

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



**Sistemas de Proteção da Rede Nacional de
Transporte: Determinação de Indicadores Chave
para realização de Manutenção Baseada na
Condição**

Bruno Miguel Magalhães Soares

VERSÃO FINAL

Dissertação realizada no âmbito do
Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores
Major Energia

Orientador: Prof. Dr. Helder Leite
Co-orientadora: Eng^a. Susana Costa

20 de julho de 2015

© Bruno Magalhães Soares, 2015

A Dissertação intitulada

“Sistemas de Proteção da Rede Nacional de Transporte: Determinação de Indicadores Chave para realização de Manutenção Baseada na Condição”

foi aprovada em provas realizadas em 20-07-2015

o júri



Presidente **Professor Doutor Manuel António Cerqueira da Costa Matos**
Professor Catedrático do Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



Professor Doutor Sérgio Augusto Pires Leitão
Professor Auxiliar do Departamento de Engenharias da Escola de Ciências e Tecnologias da Universidade de Trás-os-Montes e Alto Douro



Professor Doutor Helder Filipe Duarte Leite
Professor Auxiliar do Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto

O autor declara que a presente dissertação (ou relatório de projeto) é da sua exclusiva autoria e foi escrita sem qualquer apoio externo não explicitamente autorizado. Os resultados, ideias, parágrafos, ou outros extratos tomados de ou inspirados em trabalhos de outros autores, e demais referências bibliográficas usadas, são corretamente citados.



Autor - Bruno Miguel Magalhães Soares

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto

Resumo

Os sistemas de proteção das redes elétricas são fundamentais, uma vez que o seu objetivo é minimizar o risco para a segurança de pessoas e de bens, minimizando o tempo no qual inevitáveis defeitos estão ativos nos equipamentos do sistema elétrico. Para isso, sempre que haja a ocorrência de defeitos ou outras perturbações nocivas para o sistema, os sistemas de proteção devem proceder ao seu isolamento. Pretende-se, ainda, que o seu funcionamento seja seguro, i.e., que apenas funcionem quando é realmente necessário, de forma a não interromper fluxos de energia de forma intempestiva. Assim, os operadores da rede elétrica devem ter técnicas de manutenção adaptadas às particularidades dos sistemas de proteção e que permitam, simultaneamente, reduzir os seus custos de operação e manutenção.

Aproveitando as potencialidades oferecidas pelas novas tecnologias, quer no campo das proteções numéricas, quer no campo das comunicações e bases de dados, a Operadora da Rede Nacional de Transporte (RNT) em Portugal tem em curso a implementação de um sistema de aquisição e análise automática de oscilografia, denominado de Aplicação Central de Análise de Incidentes. A presente dissertação tenta aproveitar as capacidades desta Aplicação e propõe um novo modelo de manutenção a aplicar aos sistemas de proteção instalados na RNT. Este modelo reflete as características específicas destes sistemas e as necessidades da Operadora da RNT.

O modelo contempla a adoção de Manutenção Baseada na Condição, que requer a monitorização do estado dos equipamentos. Esta monitorização pode ser conseguida através da inclusão de um módulo na Aplicação Central. O módulo deverá calcular um conjunto de Indicadores Chave de Performance que permite realizar a monitorização pretendida. Estes Indicadores foram definidos na presente dissertação atendendo aos modos de avaria dos sistemas de proteção.

Ao longo do trabalho são efetuados dois estudos práticos da avaliação do estado dos sistemas de proteção. Concluiu-se que, a implementação do módulo de Manutenção Baseada na Condição será um processo complexo. Contudo, o Módulo desenvolvido permite satisfazer as necessidades atuais da Operadora da RNT, justificando-se a sua adoção.

Palavras-Chave: Sistemas de Proteção, Equipamentos de Proteção, Funções de Proteção, Manutenção Baseada na Condição, Indicadores Chave de Performance, Incidentes, Registos de Oscilografia

Abstract

The protection systems are primordial since they try to minimize the risk for the people and goods safety, minimizing the time that the faults are active in power system equipment. To achieve this goal, the faults or other harmful disturbances must be insulated as fast as possible. Beyond that, the action of protection systems must be safe, i.e., this action must be performed only if it is necessary to not interrupt the power flow in an untimely way. Thus, the electric grid's operators should have maintenance techniques adapted to the particularities of protection systems and techniques that allow to reduce operation and maintenance costs, in a simultaneously way.

Taking advantage of the new technologies' potentialities, both in field of numeric relays, communications and databases, the Portuguese Transmission System Operator (TSO) is implementing an automatic acquisition and analysis of disturbance records system. This system is called "Aplicação Central de Análise de Incidentes" (Central Application of Disturbance Analysis). This dissertation thesis tries to take advantage of this system's capabilities and propose a new maintenance model to be applied to protection systems installed in Portuguese Transmission System. This model takes into account the specific characteristics of these systems and Portuguese TSO needs.

The proposed model contemplate the adoption of Condition Based Maintenance, which requires monitoring of equipment's state. This monitoring action can be achieved through the inclusion of a function module in "Aplicação Central". The function module should calculate a set of Key Performance Indicators (KPI) that monitors protection system's condition. These Indicators were defined in this work, bearing in mind protection systems' fail modes.

Throughout this work, two practical studies of evaluation of protection systems' current condition were done. These examples allowed to conclude that the implementation of the Condition Based Monitoring will be a complex process. However, it allows to satisfy actual TSO's needs, which justifies Module adoption.

Keywords: *Protection Systems, Protective Relays, Protection functions, Condition Based Maintenance, Key Performance Indicators, Disturbances, Disturbance Records*

Agradecimentos

Quero agradecer a todos aqueles que permitiram chegar ao final de uma das etapas mais importantes da minha vida: o ciclo de estudos correspondente ao Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores!

Em especial, queria agradecer aos meus pais, avós maternos e irmão que sempre me incentivaram no sentido de chegar ao fim desta etapa, mesmo nos momentos de menor motivação. Sem eles, estou certo que não chegaria a este ponto e a minha dissertação na REN, em Sacavém, não seria mesmo possível.

Agradeço imenso a minha namorada, Joana Melo, que me tem motivado incondicionalmente. Prestou um apoio fundamental sempre que necessitei, e ainda compreendeu e ajudou no facto de ter realizado o meu estágio curricular deslocado do Porto. Aos seus pais, também quero agradecer de forma especial.

Aos meus amigos e colegas que me acompanharam ao longo desta etapa. Em especial ao Filipe Matos, Eduardo Rodrigues e Pedro Castro, que me acompanharam nos últimos três anos, pela motivação e pelos bons momentos passados quer em contexto de trabalho, quer nos momentos mais descontraídos.

Um agradecimento especial ao meu Orientador Professor Doutor Helder Leite por me ter proporcionado a possibilidade de realizar o presente trabalho na REN, e por todos os conselhos e orientações fornecidas ao longo da dissertação. O mesmo agradecimento especial para a minha Coorientadora, Engenheira Susana Costa, que sempre me apoiou, incansavelmente, ao longo do trabalho desenvolvido e deu preciosos conselhos.

Por fim, mas não menos importante, agradeço a todo o Departamento de Engenharia de Sistemas da Direção de Exploração da Unidade de Negócio Elétrica da REN pela oportunidade de estágio e apoio concedido. Em particular à Eng^a. Rita Dias, Eng. André Marques, Eng. Paulo Patrão, Eng. Ricardo Fernandes, Eng. José Ramalho e Eng. António Reis. Um agradecimento especial para o Eng. António Marques, incansável na sua transmissão de conhecimentos, por todo o apoio que me deu no sentido de acrescentar valor ao meu trabalho.

A todos um MUITO OBRIGADO!

"Our greatest weakness lies in giving up. The most certain way to succeed is always to try just one more time."

Thomas Edison

Índice

Capítulo 1	1
Introdução	1
1.1 - Âmbito da Dissertação	1
1.2 - Motivação e Objetivos da Dissertação	2
1.3 - A Operadora da Rede Nacional de Transporte em Portugal	3
1.4 - Estrutura do Documento	3
1.5 - Disseminação de Resultados	4
Capítulo 2	5
Manutenção de Ativos numa Operadora de Rede de Transporte de Energia	5
2.1 - A gestão de ativos técnicos de um operador de rede de transporte	5
2.2 - Técnicas de manutenção de ativos físicos em operadores de redes elétricas	6
2.2.1 - Manutenção corretiva	7
2.2.2 - Manutenção Preventiva Sistemática ou Manutenção Baseada no Tempo (TBM) ..	8
2.2.3 - Manutenção Preventiva Condicionada ou Manutenção Baseada na Condição (CBM)	10
2.2.4 - Manutenção Produtiva Total (TPM)	14
2.2.5 - Manutenção Centrada na Fiabilidade (RCM)	14
2.2.6 - Manutenção Baseada no Risco (RBM)	15
2.2.7 - Root Cause Analysis	16
2.3 - A Manutenção dos ativos nos Operadores de Redes Elétricas	17
2.4 - Manutenção dos Sistemas de Proteção na Operadora da Rede Nacional de Transporte	18
em 2015	18
2.5 - Indicadores estatísticos respeitantes aos sistemas de proteção da Rede Nacional de	20
Transporte em Portugal	20
2.5.1 - Indicadores estatísticos das funções de proteção	20
2.5.2 - Indicadores estatísticos dos Sistemas de Teleproteção	21
2.5.3 - Indicadores estatísticos dos Sistemas de Proteção	22
2.5.4 - Indicadores estatísticos do Religador Automático	23
2.6 - Manutenção dos Sistemas de Proteção - Revisão da Literatura	24
2.7 - Sumário	24
Capítulo 3	27
Análise do comportamento dos sistemas de proteção da Rede Nacional de Transporte ...	27
3.1 - A arquitetura do sistema de proteção, comando e controlo das subestações da Rede	27
Nacional de Transporte	27
3.1.1 - Nível 0	28
3.1.2 - Nível 1	28
3.1.3 - Nível 2	29
3.1.4 - Nível 3	30

3.2 - Os sistemas de Proteção da Rede Nacional de Transporte	30
3.2.1 - Tipos de proteções do ponto de vista construtivo, utilizadas na Rede Nacional de Transporte	32
3.2.2 - Funções de proteção implementadas na Rede Nacional de Transporte	33
Diferencial de linha (DIFL) e diferencial de (auto)transformador (DIFT):	33
Diferencial homopolar de (auto)transformador (DIFTH) ou <i>Restricted Earth Fault</i> (REF):	35
Diferencial de barramento (DIFB)	35
Distância (DIST) [45].....	35
Teleproteção (TELEPT) [46].....	38
Distância de Emergência (DISTEMERG) [43]	39
Máxima Intensidade de Emergência (MIEMERG) [47]	39
Direcional de Terra (DIRT) [47].....	40
Máxima Intensidade Homopolar do Neutro do Transformador “Biberão” (MIHBIB), para Reactância de Neutro (MIHREACTN) e em Regime Especial de Exploração (MIHREE)	40
Máxima Tensão (MAXU)	40
<i>Switch-On-To-Fault</i> (SOTF) [47].....	41
Falha de Disjuntor (FDISJ) [48]	41
STUB [48]	41
3.2.3 - Funções de controlo associadas às funções de proteção	41
Religação (RELIG) [50]	41
<i>Synchrocheck</i> (SYNC) [50]	42
<i>Power Swing Blocking</i> (PSB) [43]	42
<i>Out-of-Step</i> (OOS) [43]	43
3.2.4 - Funções de Vigilância dos Sistemas de Proteção [50]	43
Vigilância dos circuitos secundários dos TI’s (VSTI)	43
Vigilância dos circuitos secundários dos TT’s (VSTT)	43
Vigilância dos circuitos de disparo (VSCD)	43
Vigilância dos circuitos Imagem dos Seccionadores (VSSC).....	43
3.3 - Caracterização da função de análise de perturbações e comportamentos dos sistemas de proteção	43
3.4 - Obtenção de registos de oscilografia na Operadora da Rede Nacional de Transporte	47
3.5 - Análise de Oscilografias	48
3.5.1 - Identificação de fases elétricas afetadas e da natureza do defeito	49
3.5.2 - Corrente de defeito.....	49
3.5.3 - Medidas dos tempos relacionados com a atuação dos sistemas de proteção....	50
3.5.4 - Localização do defeito	50
3.5.5 - Problemas detetáveis através de oscilogramas	51
3.6 - Análise Automática de registos oscilográficos - Revisão da Literatura.....	51
3.7 - Sumário.....	53

Capítulo 4

Aplicação da Manutenção Baseada na Condição (CBM) nos sistemas de proteção da Operadora da Rede Nacional de Transporte.....	55
4.1 - Proposta de modelo de manutenção dos sistemas de proteção da Operadora da Rede Nacional de Transporte - introdução.....	55
4.2 - Proposta de Manutenção dos Sistemas de Proteção da Operadora da Rede Nacional de Transporte	56
4.3 - Entradas (<i>Inputs</i>) do Módulo CBM	58
4.4 - Saídas (<i>outputs</i>) do Módulo CBM	61
4.5 - Indicadores Chave de Performance (KPI)	63
4.5.1 - Indicadores de monitorização do Equipamento de Proteção:	64
4.5.2 - Indicadores de monitorização das funções de proteção - Indicadores Gerais...	66
4.5.3 - Indicadores de monitorização da função de proteção de distância (DIST).....	68
4.5.4 - Indicadores de monitorização da função de teleproteção (TELEPT)	69
4.5.5 - Indicadores de monitorização da função de proteção diferencial de transformador (DIFT)	70

