição das identificações em falta ou danificadas dos cabos, réguas e respectivos equipamentos.
2T05-00ACA93	Caixa de Reagrupamento de Tensões	Controlo CI	Assegurar a estanquidade do quadro de comando substituindo as suas juntas se necessário. Beneficiar e lubrificar fechaduras e dobradiças. Limpeza geral do quadro de comando. Reaperto de ligações dos componentes internos. Substituição das identificações em falta ou danificadas dos cabos, réguas e respectivos equipamentos.
Falta KKS 94	Caixa de Comando	Controlo CI	Assegurar a estanquidade do quadro de comando substituindo as suas juntas se necessário. Beneficiar e lubrificar fechaduras e dobradiças. Limpeza geral do quadro de comando. Reaperto de ligações dos componentes internos. Substituição das identificações em falta ou danificadas dos cabos, réguas e respectivos equipamentos. Comprovar o bom funcionamento do sistema de iluminação e aquecimento
2T05-00ACA91	Caixa de Reagrupamento de Correntes	Controlo CI	Assegurar a estanquidade do quadro de comando substituindo as suas juntas se necessário. Beneficiar e lubrificar fechaduras e dobradiças. Limpeza geral do quadro de comando. Reaperto de ligações dos componentes internos. Substituição das identificações em falta ou danificadas dos cabos, réguas e respectivos equipamentos.
2T05-00ACA92	Caixa de Reagrupamento de Tensões	Controlo CI	Assegurar a estanquidade do quadro de comando substituindo as suas juntas se necessário. Beneficiar e lubrificar fechaduras e dobradiças. Limpeza geral do quadro de comando. Reaperto de ligações dos componentes internos. Substituição das identificações em falta ou danificadas dos cabos, réguas e respectivos equipamentos.
11BAT10CE070	TRANSFORMADOR CORRENTE	Controlo HGPI	Abrir a caixa de terminais do transformador de intensidade, reapertar ligações e proceder à limpeza do interior da caixa. Medir e registar os valores da resistência ohmica do enrolamento. Reapertar todas as ligações eléctricas à resistência de ajuste e circuito das bobinas de aquecimento. Fechar a caixa assegurando a sua estanquidade.
11BAT10CE111	TRANSFORMADOR CORRENTE	Controlo HGPI	Abrir a caixa de terminais do transformador de intensidade, reapertar ligações e proceder à limpeza do interior da caixa. Medir e registar os valores da resistência ohmica do enrolamento. Reapertar todas as ligações eléctricas à resistência de ajuste e circuito das bobinas de aquecimento. Fechar a caixa assegurando a sua estanquidade. Calibração da sonda de temperatura.
11BAT10CF001	RELÉ BUCHOLZ	Controlo HGPI	Limpeza, reaperto, lubrificação e teste de funcionamento com verificação da correta atuação da cadeia de proteção
11BAT10CF001	RELÉ BUCHOLZ	Controlo HGPI	Limpeza e substituição de vedantes garantindo a estanquidade da caixa de ligações
11BAT10CF002	RELÉ PROTECÇÃO REGULADOR	Controlo HGPI	Limpeza, reaperto, lubrificação e teste de funcionamento com verificação da correta atuação da cadeia de proteção
11BAT10CF002	RELÉ PROTECÇÃO REGULADOR	Controlo HGPI	Limpeza e substituição de vedantes garantindo a estanquidade da caixa de ligações
11BAT10CF001	VALVULA ALIVIO ÓLEO TRANSFORMADOR	Controlo HGPI	Certificação por entidade externa certificada
11BAT10CT001	INDICADOR TEMPERATURA ÓLEO TRANSFORMADOR	Controlo HGPI	Limpar o visor e o filtro do respiro. Deslocar o ponteiro de indicação de valor máximo até ao ponteiro móvel. (Nota: Não deslocar o ponteiro móvel em nenhuma circunstância.) Abrir os aparelhos e verificar as ligações dos contactos e bobina de aquecimento. Verificar ligações entre os aparelhos e a caixa de comando, reapertar terminais. Calibração dos termómetros, sem desmontar o capilar do local. Medir e registar os valores da resistência ohmica do enrolamento. Colocar óleo de transformador nos dedos de luva que contém as sondas dos termómetros. Assegurar a estanquidade do aparelho.