4.5.6 - Indicadores de monitorização da função de proteção diferencial de linha aérea ou cabo subterrâneo (DIFL)	71
4.5.7 - Indicadores de monitorização da função <i>Switch On To Fault</i> (SOTF)	72
4.5.8 - Indicadores de monitorização da função de proteção de falha de disjuntor (FDISJ)	72
4.5.9 - Indicadores de monitorização da função de proteção diferencial de barramento (DIFB)	73
4.5.10 - Indicadores de monitorização das funções de supervisão dos circuitos analógicos	73
4.5.11 - Indicadores de monitorização da função de religação	74
4.5.12 - Indicadores de monitorização da função <i>synchrocheck</i>	75
4.5.13 - Indicadores de monitorização do disjuntor	75
4.5.14 - Indicadores relativos aos canais de comunicação	76
4.5.15 - Outros Indicadores	77
4.6 - Sumário	77
Capítulo 5	79
Análise de Incidentes e Comportamentos dos Sistemas de Proteção - Casos de estudo na Operadora da Rede Nacional de Transporte	79
5.1 - A análise de incidentes da Rede Nacional de Transporte	79
5.2 - Incidente N°92/2015: linha Fernão Ferro - Ribatejo (400kV)	80
5.3 - Incidente N°244/2014: linha Monte da Pedra - Sines (150kV)	93
5.4 - Determinação do valor dos indicadores agregados com base no registo histórico comportamental dos sistemas de proteção da Rede Nacional de Transporte	100
5.5 - Sumário	102
Capítulo 6	103
Conclusões e possíveis trabalhos futuros	103
6.1 - Conclusões	103
6.2 - Limitações da aplicação do trabalho desenvolvido	104
6.3 - Contribuições da dissertação	105
6.4 - Possíveis trabalhos futuros	106
Referências bibliográficas	107
Anexo A	111
Indicadores de desempenho dos sistemas de proteção da Operadora da Rede Nacional de Transporte - Últimos 10 anos	111
Anexo B	115
Arquitetura dos Sistemas de Proteção Comando e Controlo em implementação nas subestações da Rede Nacional de Transporte	115
Anexo C	117
Funções dos Sistemas de Comando e Controlo	117
Formação de Polaridades	117
Modos e regimes de Exploração	117
Aquisição e tratamento de medidas	118
Encravamentos de manobra da aparelhagem	118
Registo Cronológico de Acontecimentos	118
Gestão de alarmes	118
Regime Especial de Exploração	118
Telecontrolo das instalações (RTU)	118
Gestão de Serviços Auxiliares (GSA)	118
Regulação de Tensão e do Trânsito de Potência	119
Comando sequencial de equipamento AT	119

Armazenamento seletivo de informação (SAS)	119
Corte por tensão zero (CTZ)	119
Religação Lenta	119
<i>Point on wave</i> (POW)	120
Monitorização de disjuntores	120
Oscilografia	120
Deslastre Frequenciométrico	120
Anexo D	121
Parametrização das funções de proteção na Rede Nacional de Transporte.....	121
SPT3	121
Painel de Linha de Muito Alta Tensão	121
Painel de Linha de Alta Tensão.....	123
Painel de Transformador	123
Painel de Autotransformador	124
Painel de Bateria de Condensadores	126
Painel de Reatância <i>Shunt</i>	127
Painel de Inter-barras (IB).....	127
Painel de Inter-barras/ <i>By-pass</i> (IBBP)	127
Anexo E	129
Quadro Resumo dos Indicadores Chave de Performance (KPI's)	129
Anexo F	141
Dados para análise do incidente 92/2015	141
Anexo G	149
Dados da análise do funcionamento da função DIST realizada ao incidente 92/2015	149
Anexo H	153
Dados para análise do incidente 244/2014.....	153
Anexo I	165
Tabela resumo dos resultados de análise comportamental desde 2010, agregados por modelo de equipamento de proteção	165

Lista de figuras

Figura 2.1 - Diferentes técnicas simples de manutenção de ativos.....	7
Figura 2.2 - Padrões de avaria existentes para os equipamentos [8].	9
Figura 2.3 - Curva P-F (adaptado de [9]).	11
Figura 2.4 - Matriz de risco qualitativa.	16
Figura 2.5 - Evolução típica do custo de operação de uma Empresa com a manutenção dos seus ativos.	17
Figura 2.6 - Energia Não Fornecida imputável aos Sistemas de Proteção da RNT, ao longo dos últimos 10 anos.	19
Figura 2.7 – Número de Interrupções imputável aos Sistemas de Proteção da RNT, ao longo dos últimos 10 anos.	19
Figura 3.1 - O sistema de proteção - elementos constituintes [39].....	30
Figura 3.2 - Característica de estabilização (também denominada de <i>Restraint/Bias</i>) da proteção diferencial (adaptado de [39]).	33
Figura 3.3 - Esquema unifilar representativo do princípio de funcionamento da função diferencial: a) DIFT; b)DIFL.	34
Figura 3.4 - Esquema unifilar representativo do princípio de funcionamento da função DIST.	36
Figura 3.5 - Características de funcionamento, utilizadas na RNT, da função de proteção DIST [45].	36
Figura 3.6 - Esquema unifilar para representação do funcionamento da função DIFL na situação de uma linha com defeito e considerando dois extremos [45].	37
Figura 3.7 - Aplicação de <i>load encroachment</i> na característica de operação da função de proteção DIST [45].	37
Figura 3.8 - Esquema lógico de funcionamento do PUTT.	38
Figura 3.9 - Esquema lógico de funcionamento POTT.	39

Figura 3.10 - Esquema lógico de teleproteção WEI.	39
Figura 3.11 - Características operacionais da função de proteção MI utilizadas na REN: tempo definido e tempo inverso com a corrente [47].	40
Figura 3.12 - Topologia de Disjuntor e Meio e aplicação da função de proteção STUB. ...	41
Figura 3.13 - Função de Análise de perturbações e comportamentos dos Sistemas de Proteção - entradas e saídas.	45
Figura 3.14 - Caracterização das atividades relacionadas com a Análise Comportamental dos Sistemas de Proteção na REN.	45
Figura 3.15 - Arquitetura do Sistema de Osciloperturbografia implementado nas subestações da RNT: a) Sistema Autónomo; b) Sistema Integrado.	47
Figura 3.16 - Períodos do registo de oscilografia (adaptado de [54]).	48
Figura 4.1 - Relação de número de avarias dos sistemas de proteção instalados na Rede Elétrica da REN durante o ano de 2015 com a sua idade.	57
Figura 4.2 - Esquema ilustrativo da arquitetura particular da operadora da Rede Nacional de Transporte para um Sistema automático de aquisição e tratamento de oscilografia [64].	60
Figura 4.3 - Modelo de Manutenção proposto para aplicação nos sistemas de proteção. .	63
Figura 5.1 - Esquema unifilar da linha Fernão Ferro - Ribatejo (LFF.RJ).	80
Figura 5.2 - Excerto dos registos de oscilografia obtidos no contexto do incidente 92/2015: SPT1 de SFF e SPT1 de PCRJ - pormenor dos instantes de defeito.	83
Figura 5.3 - Gráfico Distância Vs Exatidão no cálculo da localização de defeito (numa escala de 0 a 10).	85
Figura 5.4 - Dados do Incidente 92/2015 no GestInc.	86
Figura 5.5 - Excerto dos registos de oscilografia obtidos no contexto do incidente 92/2015: SPT1 de SFF e SPT1 de PCRJ - determinação do tempo de arranque e de atuação da função DIFL.	87
Figura 5.6 - Excerto dos registos de oscilografia obtidos no contexto do incidente 92/2015: SPT1 de SFF e SPT1 de PCRJ - determinação do tempo de abertura dos disjuntores.	88
Figura 5.7 - Representação do comportamento da religação monofásica na linha SFF - PCRJ nos oscilogramas obtidos nas duas instalações.	88
Figura 5.8 - Diagrama de impedâncias com representação da variação da impedância do <i>loop</i> M0-Terra, "visto" pelas funções DIST de SFF e de PCRJ (a tracejado está desenhada a característica configurada na função de proteção com os seus vários escalões definidos).	89
Figura 5.9 - Esquema unifilar da ligação entre as instalações sob análise (tem em conta a localização espacial relativa, mas não se encontra à escala).	92
Figura 5.10 - Esquema unifilar da linha Monte da Pedra - Sines (LMP.SN).	93

Figura 5.11 - Compilação dos sinais importantes para análise, provenientes dos oscilogramas obtidos do SPB150 de SSN.....	95
Figura 5.12 - Sequência de eventos ocorridos em SSN devido ao incidente 244/2014 (o eixo vertical representa um sinal lógico e a diferença de amplitudes é apenas para melhor percepção do gráfico).....	96
Figura 5.13 - Diagrama de impedâncias com representação da variação da impedância do <i>loop</i> M4-Terra (linha a "cheio") e do <i>loop</i> M8-Terra (linha a tracejado), "visto" pelas funções DIST de SSN e de PCMP.	97
Figura 5.14 - Gráfico Distância Vs Exatidão no cálculo da localização de defeito (numa escala de 0 a 10).	98
Figura A.1 - Evolução do número de incidentes com repercussões na rede REN.	111
Figura A.2 - Evolução da dependabilidade das funções de proteção ao longo dos últimos 10 anos.	112
Figura A.3 - Evolução da segurança das funções de proteção ao longo dos últimos 10 anos.	112
Figura A.4 - Evolução da fiabilidade das funções de proteção ao longo dos últimos 10 anos.	112
Figura A.5 - Evolução da Eficácia dos sistemas de proteção ao longo dos últimos 10 anos.	113
Figura A.6 - Evolução da probabilidade dos sistemas de proteção atuarem num tempo máximo de 150ms.	114
Figura B.1 - Arquitetura dos Sistemas de Proteção Comando e Controlo em implementação nas subestações da Rede Nacional de Transporte.	116
Figura F.1 - Registo "TRIPLOG" gerado pelo SPT1 de PCRJ.	145
Figura F.2 - Registo "TRIPLOG" gerado pelo SPT2 de SFF.	145
Figura F.3 - Registo "TRIPLOG" gerado pelo SPT1 de PCRJ.	146
Figura F.4 - Esquema unifilar da Subestação de Fernão Ferro (SFF).....	147
Figura F.5 - Esquema unifilar do Posto de Corte do Ribatejo (PCRJ).....	148
Figura H.1 - Oscilograma completo obtido do SPT1, do painel de saída para SSN, de PCMP no contexto do incidente 244/2014.....	161
Figura H.2 - Compilação dos oscilogramas obtidos do SPT1 e SPT2, do painel de saída para PCMP, de SSN no contexto do incidente 244/2014.	162
Figura H.3 - Esquema unifilar do Posto de Corte de Monte da Pedra (PCMP).	163
Figura H.4 - Esquema unifilar da Subestação de Sines (SSN).....	164

Lista de tabelas

Tabela 2.1 - Manutenção Corretiva - vantagens e desvantagens.	8
Tabela 2.2 - Manutenção Baseada no Tempo - vantagens e desvantagens.	9
Tabela 2.3 - Manutenção Baseada na Condição - vantagens e desvantagens.	12
Tabela 3.1 - Equipamentos que constituem cada armário tipo nas subestações da RNT [38].	28
Tabela 5.1 - Valores RMS para corrente e tensão nas 3 fases e neutro/terra no extremo SFF (ref - a terra é a referência para os valores da tensão nas fases; N/T - neutro/terra).	81
Tabela 5.2 - Valores RMS para corrente e tensão nas 3 fases e neutro/terra no extremo PCRJ (ref - a terra é a referência para os valores da tensão nas fases; N/T - neutro/terra).	82
Tabela 5.3 - Dados da linha LFF.RJ necessários para a determinação da distância ao defeito.	85
Tabela 5.4 - Valores para os cálculos necessários para a localização do defeito e resultados associados.	85
Tabela 5.5 - Tempos determinados pela análise oscilográfica relacionados com o incidente 92/2015.	87
Tabela 5.6 - Atualização dos Indicadores Chave de Performance (KPI) relativos aos painéis da linha sede de defeito no incidente 92/2015.	90
Tabela 5.7 - Atualização dos indicadores agregados por modelo de equipamento de proteção como resultado da análise de terceiro nível efetuada à função DIST no âmbito do incidente 92/2015.	92
Tabela 5.8 - Tempos determinados pela análise oscilográfica relacionados com o incidente 244/2014 - defeito M4-Terra.	94
Tabela 5.9 - Tempos determinados pela análise oscilográfica relacionados com o incidente 244/2014 - defeito M8-Terra ((1) - Sem sinalização de arranque).	94

Tabela 5.10 - Valores RMS para corrente e tensão nas 3 fases e neutro/terra no extremo SSN (ref - a terra é a referência para os valores da tensão nas fases; N/T - neutro/terra).	95
Tabela 5.11 - Valores RMS para corrente e tensão nas 3 fases e neutro/terra no extremo PCMP (ref - a terra é a referência para os valores da tensão nas fases; N/T - neutro/terra).	95
Tabela 5.12 - Atualização dos Indicadores Chave de Performance (KPI) relativos aos painéis da linha sede de defeito e barramento de 150kV de SSN no incidente 244/2014. ...	98
Tabela 5.13 - Valor dos Indicadores Chave de Performance agregados referentes aos modelos de sistemas de proteção que arrancaram ou deveriam ter arrancado entre janeiro de 2010 e junho de 2015, na RNT.	101
Tabela A.1 - Caracterização do número de incidentes com repercussões na rede REN. ...	111
Tabela A.2 - Eficácia dos sistemas de proteção por elemento origem de defeito e nível de tensão.	113
Tabela A.3 - Tempo médio de atuação dos sistemas de proteção da RNT por nível de tensão (valores em milissegundos).	114
Tabela A.4 - Número de atuações seletivas e não seletivas na RNT por nível de tensão.	114
Tabela A.5 - Número de religações e respetiva eficácia na RNT, por nível de tensão. ...	114
Tabela C.1 - Modos e regimes de exploração.	117
Tabela D.1 - Parametrizações das funções de proteção pertencentes ao SPT3.	121
Tabela D.2 - Funções de proteção que constituem os sistemas SPT1 e SPT2 dos painéis de linha MAT.	122
Tabela D.3 - Parametrizações das funções de proteção pertencentes ao sistemas SPT1 e SPT2 do painel de linha MAT.	122
Tabela D.4 - Funções de proteção que constituem os sistemas SPT1 e SPT2 dos painéis de transformador.	123
Tabela D.5 - Parametrizações das funções de proteção pertencentes ao sistemas SPT1 e SPT2 do painel de transformador.	124
Tabela D.6 - Funções de proteção que constituem os sistemas SPT1 e SPT2 dos painéis de autotransformador.	125
Tabela D.7 - Parametrizações das funções de proteção pertencentes ao sistemas SPT1 e SPT2 do painel de autotransformador.	125
Tabela D.8 - Funções de proteção que constituem os sistemas SPT1 e SPT2 dos painéis de bateria de condensadores.	126
Tabela D.9 - Parametrizações das funções de proteção pertencentes ao sistemas SPT1 e SPT2 do painel de bateria de condensadores.	127
Tabela D.10 - Funções de proteção que constituem os sistemas SPT1 e SPT2 dos painéis de reatância <i>shunt</i>	127
Tabela E.1 - Quadro resumo dos Indicadores Chave de Performance (KPI's)	130

Tabela F.1 - Registo Cronológico de Acontecimentos relativo ao incidente 92/2015 - Subestação de Fernão Ferro (SFF).....	141
Tabela F.2 - Registo Cronológico de Acontecimentos relativo ao incidente 92/2015 - Posto de Corte do Ribatejo (PCRJ).	143
Tabela G.1 - Tabela resumo do comportamento da função de proteção de distância presente no SPT2, dos painéis pertencentes ao nível de 400kV, das subestações sob o estudo de terceiro nível realizado no âmbito do incidente 92/2015.	150
Tabela H.1 - Registo Cronológico de Acontecimentos relativo ao incidente 244/2014 - Posto de Corte do Monte da Pedra (PCMP).....	153
Tabela H.2 - Registo Cronológico de Acontecimentos relativo ao incidente 244/2014 - Subestação de Sines (SSN).	155
Tabela I.1 - Tabela resumo dos resultados de análise comportamental desde 2010, agregado por modelo de equipamento de proteção.	165

Abreviaturas e Símbolos

Lista de abreviaturas

AC	<i>Alternate Current</i> (Corrente Alternada)
ASA	Automatismo de Serviços Auxiliares (atual GSA)
AT	Alta Tensão
BT	Baixa Tensão
CAR	Centro de Acesso Remoto
CBM	<i>Condition Based Maintenance</i>
CC	Curto-Circuito
CCEB	<i>Current Condition Evaluation-Based</i>
CLIPS	<i>C Language Integrated Production System</i>
COR	Centro de Operação de Rede
CTZ	Corte por Tensão Zero
DC	Direct Current (Corrente Contínua)
DESL	Função de Deslastre Frequentométrico
DFR	<i>Digital Fault Recorder</i>
DGEG	Direção Geral de Energia e Geologia
DIFB	Função de Proteção de Diferencial de Barramento
DIFL	Função de Proteção de Diferencial de Linha
DIFT	Função de Proteção de Diferencial de (auto)Transformador
DIFTH	Função de Proteção de Diferencial Homopolar de Transformador
DIRT	Função de Proteção Direcional de Terra
DIST	Função de Proteção de Distância
DISTEMERG	Função de Proteção de Distância de Emergência
EAS	<i>Enterprise Application Software</i>
ELEX-EA	Direção de Exploração, Departamento de Engenharia de Ativos
ELEX-ES	Direção de Exploração, Departamento de Engenharia de Sistemas
ELEX-LN	Direção de Exploração, Departamento de Linhas

ELEX-O&M	Direção de Exploração, Departamento de Operação e Manutenção
ELGS-CD	Direção de Gestão do Sistema, Centro de Despacho
ELGS-OR	Direção de Gestão do Sistema, Departamento de Operação de Rede
ELGS-SD	Direção de Gestão do Sistema, Departamento de Sistemas e Desenvolvimento
ELPE-AM	Direção de Planeamento, Departamento de Gestão de Ativos
ENF	Energia não fornecida
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
FPCB	<i>Future Condition Prediction-Based</i>
FDISJ	Função de Proteção Falha de Disjuntor
FMECA	<i>Failure Mode, Effect and Criticality Analysis</i>
GAI	Grupo de Análise de Incidentes
GPS	<i>Global Positioning System</i>
GS	Gestor de Sistema
GSA	Gestor de Serviços Auxiliares
IB	Inter-barras
IBBP	Inter-barras e <i>By-pass</i>
IED	<i>Intelligent Electronic Device</i>
IHM	Interface Homem Máquina
KPI	<i>Key Performance Indicators</i>
LAN	<i>Local Area Network</i>
LFF.RJ	Linha Fernão Ferro - Ribatejo
MAT	Muito Alta Tensão
MAXU	Função de Proteção de Máxima Tensão
MI	Função de Proteção de Máxima Intensidade
MIEMERG	Função de Proteção de Máxima Intensidade de Emergência
MIHBIB	Função de Proteção de Máxima Intensidade Homopolar do Neutro do Transformador "Biberão"
MIHREACN	Função de Proteção de Máxima Intensidade Homopolar da Reactância de Neutro
MIHREE	Função de Proteção de Máxima Intensidade Homopolar de Regime Especial de Exploração
O&M	Operação & Manutenção
OOS	<i>Out-of-step</i>
OPA	Operador Automático
PC	<i>Personal Computer</i>
PCC	Posto de Comando Central
PCRJ	Posto de Corte do Ribatejo
PLC	<i>Power Line Carrier</i>
POTT	<i>Permissive Overreach Transfer Trip</i>
POW	<i>Point On Wave</i>
PSB	<i>Power Swing Blocking</i>

PUTT	<i>Permissive Underreach Transfer Trip</i>
QSO	Quadro de Seleção de Operador
RAT	Regulação Automática de Tensão
RBM	<i>Risk Based Maintenance</i>
RCA	Registo Cronológico de Acontecimentos
RCM	<i>Reliability Centered Maintenance</i>
RDI	Rede de Dados Industrial
REF	<i>Restricted Earth Fault</i>
RELIG	Função de Religação
REN	Redes Energéticas Nacionais
RMS	<i>Root Mean Square</i>
RNT	Rede Nacional de Transporte
RSS	Rede de Sistemas e Segurança
RTOS	<i>Real-Time Operating System</i>
RTU	<i>Remote Terminal Unit</i>
SAS	Sistema de Armazenamento Seletivo
SCADA	<i>Supervisory Control and Data Acquisition</i>
SCL	Sinótico de Comando Local
SER	<i>Sequence of Events Recorder</i>
SFF	Subestação de Fernão Ferro
SOLP	Sistema de Osciloperturbografia e Localização de Defeitos
SOTF	Função de Proteção <i>Switch-On-To-Fault</i>
SPB	Sistema de Proteção de Barramento (centralizado)
SPT	Sistema de Proteção
SYNC	Função de verificação de Sincronismo
TBM	<i>Time Based Maintenance</i>
TELEPT	Teleproteção
TI	Transformador de Intensidade
TPM	<i>Time Productive Maintenance</i>
TSO	<i>Transmission System Operator</i>
TT	Transformador de Tensão
UC	Unidade Central
UFP	Unidade de Formação de Polaridades
UGC	Unidade de Gestão Central
UGP	Unidade de Gestão de Painel
VPN	<i>Virtual Private Network</i>
VSCD	Função de Vigilância dos Circuitos de Disparo
VSSC	Função de Vigilância dos Circuitos imagem dos Seccionadores
VSTI	Função de Vigilância dos circuitos Secundários dos Transformadores de Intensidade

VSTT	Função de Vigilância dos circuitos Secundários dos Transformadores de Tensão
WEI	<i>Weak End Infeed</i>

Lista de símbolos

A	Ampere
kA	Quiloampere
km	Quilómetro
kV	Quilovolt
ms	Milissegundos
Ω	Ohm
R	Resistência
s	Segundos
X	Reatância
Z	Impedância
°C	Graus Celsius

Capítulo 1

Introdução

A presente dissertação tem como título: “Sistemas de Proteção da Rede Nacional de Transporte: Determinação de Indicadores Chave para realização de Manutenção Baseada na Condição”.

No Capítulo 1 é realizada uma introdução ao tema em análise e ao trabalho realizado: na secção 1.1 é indicado o contexto da dissertação; a motivação para a realização do trabalho e os objetivos do mesmo são descritos na secção 1.2; uma apresentação da Empresa onde foi realizado o trabalho consta na secção 1.3; a estrutura do presente documento é descrita na secção 1.4 e as formas de disseminação dos resultados obtidos estão patentes na secção 1.5.

1.1 - Âmbito da Dissertação

A função do sistema elétrico de energia é produzir e entregar energia aos consumidores conforme as suas necessidades. Esta entrega de energia deve ser realizada de forma segura, fiável e económica, sob pena de serem imputadas penalidades através da ERSE¹ e/ou de a Operadora de Rede ter prejuízos económicos.

Um sistema elétrico não pode ser cem por cento fiável, dado que está sempre sujeito a defeitos² e outras perturbações³. Os mesmos podem representar risco de vida e/ou propriedade, justificando-se a grande importância dada aos sistemas de proteção [1]. A fiabilidade dos sistemas de proteção também não é, naturalmente, de cem por cento, mesmo que se adotem esquemas redundantes e esquemas de *back-up*. A deteção precoce da avaria dos sistemas de proteção permite que, quando estes sistemas forem chamados a atuar, o façam em plenas condições de acordo com os requisitos que lhes são exigidos.

¹ Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, em Portugal.

² Qualquer anomalia no sistema de potência resultante de uma perda de isolamento que requeira a abertura automática de disjuntores.

³ Qualquer anomalia no sistema de potência que requeira a abertura automática de disjuntores.

Todos os componentes do sistema elétrico devem ser sujeitos a manutenção para que os seus índices de fiabilidade sejam elevados e para que possam recuperar de um estado de avaria. No caso concreto dos sistemas de proteção, diferentes estratégias de manutenção podem ser possíveis. Uma alternativa passa pela deteção de *incipiente faults*⁴ e conseqüente reparação antes de a avaria se tornar definitiva e afetar gravemente a funcionalidade do equipamento. Esta deteção pode ser realizada com recurso a registos produzidos durante os incidentes⁵, monitorizando-se a condição em que se encontra um equipamento integrante de um sistema de proteção: aplica-se, assim, a Manutenção Baseada na Condição aos sistemas de proteção.

1.2 - Motivação e Objetivos da Dissertação

O tema de Gestão de Ativos tem sido desafiante para as empresas, sobretudo aquelas que são detentoras de um elevado número de ativos. No contexto atual de redução de investimento, restrições orçamentais e ativos cada vez mais envelhecidos, esta temática tem aumentado consideravelmente a sua importância. A manutenção, tal como as restantes fases do ciclo de vida de um ativo, é acompanhada pela Gestão de Ativos.

A Operadora da Rede Nacional de Transporte utiliza atualmente, nos sistemas de proteção, uma estratégia de manutenção que assenta, essencialmente, em manutenção corretiva, ou seja, reparação após a ocorrência do estado de avaria. Este tipo de estratégia baseia-se na deteção de um mau funcionamento depois de uma análise dos registos gerados aquando de um incidente e/ou sinalização de avaria por parte dos equipamentos.

Dada a atual implementação da Aplicação Central de Análise de Incidentes na RNT, é possível desenhar um novo modelo de manutenção para aplicação aos sistemas de proteção, tendo em conta as características específicas destes sistemas na Operadora da Rede de Transporte. Neste contexto, a adoção de Manutenção Baseada na Condição poderá revelar-se apropriada. Com o novo modelo, pretende-se reduzir o número de maus funcionamentos do sistema de proteção, reduzindo o risco de danos noutros equipamentos por falha dos sistemas de proteção. Para a sua implementação é necessária a monitorização da condição dos sistemas de proteção. Esta monitorização é realizada recorrendo a Indicadores Chave de Performance que devem ser calculados na análise de todos os incidentes.

Segundo a motivação descrita, os objetivos da presente dissertação passam por:

- Compreender o funcionamento e a constituição dos sistemas de proteção, comando e controlo da Rede Nacional de Transporte;
- Perceber o processo de análise de registos de oscilografia;
- Avaliar o comportamento dos sistemas de proteção a partir de registos de oscilografia;
- Perceber o processo de manutenção utilizado nos sistemas de proteção da Rede Nacional de Transporte e identificar a possibilidade de implementação de Manutenção Baseada na Condição;
- Construção de Indicadores Chave de Performance para monitorização da condição dos sistemas de proteção da Operadora da Rede, no sentido de aplicar Manutenção Baseada na

⁴ Fase inicial de um defeito num equipamento.

⁵ Qualquer anomalia na rede elétrica com origem no sistema de potência, ou não, que requeira ou cause a abertura automática dos disjuntores.

Condição. Estes Indicadores são calculados a partir dos resultados da análise comportamental dos sistemas, que deverá ser realizado de forma automática.

1.3 - A Operadora da Rede Nacional de Transporte em Portugal

A REN - Redes Energéticas Nacionais, SGPS, SA (REN) é a empresa responsável pela gestão das sociedades concessionárias [2]:

- do transporte de eletricidade em Muito Alta Tensão e a gestão técnica global do Sistema Elétrico Nacional;
- do transporte de gás natural em alta pressão e a gestão técnica global do Sistema Nacional de Gás Natural.

A REN está, ainda, presente no negócio das telecomunicações (através da RENTELECOM) e tem a concessão para a exploração de uma zona piloto destinada à produção de energia elétrica a partir das ondas do mar (através da Enondas, cujo capital é integralmente detido pela REN) [2]. A atividade da REN enquadra-se, então, nos setores da eletricidade, do gás natural e, complementarmente, das telecomunicações. Nessa medida, está sujeita a um amplo acervo de normas legais e regulamentares. As atividades no setor elétrico e do gás natural são exercidas em regime de concessão de serviço público. A responsabilidade por toda esta regulamentação está sob o cargo da DGEG, da ERSE e da Autoridade da Concorrência.

A internacionalização da operação da REN é um negócio que está a dar os primeiros passos e que recebeu um novo impulso, com a entrada no capital da empresa, de parceiros estratégicos com dimensão internacional (*State Grid* e *Oman Oil*) [2]. Satisfazendo todos os critérios de qualidade e segurança que se lhe exige, a REN procura ser um dos mais eficientes operadores europeus de sistema de transporte de energia, enquanto cria valor para o acionista dentro de um quadro de desenvolvimento sustentável [2].

O local do estágio é no Edifício da REN em Sacavém, onde se situa o Centro de Despacho de Eletricidade. Este centro tem como missão principal gerir o funcionamento fiável e seguro do Sistema Elétrico Nacional. Mais concretamente, a dissertação foi desenvolvida no Departamento de Operação e Manutenção da Engenharia de Sistemas da Direção de Exploração (ELEX-ES) da Unidade de Negócio Elétrica da REN. Esta Unidade de Negócio tem, sob regime de concessão, responsabilidade sobre a Rede Nacional de Transporte (RNT). Esta rede é constituída pelos níveis de tensão 400kV, 220kV e 150kV. A rede REN tem em conta, além da RNT, as saídas de 60kV nas suas subestações. Ao longo do texto da presente dissertação estas duas redes são referidas de acordo com esta definição.

1.4 - Estrutura do Documento

A presente dissertação está dividida em seis capítulos. O primeiro Capítulo introduz o tema abordado, apresenta o âmbito, a motivação e os principais objetivos da dissertação. Neste Capítulo é ainda apresentada a Empresa onde a dissertação foi realizada, os meios para disseminação dos resultados e é descrita a estrutura da dissertação.

No Capítulo 2 é apresentada uma visão global da Gestão de Ativos de uma Operadora de Rede Elétrica. Posteriormente, é realizado um enfoque numa atividade do ciclo de vida dos ativos: a manutenção. São apresentadas e caracterizadas as técnicas de manutenção passíveis de ser utilizadas em equipamentos elétricos e é descrito o modelo de manutenção dos sistemas

de proteção existentes nas instalações da Operadora da Rede Nacional de Transporte. A Operadora aplica um conjunto de indicadores estatísticos que caracterizam o comportamento dos seus sistemas de proteção e que são incluídos no Capítulo 2. No final do Capítulo, apresenta-se uma revisão da literatura acerca das práticas de manutenção que estão a ser implementadas nos sistemas de proteção e/ou em estudo.

O Capítulo 3 descreve os sistemas de proteção, comando e controlo da REN. Começa por apresentar a arquitetura em atual implementação nas subestações da RNT. É dada uma maior atenção aos sistemas de proteção, explicitando-se todas as funções de proteção e outras instaladas nesses sistemas. No Capítulo é, ainda, descrita a análise de perturbações e comportamentos que é realizada na Operadora da RNT: o que é e a sua importância, quais as ferramentas de que necessita e como se obtêm, e quais as conclusões passíveis de serem retiradas dessa análise. O Capítulo termina com uma revisão da literatura focada na análise automática de registos oscilográficos, capacidade que terá de ter a Aplicação Central.

No Capítulo 4 é proposto um modelo de manutenção dos sistemas de proteção, tendo em consideração as características gerais e particulares destes sistemas na RNT. É caracterizado o módulo funcional a implementar na Aplicação Central que irá suportar o modelo apresentado. São descritas as suas entradas e saídas e são enumerados todos os Indicadores Chave de Performance que o módulo deverá calcular, a sua frequência de atualização e a justificação da sua implementação. Estes indicadores são divididos por classes de acordo com a função/equipamento que monitorizam.

O Capítulo 5 apresenta dois casos de estudo práticos, nos quais se faz a análise detalhada do incidente de acordo com o que é referido no Capítulo 3. O primeiro é caracterizado por um comportamento correto do sistema de proteção, enquanto, no segundo, ocorreu uma falha do sistema que isolou completamente um barramento de 150kV. Após cada análise são apresentados todos os indicadores, individuais e agregados, que devem ser atualizados no sentido de realizar Manutenção Baseada na Condição. Para o caso de comportamento correto, foi realizado um estudo simplificado no sentido de caracterizar o funcionamento da função de proteção de distância em painéis pertencentes a subestações eletricamente próximas daquelas onde ocorreram os disparos seletivos.

No Capítulo 6 são apresentadas as principais conclusões do trabalho desenvolvido. São tecidos alguns comentários acerca da contribuição da presente dissertação para a Operadora da RNT. Trabalhos a desenvolver futuramente, no sentido de dar continuidade à presente dissertação são propostos no final do Capítulo.

Em anexo, constam tabelas, gráficos e esquemas comprovativos de comentários realizados no corpo da dissertação. Nos anexos, encontram-se também os dados que fundamentam as conclusões obtidas nas análises elaboradas ao longo do trabalho desenvolvido.

1.5 - Disseminação de Resultados

O trabalho desenvolvido no contexto desta Dissertação irá resultar na escrita de um artigo. O *Abstract* deste artigo que deverá ser submetido até dia 14 de agosto de 2015 para a 13ª conferência internacional em *Developments in Power System Protection (DPSP)*, a decorrer em Edimburgo de 7 a 10 de março de 2016. O artigo tem o título provisório "*Applying Condition Based Maintenance to Relaying Power Systems with full redundancy*" e descreve a aplicação do modelo de manutenção proposto, ao longo da presente dissertação, a sistemas de proteção de redes de transmissão de energia elétrica.

Capítulo 2

Manutenção de Ativos numa Operadora de Rede de Transporte de Energia

No Capítulo 2, é apresentada uma visão global da Gestão de Ativos de uma Operadora de Rede Elétrica. Começa por apresentar este conceito onde se faz referência às normas aplicáveis. De seguida, são descritos os modos de manutenção mais relevantes, segundo a literatura, com especial enfoque na Manutenção Baseada na Condição. São explicitados os objetivos e os custos relacionados com a manutenção aplicada a componentes elétricos, em posse das empresas operadoras de redes elétricas. É apresentada a política atual de manutenção em prática na REN, sendo expostos os indicadores estatísticos implementados para avaliar a performance do seu comportamento dos sistemas de proteção da RNT. O Capítulo termina com uma revisão da literatura no contexto das implementações e estudos científicos atuais sobre manutenção aplicada aos sistemas de proteção.

2.1 - A gestão de ativos técnicos de um operador de rede de transporte

Segundo [3], gestão de ativos significa “o conjunto de atividades e práticas sistemáticas e coordenadas através das quais uma organização faz a gestão, de forma otimizada e sustentável, dos seus ativos e sistemas de ativos, da performance associada, riscos e despesas ao longo do seu ciclo de vida, com o objetivo de atingir o plano estratégico organizacional”. Este plano estratégico organizacional é definido como “o plano global a longo prazo para a organização que é derivado de, e encarna, a sua visão, missão, valores, políticas de negócio, requisitos das partes interessadas, objetivos e gere os seus riscos”. A gestão de ativos está presente em todas as fases do ciclo de vida de um ativo: planeamento, projeto, aquisição, construção, comissionamento, operação, manutenção e abate.

A norma PAS 55:2008 [3] trata-se de uma especificação publicamente disponível (PAS, “*Public Available Specification*”) que define diretrizes e boas práticas para uma gestão otimizada de ativos físicos (como é o caso dos equipamentos da Rede Nacional de Transporte). Incorpora uma estrutura funcional que permite um melhoramento contínuo do sistema de gestão de ativos, estando a sua aplicação dividida em quatro etapas (planeamento, realização,

verificação, ação). Além dos ativos físicos, segundo esta norma, existem ainda os ativos humanos, financeiros, de informação e intangíveis, que têm de ser geridos holisticamente para se atingir um bom plano estratégico organizacional, mas que não são contemplados no âmbito de [3]. Além da BSI PAS 55, existe a Norma Internacional ISO 55000, que foi desenvolvida com base na primeira, dado o seu enorme sucesso [4].

A PAS 55 [3] enumera os principais benefícios de uma boa política de gestão de ativos:

- Aumento da satisfação dos clientes: produtos têm maior performance e controlo para estarem de acordo com as expectativas;
- Aumento de segurança, da saúde da organização e a sua performance ambiental;
- Retorno do investimento ou crescimento da organização otimizado;
- Planeamento a longo prazo seguro e com performance sustentável;
- Capacidade de obter o melhor valor possível para o dinheiro num contexto de restrição orçamental;
- Prova da observação estatutária, regulatória e legal na forma de processos controlados e sistemáticos;
- Melhor gestão do risco e administração corporativa;
- Melhor reputação da organização: valorização das ações, dos produtos/serviços, maior satisfação dos colaboradores, cadeia de abastecimento mais eficaz e eficiente;
- Capacidade de demonstrar que o desenvolvimento sustentável é considerado de forma ativa na gestão dos ativos da organização.

Quatro ferramentas de apoio à gestão de ativos especialmente destinadas a equipamentos elétricos de potência (transformadores, disjuntores, linhas aéreas e cabos...) estão a ser desenvolvidas e são apresentadas em [5]. No entanto, existem ferramentas comerciais, inseridas nos *Enterprise Application Software* (EAS), para aplicações generalizadas, como por exemplo o Ventyx™, SAP™ ou mesmo o IPS™ que tem um módulo especialmente destinado aos sistemas de proteção (IPS-EPIS™ [6]).

Em [7] é realizado um estudo para certificação dos sistemas de proteção da EDP Distribuição (Operador da Rede de Distribuição em Portugal) segundo a norma BSI PAS 55, onde se mostra que 64% dos requisitos especificados na norma são aplicáveis aos sistemas de proteção dessa operadora. A certificação por uma entidade externa demonstra a todas as partes interessadas que a empresa cumpre os requisitos da normalização aplicável, proporcionando-lhes confiança.

A manutenção é uma etapa do ciclo de vida dos ativos que é responsável por maximizar a duração do mesmo. Assim, para se obter essa maximização, as estratégias de manutenção devem ser adequadas ao equipamento e às restantes atividades da gestão de ativos.

2.2 - Técnicas de manutenção de ativos físicos em operadores de redes elétricas

As estratégias de manutenção podem ser divididas em diferentes abordagens que variam entre si, essencialmente, nos custos de manutenção e na disponibilidade dos ativos. A escolha da técnica de manutenção mais adequada a um determinado tipo de ativo não é trivial: há técnicas mais adequadas a determinados equipamentos que outras. É objetivo da presente secção descrever algumas das técnicas de manutenção utilizadas e em implementação atual

nos operadores de transporte e distribuição de energia elétrica. As técnicas mais simples estão patentes no esquema da Figura 2.1.

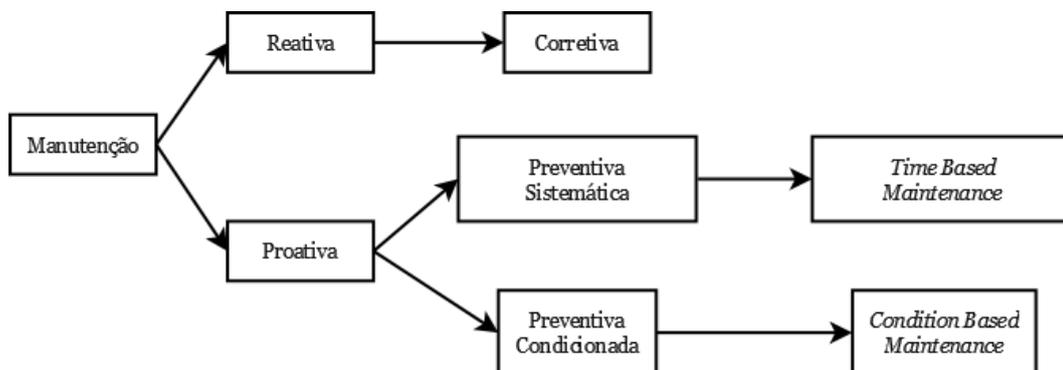


Figura 2.1 - Diferentes técnicas simples de manutenção de ativos.

Do esquema é possível perceber que existem duas classes de manutenção de ativos: (i) manutenção reativa; (ii) manutenção proativa. O primeiro caso refere-se à classe na qual se pretende apenas reagir perante uma avaria, i.e., acontece a avaria e depois repara-se. É constituída pela manutenção corretiva. Já no segundo caso, pretende-se agir antes de ocorrer uma avaria no equipamento.

A manutenção proativa utiliza ações de manutenção antes da ocorrência de uma avaria ou aquando da degradação do estado do equipamento, para reduzir a probabilidade de um equipamento entrar em modo de falha. É passível de ser dividida em duas subclasses: (i) manutenção preventiva sistemática e (ii) manutenção preventiva condicionada. Na primeira, as ações são efetuadas em intervalos de tempo fixos. Na segunda, a manutenção é realizada de acordo com o estado do equipamento. Estas técnicas simples podem ser combinadas constituindo outras técnicas de manutenção, onde, as mais relevantes encontradas na literatura são: a TPM (*Total Productive Maintenance*), a RCM (*Reliability Centered Maintenance*) e a RBM (*Risk Based Maintenance*). Nas próximas secções irão ser detalhadas as estratégias de manutenção referidas nos últimos parágrafos.

2.2.1 - Manutenção corretiva

É a mais simples e mais antiga técnica de manutenção. Consiste em deixar o equipamento funcionar até à ocorrência de uma avaria. De seguida, toma-se uma decisão: ou o componente permite e é justificável ser reparado ou é substituído. Basicamente, o objetivo é colocar o equipamento num estado que lhe permita voltar a desempenhar a função para o qual foi projetado sempre que haja a ocorrência de avaria. Daí também ter a designação de manutenção curativa [8].

Trata-se de uma técnica de manutenção que irá existir sempre, uma vez que existem avarias sem qualquer aviso prévio ou com impossibilidade de previsão. É adaptada a equipamentos cuja avaria tem um impacto reduzido na operação dos sistemas onde estão inseridos, em equipamentos de custo reduzido e nos casos em que os custos para prever e evitar a falha são substancialmente superiores aos custos de indisponibilidade do ativo. Geralmente não é a manutenção que proporciona custos totais mais baixos, uma vez que danos causados pelo defeito num equipamento levam a reparações mais caras do que se fosse aplicada uma

estratégia de manutenção alternativa. Além disso, este tipo de manutenção pode trazer problemas graves de fiabilidade para o operador, logo custos por penalidades aplicadas.

Tabela 2.1 - Manutenção Corretiva - vantagens e desvantagens.

Vantagens	Desvantagens
<ul style="list-style-type: none"> • Simplicidade • Permite conciliar a manutenção com os componentes dos quais é difícil prever a falha 	<ul style="list-style-type: none"> • Exige a formação de <i>stocks</i>: equipamentos e componentes de reserva • Existência de equipamento fora de serviço (reserva no local) durante longos períodos • Frequente trabalho extraordinário da mão-de-obra • Tempos de paragem/interrupção do fornecimento de energia superiores • Não permite o planeamento da manutenção

A manutenção corretiva também necessita de planeamento na medida que é necessário gerir os componentes ou equipamentos de substituição em armazém para que, quando é necessário, os mesmos estejam disponíveis. As vantagens e desvantagens da implementação de uma manutenção corretiva aos equipamentos de um operador de rede de transporte de energia encontram-se na Tabela 2.1.

2.2.2 - Manutenção Preventiva Sistemática ou Manutenção Baseada no Tempo (TBM⁶)

A TBM é a estratégia mais simples de manutenção preventiva ou proactiva e é ainda muito utilizada. Caracteriza-se por intervalos de tempo fixos para inspeções e/ou para trabalhos de manutenção, assumindo que os defeitos ocorrem de um modo relativamente previsível.

A periodicidade em causa deve permitir a intervenção antes da ocorrência da falha, não existindo qualquer controlo prévio do estado do equipamento. Estes intervalos podem ser dados quer pelos fabricantes dos equipamentos ou podem ser definidos pela experiência do operador. Por esta razão é frequente verem-se intervalos de tempo diferentes de operador para operador para a aplicação da TBM ao mesmo ativo.

Os intervalos de manutenção são determinados mediante o comportamento das avarias do equipamento em função do tempo [9]. Na Figura 2.2 podem ver-se os padrões atualmente conhecidos da probabilidade de ocorrência de falha em função do tempo de funcionamento.

⁶ Da literatura anglo-saxónica: *Time Based Maintenance*.

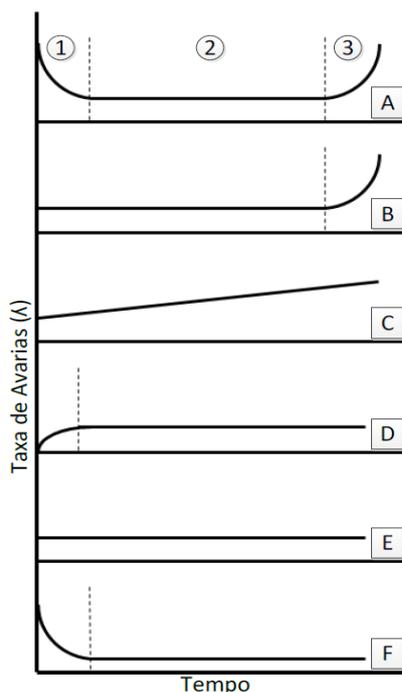


Figura 2.2 - Padrões de avaria existentes para os equipamentos [8].

Tabela 2.2 - Manutenção Baseada no Tempo - vantagens e desvantagens.

Vantagens	Desvantagens
<ul style="list-style-type: none"> • Previsão dos custos de manutenção • Minimização dos efeitos negativos da indisponibilidade dos equipamentos (manutenção planeada) • Aumento da fiabilidade dos ativos, devido ao aumento de disponibilidade • Aumento da segurança de operação dos ativos • Facilidade na gestão de <i>stocks</i> • Redução de custos fortuitos • Regulação da carga de trabalho e melhor aproveitamento da mão-de-obra disponível • Prevenção da falha do equipamento 	<ul style="list-style-type: none"> • Não é considerado o estado real dos ativos: ativos intervencionados sem necessidade ou não intervencionados quando necessário • Tempos entre manutenções são fixos, não acompanhando a evolução do tempo de operação do ativo

A curva A (Figura 2.2) denomina-se “curva da banheira” e constituída por três zonas: (1) Zona de mortalidade Infantil, onde se verifica uma redução acentuada da taxa de avarias à medida que o tempo avança; (2) É o período de maturidade do equipamento, da sua vida útil onde a taxa de avarias é aproximadamente constante, ou seja, as avarias são aleatórias; (3) Zona de velhice ou degradação, corresponde ao fim da vida útil do equipamento, onde se deve proceder à manutenção do ativo.

Os padrões demonstram que não há sempre uma relação entre a probabilidade de avaria e a idade do ativo. Assim, a manutenção preditiva não é aplicável aos padrões que não possuam a zona de velhice, ou seja, aos padrões C, D, E e F. Conclui-se, então, que a limitação de idade para os ativos pouco melhora a fiabilidade dos componentes, a menos que haja um modo de falha dominante e que este dependa da idade do ativo. Até pode mesmo piorar a fiabilidade, se os componentes tiverem um padrão com elevada taxa de avarias na infância [9]. Esta conclusão tem levado muitas empresas a abandonar/evitar este tipo de manutenção.

Como se trata de uma manutenção que não “olha” ao estado dos equipamentos, existe a possibilidade de a manutenção ser realizada encontrando-se o ativo em pleno incorrendo em custos desnecessários, assim como a possibilidade de não realizar a manutenção quando é realmente necessário, levando a um defeito inesperado nos ativos. Apenas é aplicável de forma sustentável se for possível prever o período durante o qual o equipamento funciona com uma taxa de avarias constante. Também é possível a sua aplicação se, no lugar da variável tempo, estiver a variável número de operações. As vantagens e desvantagens associadas a este tipo de manutenção podem consultar-se na Tabela 2.2.

Como exemplo de aplicação de manutenção preventiva sistemática, em [10] é apresentada a norma PRC-005-2, obrigatória, onde são definidos os intervalos de tempo máximos entre sessões de manutenção de todos os equipamentos integrantes do sistema de proteção da BES⁷, na América do Norte. No mesmo artigo é ainda sugerida uma outra forma de manutenção de sistemas de proteção, aplicada ao mesmo tempo que a TMB: a EBM⁸ (Manutenção Baseada em Eventos). Esta técnica nada mais não é do que reiniciar os temporizadores de TBM relacionados ao Sistema de Proteção que, após uma análise de um incidente que se tenha passado na rede onde esses sistemas intervieram, concluiu-se que funcionaram corretamente.

2.2.3 - Manutenção Preventiva Condicionada ou Manutenção Baseada na Condição (CBM⁹)

A técnica de manutenção preventiva condicionada é caracterizada pela monitorização do estado real do equipamento e, dependendo do resultado dessa monitorização, são definidas intervenções de manutenção. Assim, continua a ser uma manutenção preventiva, mas os períodos de manutenção deixam de ser fixos e passam a depender da condição atualizada dos ativos. Se o equipamento possuir sinais de necessidade de intervenção ou uma avaria incipiente é realizada uma manutenção (ou, pelo menos, uma tentativa de minimização das consequências de uma avaria total), caso contrário não é efetuada qualquer intervenção. Em [11] é possível ver algumas definições de CBM que se podem encontrar na literatura. Porém, os seus autores indicaram uma definição mais completa: CBM é “uma política de manutenção que realiza a ação de manutenção antes da falha do equipamento ocorrer, através da monitorização da

⁷ *Bulk Electric System*: Sistema elétrico constituído pela rede de transporte da América do Norte (Estados Unidos, Canadá e México), constituída por todos os elementos operados com tensões superiores a 100kV (salvo exceções previstas).

⁸ Da literatura anglo-saxónica: *Event Based Maintenance*.

⁹ Da literatura anglo-saxónica: *Condition Based Maintenance*.

condição do equipamento incluindo os ambientes de operação, e prevendo o risco do equipamento falhar em tempo-real, baseado nos dados adquiridos do equipamento”.

A monitorização da condição poderá ser realizada através de ferramentas que vão desde simples inspeções visuais a equipamentos até técnicas sofisticadas de monitorização de ativos. Segundo [12], para se realizar esta monitorização, deve-se desenvolver Indicadores Chave de Performance (*Key Performance Indicators* (KPI), na literatura anglo-saxónica) que caracterizem a condição dos equipamentos. De acordo com [13], o processo de monitorização da condição pode ser realizado de duas formas: *online* (enquanto o equipamento está em funcionamento) ou *offline* (quando o equipamento está parado).

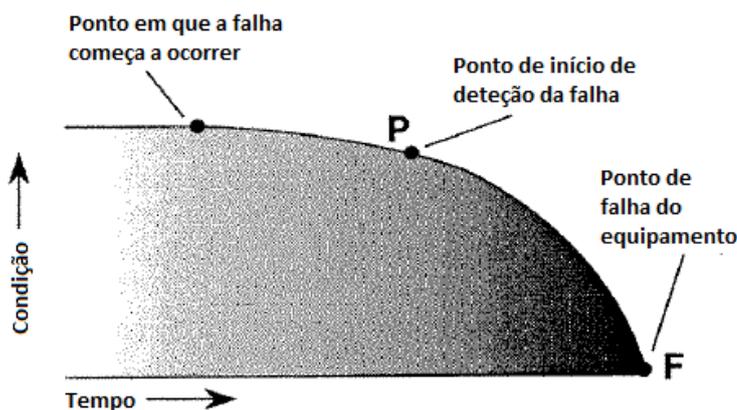


Figura 2.3 - Curva P-F (adaptado de [9]).

A CBM é baseada no facto de a maioria dos defeitos nos equipamentos ser precedida de alguma forma de pré-aviso. O intervalo temporal entre o início do pré-aviso e a avaria efetiva pode ir de poucos segundos até meses ou mesmo anos. Desta forma, o sistema de monitorização deve ter em conta esse intervalo de tempo para cada modo de avaria do componente. Relativamente a este assunto, veja-se na Figura 2.3, que a condição do equipamento mantém-se constante até começar a ocorrer a falha. De seguida, inicia-se a deterioração da condição até a falha poder ser detetada pelo sistema de monitorização, o que acontece a partir do ponto P. A partir deste ponto é necessário detetar e corrigir a falha, caso contrário a degradação do equipamento irá continuar (normalmente, a um ritmo mais acelerado) até à falha completa do equipamento. A variável tempo pode ser substituída pela variável número de funcionamentos, dependendo do tipo de equipamento em questão.

Da curva P-F é importante considerar o intervalo de tempo entre os pontos P e F, o chamado intervalo P-F. É o comprimento desse intervalo que permite decidir a aplicação da manutenção preventiva condicionada e a frequência de monitorização do ativo. O período entre verificações sucessivas da condição do equipamento deve ser inferior ao intervalo P-F. Além disso, o denominado *nett interval*¹⁰ deve ser suficientemente grande para permitir a execução de ações de manutenção para reposição do estado do ativo ou, pelo menos, para minimizar as consequências de uma falha total. Segundo [9], “... é usualmente suficiente selecionar um período de tarefas de monitorização igual a metade do intervalo P-F.” Assim, quanto maior for o intervalo P-F, melhor será aplicar a monitorização baseada na condição.

¹⁰ O *nett interval* é o intervalo mínimo entre a descoberta da falha e a ocorrência da falha completa do equipamento.

As vantagens e desvantagens associadas a este tipo de manutenção podem ser encontradas na Tabela 2.3, no contexto de operação dos ativos de uma rede de transporte.

Segundo [9], a CBM é viável se:

- É possível definir uma condição do equipamento que permita detetar falhas incipientes;
- O intervalo P-F é consistente, i.e., não tem uma variância muito elevada;
- É possível monitorizar o ativo em intervalos inferiores ao intervalo P-F;
- O *nett interval* é maior que o intervalo necessário para realizar a manutenção.

Tabela 2.3 - Manutenção Baseada na Condição - vantagens e desvantagens.

Vantagens	Desvantagens
<ul style="list-style-type: none"> • Redução dos custos de manutenção • Minimização dos efeitos negativos da indisponibilidade dos equipamentos (manutenção prevista) • Aumento da fiabilidade dos ativos, devido ao aumento de disponibilidade • Aumento da segurança de operação dos ativos • Regulação da carga de trabalho e melhor aproveitamento da mão-de-obra disponível • Prevenção da falha do equipamento • Maior controlo do estado do equipamento • Deferimento de investimentos (ciclo de vida dos componentes alargado) • Aumento da utilização do equipamento 	<ul style="list-style-type: none"> • Pode não ser fácil monitorizar certos indicadores de performance • Não é aplicável em todos os ativos • Custos dos equipamentos de monitorização elevados • Dependência do fornecedor em relação às tecnologias dos sistemas de monitorização

Segundo [11], o procedimento para aplicação de manutenção baseada na condição passa pelas seguintes fases: (i) Adquirir dados do estado do sistema; (ii) Realização de diagnóstico em tempo-real; (iii) Estimar o nível de deterioração do equipamento e os seus custos de reparação ou substituição; (iv) Prever o tempo para a falha total do equipamento; (v) Execução de ações apropriadas de reparação, substituição ou abate. Existem dois métodos básicos para decisão de realização das ações de manutenção [13]: *Current condition evaluation-based* (CCEB) e *Future condition prediction-based* (FCPB). No método CCEB é avaliada a condição atual do equipamento e, com base nisso, o método decide se deverá, ou não, existir manutenção. O FCPB prevê a futura condição do equipamento e, com base nessa previsão, um plano de manutenção é criado para o ativo. Um modelo de FCPB é apresentado em [14]: trata-se do modelo IPDSS (*Intelligent Predictive Decision Support System*), que é baseado em redes neuronais recorrentes, e foi desenvolvido e testado em equipamento crítico para o funcionamento de uma central elétrica.

Moubray, em [9], adianta casos nos quais a manutenção baseada na condição vale a pena. No caso de falhas ocultas (*hidden failures*), é típico não se conseguir definir o intervalo P-F,

pois a falha incipiente também acaba por ser oculta. Assim, o autor não aconselha o uso deste tipo de manutenção para estas falhas. Se o defeito tem consequências para a segurança ou o ambiente, deve-se aplicar CBM apenas se houver tempo para tomar medidas para evitar as consequências. Nos restantes casos, deve-se adotar a CBM apenas se for viável economicamente, ou seja, o custo de ter CBM implementado terá de ser inferior ao custo de não ter.

Os avanços na tecnologia da informação permitem, hoje em dia, acelerar o desenvolvimento do CBM através do aumento da largura de banda, análise de informação e capacidade de ajuda à decisão [11]. De acordo com o autor de [11], existem várias técnicas a serem aplicadas no processamento de dados, diagnóstico¹¹ e prognóstico¹² de falhas para implementação de CBM, estando uma referência a essas técnicas no seu artigo.

Têm surgido inúmeros trabalhos científicos relacionados com o CBM. Eis alguns exemplos: [15] investiga normas e propostas de normalização relacionado com CBM e descreve aspetos organizacionais a considerar quando se decide implementar este paradigma; [16] faz o resumo das filosofias e das técnicas utilizadas em sistemas de monitorização da saúde e prognóstico de ativos; em [17] é apresentada a arquitetura inicial para a implementação de CBM que, segundo o mesmo documento, foi reconhecido num projeto em parceria com a Investigação & Desenvolvimento do SAP¹³. Em [18], o autor propõe o agente de *watchdog* para realização de Manutenção Baseada na Condição através de múltiplos sensores que caracterizam o estado e permitem a previsão da performance do sistema. Este agente de *watchdog* é definido como um sistema incorporado que possui algoritmos que, de forma autónoma, caracterizam o estado e preveem a degradação de performance dos componentes do sistema monitorizado. Um modelo com esta função foi apresentado em [19]. Em [20] é realizada uma proposta de aplicação de CBM a um gerador hidroelétrico, sendo apresentados os três elementos chave para este tipo de manutenção preventiva: monitorização e previsão, diagnóstico e prognóstico e decisão. Em [13], é realizada uma extensa revisão bibliográfica acerca da aplicação industrial da CBM e modelos de monitorização dos ativos, entre 2000 e 2012.

Existem também bastantes estudos para aplicação da CBM e respetivos sistemas de monitorização aplicados a ativos pertencentes a operadores de redes elétricas. Em [21], é apresentado um sistema de monitorização da condição numa subestação (em transformadores e disjuntores), através de funções de monitorização fornecidas por IED's¹⁴ com capacidades de comunicação (IEC 61850). Em [22] é proposto um sistema de monitorização da condição de transformadores utilizando técnicas de *data mining* de modo a integrar toda a informação proveniente de resultados de ensaios aos transformadores, dos dados de operação, da análise de oscilografias, condições atmosféricas, etc.

¹¹ Processo de encontrar a origem do defeito. O objetivo é fornecer sinais antecipados de falha para que seja realizada a manutenção.

¹² Processo de estimar quando é que a falha vai ocorrer. O objetivo é indicar o tempo restante para realização da manutenção.

¹³ *Software* de Gestão de Empresas.

¹⁴ *Intelligent Electronic Devices*, da literatura anglo-saxónica. Trata-se da denominação dos equipamentos de proteção numérica.

Em relação à TBM, a CBM permite uma diminuição do desperdício de recursos, pois reduz o número de intervenções desnecessárias, reduzindo assim os custos de manutenção. Este facto é extremamente importante uma vez que, segundo [13], os custos de O&M podem igualar ou mesmo ultrapassar os custos de investimento no ativo. Porém, a CBM necessita de mais volume e robustez de informação sobre o estado e comportamento dos ativos e sobre os custos associados ao seu ciclo de vida, ao contrário da TBM que apenas necessita de dados históricos acerca das falhas do equipamento. Para integração de toda esta informação, a CBM necessita de sistemas de informação e comunicação, de análise exaustiva do desempenho histórico e atual do equipamento e de informações de operação do ativo. Em [13], é realizada uma exaustiva comparação entre a TBM e CBM.

Muitas organizações nas quais a CBM está integrada, não respondem efetivamente a alertas e alarmes gerados pelos sistemas de monitorização [12]. Nestes casos, a incorporação desta técnica em sistemas integrados de manutenção pode revelar-se muito útil uma vez que as ordens de trabalhos são geradas de forma automática aquando da existência de alarmes. Esta funcionalidade poderá ser de grande interesse para a Operadora da Rede Nacional de Transporte.

2.2.4 - Manutenção Produtiva Total (TPM¹⁵)

A Manutenção Produtiva Total tem como objetivo maximizar a produtividade dos equipamentos através da participação de todos os colaboradores melhorando a fiabilidade e a qualidade, economizando custos e aumentando a criatividade. A TPM considera que, em caso de haver operação abusiva, descuidada dos equipamentos por parte dos colaboradores, os equipamentos deterioram-se mais rapidamente levando a avarias prematuras, perdas de produção, etc. O objetivo é, então, incentivar os operadores a retardar a necessidade de manutenção, levando-os a ter cuidados como limpezas, etc. [8].

Em [23] é realizado um estudo para perceber os segmentos de indústria que mais adotaram este paradigma de manutenção, concluindo que a TPM é dependente de diferenças contextuais entre as empresas (cultura do país, ramo empresarial...).

2.2.5 - Manutenção Centrada na Fiabilidade (RCM¹⁶)

A metodologia RCM tem como grande objetivo determinar a política de manutenção que seja mais vantajosa para os ativos de uma empresa. Utiliza, para esse fim, critérios de fiabilidade, procurando alcançar elevados valores de disponibilidade do equipamento e elevados níveis de segurança das pessoas, bens e ambiente [8]. A Manutenção baseada na fiabilidade é definida em [10] como “outra forma de TBM na qual os intervalos de tempo são ajustados de acordo com as melhores ou piores experiências de falha na técnica TBM”. O RCM combina as técnicas de manutenção reativas e proactivas e vai adaptando essa combinação de técnicas aos resultados de fiabilidade e de custos de manutenção dos equipamentos, ao longo da vida útil dos mesmos.

¹⁵ Na literatura anglo-saxónica: *Total Productive Maintenance*

¹⁶ Na literatura anglo-saxónica: *Reliability Centered Maintenance*

A metodologia mais atual de RCM é denominada RCM II, proposta por John Moubray [9], e é uma versão modificada da proposta RCM clássica proposta por Nowlan e Heap. Os programas de RCM II utilizam a ferramenta analítica FMECA¹⁷ (*Failure Mode, Effect and Criticality Analysis*), que, em conjunto com os registos do histórico de vida do equipamento, fundamentam o cálculo matemático das probabilidades dos modos de falha. O processo de atribuição de uma técnica de manutenção a um modo de falha recorre a árvores de decisão, considerando as consequências de cada modo [8].

Para tudo isso, necessita de dados de fiabilidade do equipamento, custos das técnicas de manutenção, custos das consequências operacionais, de segurança, ambientais e ainda os custos de reparação das falhas. Além disso, a realização de rigorosos FMECA é muito trabalhosa, requerendo tempo e aprendizagem dos operadores de manutenção [8]. Contudo, existem programas de RCM caracterizados por análises menos rigorosas dos modos de falha e dos seus efeitos: as metodologias RCM II intuitivas. Nestes programas, os índices de fiabilidade dos equipamentos são obtidos através de métodos probabilísticos, modelização e informações intuitivas fornecidas pelos operadores que lidam diariamente com estes equipamentos.

Apesar das desvantagens indicadas no parágrafo anterior, existem algumas vantagens que o RCM pode proporcionar [8, 9], das quais se destacam:

- Segurança das pessoas e bens e proteção do meio ambiente;
- Melhoria da fiabilidade dos equipamentos;
- Custos de manutenção mais eficientes;
- Maior vida útil dos equipamentos;
- Obtenção de uma base de dados de manutenção.

Em [8], o autor apresenta alguns trabalhos relacionados com a aplicação da metodologia *Reliability Centered Maintenance* a sistemas de distribuição e transporte de energia elétrica.

2.2.6 - Manutenção Baseada no Risco (RBM¹⁸)

A técnica de Manutenção Baseada no Risco (RBM) baseia-se no risco calculado para os ativos de uma empresa e, com base nos resultados, aplica as técnicas simples de manutenção. O objetivo é priorizar os custos de manutenção para os equipamentos com maior risco para a empresa [8].

Para calcular o risco, é necessário ter em consideração as consequências económicas e sociais dos modos de falha do equipamento e a probabilidade de ocorrência desses mesmos modos. Os modos de falha estão associados a perigos que podem levar a perdas de equipamento, do sistema, de segurança, do ambiente, etc. e, assim, estes perigos caracterizam o impacto da falha.

As principais categorias de risco, de acordo com [24], são:

- Risco económico;
- Risco ambiental;
- Risco de segurança;

¹⁷ FMECA é um processo sistemático para identificar todas as formas possíveis de falha (modos de falha) de um equipamento.

¹⁸ Na literatura anglo-saxónica: *Risk Based Maintenance*

- Risco de segurança do abastecimento;
- Risco de reputação;
- Risco regulatório.

Segundo [8], uma análise do risco deverá conter as seguintes etapas:

- Identificação dos cenários causados pela falha do equipamento;
- Identificação dos modos de falha desse equipamento;
- Determinar a probabilidade de cada modo de falha;
- Avaliar as consequências/impacto da falha desse equipamento;
- Determinar o risco de falha do equipamento;
- Categorizar e escalonar o risco de falha do equipamento.

O processo de determinação do risco considera a relação entre a probabilidade de ocorrência do defeito e as suas consequências/impactos. Uma possibilidade de determinação do risco consiste numa análise de *trade-off* entre valores qualitativos de probabilidade e impacto, segundo a matriz de risco que consta na Figura 2.4.

Concentrando a manutenção nos componentes que constituem um maior risco, pode-se otimizar os custos e garantir-se a elevada fiabilidade e disponibilidade do sistema. Contudo, a implementação deste modelo de manutenção requer uma análise exaustiva da informação relacionada com os equipamentos podendo, assim, tornar-se bastante dispendiosa e exigindo uma grande quantidade de trabalho. Mesmo assim, muitas *utilities* estão a adotar as suas políticas de manutenção baseadas no risco devido, em parte, à adoção na norma BSI PAS 55.

Impacto	Extremo	Muito Significante	Pouco crítico	Crítico	Muito Crítico	Muito Crítico
	Alto	Significante	Muito Significante	Pouco crítico	Crítico	Muito Crítico
	Moderado	Pouco significativa	Significante	Muito Significante	Pouco crítico	Crítico
	Baixo	Insignificante	Pouco significativa	Significante	Muito Significante	Pouco crítico
	Irrelevante	Insignificante	Insignificante	Pouco significativa	Significante	Significante
		Raro	Improvável	Pouco Provável	Muito provável	Quase Certo
			Probabilidade			

Figura 2.4 - Matriz de risco qualitativa.

2.2.7 - Root Cause Analysis

A metodologia *Root Cause Analysis* consiste em evitar que uma mesma avaria ocorra mais do que uma vez no mesmo tipo de equipamento. Isto é conseguido através da análise exaustiva de uma falha de modo a identificar as suas causas. Identificadas as causas, a manutenção terá de eliminar as mesmas, futuramente, sempre que apareçam no mesmo tipo de equipamento. Desta forma, evita-se que uma mesma falha ocorra novamente.

Segundo [8], *Root Cause Analysis* analisa essencialmente três questões na ocorrência de uma avaria: (i) Qual foi a avaria? (ii) Quais foram as causas da avaria? (iii) Quas ações devem ser tomadas para que a avaria não ocorra novamente? Esta estratégia de manutenção é utilizada apenas pontualmente [8].

2.3 - A Manutenção dos ativos nos Operadores de Redes Elétricas

A manutenção pode ser definida como a “combinação de todas as ações técnicas, administrativas e de gestão, durante o ciclo de vida de um bem, destinadas a mantê-lo ou a repô-lo num estado em que possa desempenhar a função requerida” [25]. Os grandes objetivos da gestão de manutenção são indicados em [26]:

- Redução de custos de manutenção;
- Redução de falhas catastróficas e danos colaterais;
- Deferimento de investimentos devido à extensão da vida útil dos equipamentos;
- Aumentar a utilização do equipamento (sabendo-se o seu verdadeiro limite);
- Atingir objetivos de disponibilidade/fiabilidade;
- Preocupações de segurança e ambientais.

A manutenção melhora o desempenho e a disponibilidade dos equipamentos, aumentando, por outro lado, os custos de operação e manutenção. Desta forma, pretende-se encontrar o ponto ótimo entre o custo e uma boa fiabilidade dos componentes, proporcionada pela manutenção (Figura 2.5).

Os custos associados às atividades de manutenção, no que respeita aos operadores de redes elétricas, são de três naturezas diferentes, de acordo com [27, 28]: (i) Custos diretos: é o caso da mão-de-obra (salários e encargos sociais dos trabalhadores da empresa), dos materiais (equipamentos de substituição, ferramentas, matérias-primas) e dos serviços necessários para a manutenção (despesas administrativas e de transporte). Nestes custos estão também incluídos os serviços de subcontratação; (ii) Custos indiretos: causados pelas interrupções de serviço e/ou pela falta de qualidade de serviço: penalidades impostas pelo regulador, indemnizações a clientes, etc.; (iii) Custos de imobilização dos *stocks*, traduzidos pelo custo de posse de materiais nos armazéns da empresa: custos de capital (taxa de juro do capital imobilizado), custos de armazenagem, encargos com as seguradoras, etc.

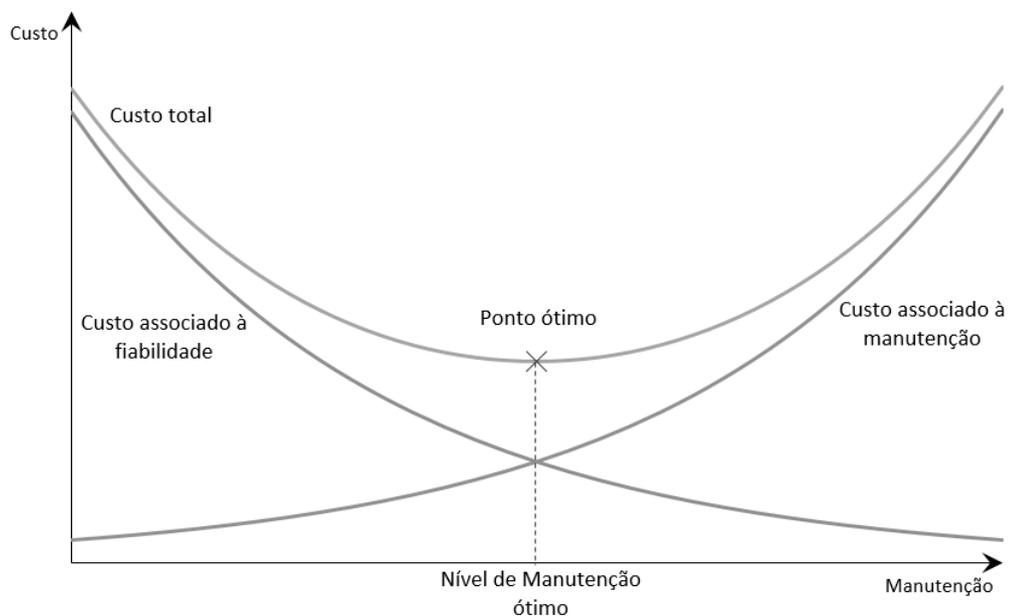


Figura 2.5 - Evolução típica do custo de operação de uma Empresa com a manutenção dos seus ativos.

As empresas operadoras de redes de transporte e distribuição de energia têm noção que a qualidade do seu serviço depende fortemente dos métodos de manutenção adotados para os

seus equipamentos. A escolha do método de manutenção para cada ativo é um complexo problema de decisão. Segundo [9], se são tomadas as decisões corretas, pode conseguir-se melhorar a performance dos equipamentos, contendo ou mesmo reduzindo os custos de manutenção. Caso contrário, poderão surgir problemas graves de aumento de custos e depreciação dos índices de fiabilidade.

2.4 - Manutenção dos Sistemas de Proteção na Operadora da Rede Nacional de Transporte em 2015

Os sistemas de proteção desempenham um papel fulcral na fiabilidade das redes de transporte. Apagões (na literatura anglo-saxónica *blackouts*) recentes ([29], [30] e [31]) são provas disso mesmo. A manutenção destes sistemas permite manter os níveis de fiabilidade em valores aceitáveis, evitando penalidades impostas pelo Regulador no caso de não se verificarem as condições mínimas de qualidade de serviço.

As práticas de manutenção dos sistemas de proteção na Operadora da RNT dependem fundamentalmente da tecnologia dos equipamentos que os constituem. Esta tecnologia encontra-se detalhada na secção 3.2.1. Os equipamentos eletromecânicos e estáticos caracterizam-se pela exigência de recursos humanos especializados e experientes, pela impossibilidade de reparação, existência limitada de peças de reserva e pela impossibilidade de supervisão interna (*watchdog*). Nas proteções estáticas, a manutenção é mais simples dada a ausência de partes móveis e constituição modular [32].

A manutenção das proteções numéricas caracterizam-se pela menor exigência ao nível dos recursos humanos (sendo mais fácil formar colaboradores mais novos e inexperientes), pela possibilidade de reparação e aquisição de peças de substituição e ainda pela existência de *watchdog* e registo interno de eventos e oscilografia. Permitem o acesso remoto, facilitando as ações de manutenção (reinicializações, alterações de parâmetros, regulações entre outras)[32].

Na Operadora da RNT, ao nível dos sistemas de proteção, não se aplica qualquer manutenção preventiva sistemática. As funções de monitorização e vigilância destes sistemas e, ainda, a análise de comportamento perante os incidentes ocorridos permitem despoletar as ações de manutenção necessárias. Estas ações são associadas a procedimentos de manutenção remotos e/ou recorrendo a deslocações. Trata-se, assim, de uma manutenção corretiva, que é ativada na sequência de comportamentos considerados suspeitos, inconclusivos ou incorretos [32]. Além da manutenção corretiva, [32] indica também a aplicação de uma manutenção adaptativa. Esta manutenção decorre da necessidade da alteração de parâmetros e regulações que advém de solicitações, entre as quais, alterações de interface com os sistemas de comando e controlo ou com os equipamentos primários e com alterações topológicas da rede, provisórias ou definitivas.

Conforme detalhar-se-á no Capítulo 3, os sistemas de proteção da REN são completamente redundantes. Por outras palavras, o sistema de proteção passou a ser constituído por dois sistemas de proteção autónomos e concorrentes. Neste sentido, a Operadora da Rede de Transporte adota a filosofia de manutenção corretiva nos seus sistemas de proteção, com segurança: aquando de uma falha num sistema, existe sempre o sistema redundante que garante a proteção do equipamento. Assim, a REN espera sempre que o sistema de proteção falhe para realizar a sua manutenção, o que permite obter todas as vantagens da manutenção corretiva sem a desvantagem da falha da funcionalidade de proteção. Para isso, todos os

incidentes que ocorrem na RNT são alvo de análise pela equipa de Análise Comportamental integrada no Departamento de Engenharia de Sistemas. Todos os incidentes cujo comportamento é considerado incorreto são analisados pelo GAI (Grupo de Análise de Incidentes)¹⁹.

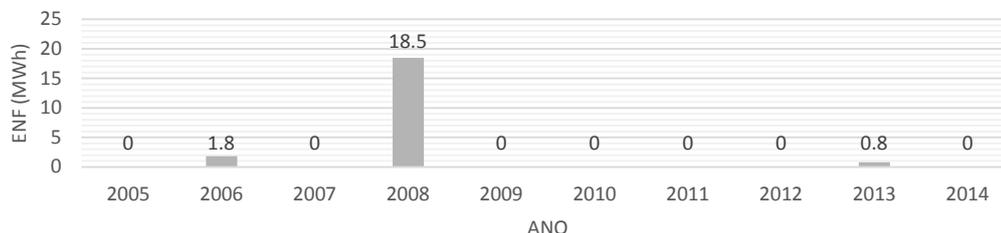


Figura 2.6 - Energia Não Fornecida imputável aos Sistemas de Proteção da RNT, ao longo dos últimos 10 anos.

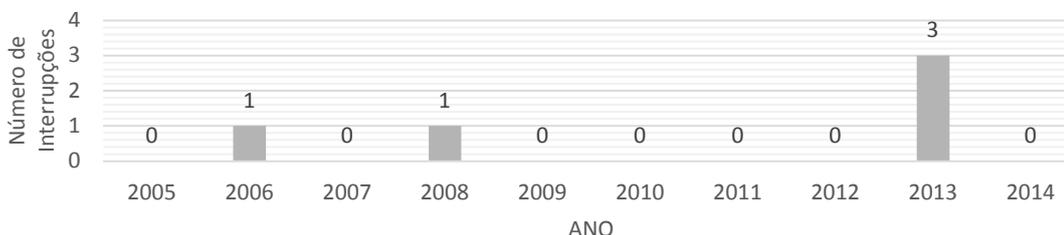


Figura 2.7 – Número de Interrupções imputável aos Sistemas de Proteção da RNT, ao longo dos últimos 10 anos.

As ações de manutenção corretiva também são executadas na sequência de erros de projeto/conceção, detetados através da análise do comportamento dos sistemas, na sequência de problemas descobertos nos ensaios de fábrica, de comissionamentos e de melhorias das Especificações Técnicas Funcionais. Esta manutenção é realizada com recursos internos ou externos tendo em conta os conhecimentos técnicos desses recursos e os períodos de garantia dos equipamentos.

Este projeto de manutenção para os sistemas de proteção tem obtido resultados positivos no que concerne ao número de interrupções e Energia Não Fornecida (ENF) causados pela avaria nos sistemas de proteção. As metas impostas foram cumpridas todos os anos, à exceção do ano 2008 no qual se verificou uma avaria grave com ENF de 18.5MWh. Ao longo dos últimos dez anos, a Energia Não Fornecida e número de interrupções imputáveis aos sistemas de proteção, constam na Figura 2.6 e Figura 2.7, respetivamente.

Existem problemas ao nível das parametrizações e de algoritmia dos sistemas de proteção. No primeiro caso, ocorrem por erro humano, quer durante a fase de projeto, quer na parametrização efetiva das proteções (i.e., as parametrizações não são introduzidas conforme o definido no projeto) e podem implicar um mau funcionamento de ambos os sistemas de proteção que constituem a redundância referida. No segundo caso, os algoritmos implementados nos sistemas de proteção de um mesmo modelo podem ter problemas que levam a maus funcionamentos nas mesmas circunstâncias (problemas sistemáticos). Assim, é objetivo

¹⁹ O GAI é um grupo que integra vários departamentos transversais à Rede Elétrica.

atual da REN detetar estes problemas *a priori*, implementando uma filosofia de Manutenção Baseada na Condição apenas para os modos de avaria referidos neste parágrafo.

O presente trabalho surge da necessidade referida no final do parágrafo anterior, pretendendo-se, assim, evoluir para um processo misto de manutenção dos sistemas de proteção incorporando a CBM nesses sistemas.

2.5 - Indicadores estatísticos respeitantes aos sistemas de proteção da Rede Nacional de Transporte em Portugal

Para avaliação do desempenho das funções de proteção, sistemas de proteção, de teleproteção e religação automática, e consequente validação das metodologias de manutenção utilizadas, a Operadora da RNT utiliza um conjunto de indicadores estatísticos. Estes foram introduzidos pela primeira vez, na REN, em 1996 e, desde então, estão em uso. São fruto da análise de incidentes e comportamentos dos sistemas de proteção, que será detalhada na secção 3.5.

Para gestão de informação de incidentes a Operadora da RNT utiliza a aplicação GestInc. Nesta, constam todos os incidentes ocorridos quer na rede da REN, quer externamente a essa rede mas com repercussões na mesma. Uma outra aplicação, GestComp, caracteriza o comportamento dos sistemas de proteção da RNT e entrou em funcionamento em setembro de 2004. Neste último sistema não estão, portanto, incluídos os sistemas de proteção de 60kV.

Cada ocorrência do GestComp está necessariamente relacionada com um incidente constante no GestInc, uma vez que os defeitos são carregados na primeira aplicação a partir da segunda. O preenchimento da base de dados inerente ao GestComp é realizado depois de análise pormenorizada de qualquer atuação das proteções. Essa análise é realizada com recurso a registos de oscilografia e a Registos Cronológicos de Acontecimentos (RCA's) [33]. No capítulo 3, explicar-se-á em que consistem estes dois recursos e como é realizada atualmente a análise. Os indicadores estatísticos são calculados automaticamente pela aplicação GestComp, com base na classificação da atuação dos sistemas de proteção e das suas funções.

2.5.1 - Indicadores estatísticos das funções de proteção

O comportamento das funções de proteção é classificado da seguinte forma [34]:

- Comportamento Correto (CC): atuação de forma seletiva e não intempestiva;
- Falha de Atuação (FA): perante uma perturbação no sistema de potência devia ter atuado e não o fez;
- Falta de Seletividade (FS): atuação perante a existência de uma perturbação no sistema de potência, para o qual não devia ter atuado;
- Atuação Intempestiva (AI): atuação na ausência de qualquer perturbação no sistema de potência;
- Mau Funcionamento (MF): atuação nas situações especificadas mas de um modo não previsto.

Com base na classificação indicada, existem os seguintes indicadores estatísticos referentes às funções de proteção:

- Indicador de dependabilidade²⁰ (D):

$$D = \frac{CC}{CC + FA} \times 100 [\%], \quad (2.1)$$

onde CC é o número de Comportamentos Corretos e FA é o número de Falhas de Atuação. Este indicador apenas avalia o desempenho das funções de proteção na existência de uma perturbação no sistema de potência e, portanto, não são contabilizadas as atuações intempestivas e não seletivas;

- Indicador de segurança²¹ (S):

$$S = \frac{CC}{CC + FS + AI} \times 100 [\%], \quad (2.2)$$

onde CC é o número de atuações corretas, AI é o número de Atuações Intempestivas e FS é o número de atuações com Falta de Seletividade. Este indicador mede o desempenho perante e na ausência de perturbações no sistema, mas as falhas de atuação não são contempladas.

- Indicador de fiabilidade²² (F):

$$F = \frac{CC}{CC + AINC} \times 100 [\%], \quad (2.3)$$

onde AINC é o número de atuações incorretas²³ e é dado por:

$$AINC = FA + AI + FS. \quad (2.4)$$

De uma forma geral, uma melhoria de segurança leva a uma redução de dependabilidade e vice-versa. Este compromisso é a arte do projeto dos sistemas de proteção.

2.5.2 - Indicadores estatísticos dos Sistemas de Teleproteção

O comportamento do sistema de teleproteção (considera-se o conjunto emissão de um extremo e receção do outro extremo) é classificado da seguinte forma [34]:

²⁰ A dependabilidade de uma função de proteção é a probabilidade desta atuar corretamente, aquando da ocorrência de um defeito para o qual foi prevista operar.

²¹ A segurança de uma função de proteção é a probabilidade desta não atuar indesejadamente, ou seja, de forma intempestiva ou não seletiva.

²² A fiabilidade de uma função de proteção é a probabilidade desta não ter falhas de atuação, nem atuações não seletivas nem atuações intempestivas.

²³ Atuação incorreta ocorre quando a função de proteção teve uma atuação intempestiva, não seletiva ou falhou a sua atuação.

- Comportamento Incorreto (CI): sempre que, havendo garantidamente condições para a emissão de um sinal de teleproteção, não há registo desse sinal na receção ou o mesmo tem duração inferior a 100ms;
- Comportamento Correto (CC): sempre que o sistema de teleproteção é chamado a atuar e não tem um comportamento incorreto.

O sistema de teleproteção tem o indicador de fiabilidade²⁴ (FT), que é calculado da seguinte forma:

$$FT = \frac{CC}{CC + CI} \times 100 [\%], \quad (2.5)$$

onde CC é o número de Comportamentos Corretos e CI o número de Comportamentos Incorretos do sistema de teleproteção.

2.5.3 - Indicadores estatísticos dos Sistemas de Proteção

O comportamento dos sistemas de proteção é classificado da seguinte forma [34]:

- Comportamento Correto (CC): perante a existência de uma perturbação no sistema de potência, promove apenas a abertura dos disjuntores estritamente necessários ao isolamento dos elementos afetados, num tempo menor que o máximo previsto²⁵;
- Comportamento Incorreto (CI): comportamento que desencadeia a abertura de mais disjuntores dos que os estritamente necessários ao isolamento dos elementos dos sistemas de potência afetados por uma perturbação e/ou num tempo superior ao máximo previsto;
- Boa Qualidade (BQ): classificação concedida quando o sistema de proteção é chamado a atuar pela existência de uma perturbação no sistema de potência e, quer o sistema de proteção em si, quer todas as funções de proteção e de teleproteção que dele fazem parte, têm um comportamento correto;
- Má Qualidade (MQ): classificação concedida quando, perante uma perturbação no sistema de potência, o sistema de proteção em si e/ou alguma das suas funções de proteção ou teleproteção tiveram um comportamento incorreto.

Com base na classificação indicada, existem os seguintes indicadores estatísticos referentes aos sistemas de proteção:

- Indicador de eficácia²⁶ do sistema de proteção (E):

²⁴ A fiabilidade de um sistema de teleproteção é a probabilidade desse sistema não ter um comportamento incorreto.

²⁵ O tempo máximo de atuação é de 150ms no primeiro escalão e 700ms no segundo escalão.

²⁶ O sistema de proteção tem um comportamento eficaz quando a sua atuação é seletiva e rápida, ou seja, com comportamento correto.

$$E = \frac{CC}{CC + CI} \times 100 [\%], \quad (2.6)$$

onde CC é o número de Comportamentos Corretos e CI é o número de Comportamentos Incorretos do sistema de proteção.

- Indicador de qualidade do sistema de proteção (Q):

$$Q = \frac{BQ}{BQ + MQ} \times 100 [\%], \quad (2.7)$$

onde BQ é o número de atuações de Boa Qualidade e MQ é o número de atuações de Má Qualidade. Este indicador permite a caracterização geral dos sistemas de proteção instalados na RNT.

2.5.4 - Indicadores estatísticos do Religador Automático

O comportamento do religador automático é classificado da seguinte forma [34]:

- Comportamento Incorreto (CI): quando não atua nas situações especificadas ou quando atua de um modo não previsto;
- Comportamento Correto (CC): todo o comportamento do religador que não seja incorreto;

O indicador de fiabilidade do dispositivo de religação automática (FR) permite avaliar o seu desempenho e é calculado do seguinte modo:

$$FR = \frac{CC}{CC + CI} \times 100 [\%], \quad (2.8)$$

onde CC é o número de Comportamentos Corretos e CI é o número de comportamentos incorretos dos dispositivos de religação automática.

A religação em si também deve ser classificada, sendo essa classificação a seguinte [34]:

- Religação Eficaz (EE): quando, após uma atuação correta ou incorreta do religador que tenha levado ao fecho de um disjuntor, este permaneça fechado durante os 5 segundos imediatos, indicando que a perturbação no sistema de potência foi eliminada ou não reapareceu;
- Religação Não Eficaz (NE): toda a religação que não é eficaz.

O indicador de eficácia da religação automática (ER) é calculado da seguinte forma:

$$ER = \frac{EE}{EE + NE} \times 100 [\%], \quad (2.9)$$

onde EE é o número de Religações Eficazes e NE é o número de Religações Não Eficazes.

Todos os indicadores referidos são calculados automaticamente pelo GestComp e caracterizam do funcionamento e da adaptabilidade da técnica de manutenção adotada. No

Anexo A, é possível visualizar as evoluções do valor de alguns dos indicadores referidos, ao longo dos últimos 10 anos (entre 2005 e 2014), assim como a evolução do número de incidentes no mesmo período. De um modo geral, verifica-se que os indicadores têm valores bons e que os indicadores de segurança, fiabilidade e eficácia têm valores mais elevados nos últimos anos. Estes resultados demonstram o cuidado permanente da empresa em garantir um bom desempenho dos sistemas de proteção.

2.6 - Manutenção dos Sistemas de Proteção - Revisão da Literatura

Na presente secção apenas ter-se-á em consideração as proteções numéricas ou digitais (também conhecidas como proteções baseadas em microprocessadores). Nestas proteções, existem dois tipos de ensaios: (i) Ensaios de comissionamento; (ii) Ensaios periódicos ou de rotina.

Os ensaios de comissionamento são extensos e exaustivos e têm como objetivo testar a construção, a instalação e a configuração da proteção. São apenas realizados antes da entrada em serviço da instalação/painel onde a respetiva proteção se encontra inserida. Já os ensaios periódicos são menos detalhados e mais simples, destinando-se a validar a capacidade de bom funcionamento da proteção. Os ensaios típicos de comissionamento e de rotina podem ser visualizados em [35]. Segundo o mesmo artigo, o intervalo de tempo recomendado para realização dos ensaios de comissionamento encontra-se entre 3 a 5 anos, sendo a aplicação do paradigma TBM.

Atualmente, os IED's têm capacidades de autodiagnóstico para cerca de 86% de todas as suas falhas [36]. Porém a grande dificuldade que reside na deteção das restantes falhas é o facto de se tratarem de falhas ocultas, só aparecendo quando o equipamento de proteção é chamado a atuar. Assim, existem na literatura trabalhos de aplicação de metodologias RCM nos equipamentos de proteção: [36] aplica a metodologia RCM ao um equipamento de proteção de cabo subterrâneo, concluindo: a manutenção corretiva é aquela que melhor se adapta aos modos de falha detetados pelo *watchdog*; aos restantes modos, tratando-se de falhas ocultas, deverá aplicar-se TBM. O trabalho publicado em [37] é um exemplo de aplicação de CBM aos IED's, onde o método VWFSE (*Variable Fuzzy Synthetic Evaluation*) é proposto, corrigindo as deficiências do método FSE (*Fuzzy Synthetic Evaluation*) anteriormente apresentado por outros trabalhos para avaliação da condição de equipamentos de proteção. Este método, através da Teoria dos Conjuntos Difusos, avalia o estado geral do IED incluindo-o num dos seguintes estados: (i) Normal, (ii) Alerta, (iii) Anormal e (iv) Falha.

O tema da aplicação de CBM e RCM aos sistemas de proteção é muito recente, estando porém a serem publicados bastantes trabalhos sobre o tema. A presente dissertação pretende ser um complemento aos trabalhos publicados com aplicação direta e específica nos sistemas de proteção da REN.

2.7 - Sumário

Com o paradigma atual de redução de custos, a temática da gestão de ativos tornou-se de grande importância para as empresas, em geral, e para as operadoras de rede, em particular. Para atingir esse objetivo, a manutenção de ativos tem abandonado a estratégia corretiva no

sentido de adotar estratégias preventivas, com especial enfoque na técnica de Manutenção Baseada na Condição (CBM). Estratégias de manutenção compostas como a RCM ou RBM revelam-se bastante vantajosas quando aplicadas aos equipamentos das operadoras de rede.

Com uma Manutenção Baseada na Condição, os gestores podem, idealmente, aplicar uma intervenção *just-in-time*, o que é extremamente benéfico do ponto de vista da redução dos custos de manutenção. Estes custos são muito significantes para uma empresa e são de difícil identificação e contabilização.

Atualmente, verificam-se importantes desafios que a manutenção tem de enfrentar [9]:

- Seleção das técnicas mais apropriadas;
- Lidar com cada tipo de processo de falha;
- Corresponder às expectativas de todas as partes interessadas (*stakeholders*);
- Lidar com a pressão de redução de custos de manutenção e de aumento de qualidade de serviço;
- Cooperação e entreaajuda de todos os envolvidos no projeto.

Os sistemas de proteção têm, na atualidade e de uma forma generalizada, a manutenção corretiva e preventiva sistemática como formas de manutenção preferenciais. Contudo, esse paradigma encontra-se em evolução para a Manutenção Baseada na Condição, tirando partido de novas tecnologias. Contudo, estas técnicas necessitam de sistemas de monitorização da condição, do completo conhecimento das funções do equipamento no seu contexto de operação, dos modos de avaria dessas funções, os seus efeitos e consequências na segurança das pessoas, bens, meio-ambiente e na operação do sistema do qual o equipamento está integrado. O desenvolvimento de Indicadores Chave de Performance que auxiliam na monitorização do equipamento é um desafio atual.

Para a avaliação da adequabilidade da técnica de manutenção adotada, é extremamente importante a utilização dos Indicadores de Performance e da contabilização do custo de manutenção. Estas variáveis são difíceis de obter, pois exigem tratamento detalhado de informação.

Capítulo 3

Análise do comportamento dos sistemas de proteção da Rede Nacional de Transporte

O Capítulo 3 dedica-se à análise comportamental dos sistemas de proteção, realizado na Operadora da Rede Nacional de Transporte, sempre que ocorre um incidente na rede. Começa por documentar a arquitetura implementada nas novas subestações da RNT (desde 2008). De seguida, são apresentados os sistemas de proteção instalados na REN: os tipos tecnológicos das proteções, as funções de proteção, as funções de controlo associadas às funções de proteção e as funções de vigilância do sistema de proteção. É realizada uma descrição da função de análise de incidentes e comportamentos dos sistemas e é apresentado o método de obtenção das ferramentas necessárias para essa análise. Termina-se com uma revisão da literatura acerca da análise automática de oscilografias, incentivada pela atual implementação da Aplicação Central de Análise de Incidentes na REN.

3.1 - A arquitetura do sistema de proteção, comando e controlo das subestações da Rede Nacional de Transporte

A arquitetura atual das subestações da Rede Nacional de Transporte é tal que garante um alto nível de disponibilidade do sistema global, de modo a que uma falha de um componente não afeta outras partes ativas do sistema. O desenho da arquitetura permite um rápido diagnóstico e correção de avarias e a expansão de sistemas e respetivos ensaios (evolução da subestação).

Existem quatro níveis hierárquicos na arquitetura interligados entre si, segundo [38], (ver figura localizada no Anexo B):

- Nível 0: processo, i.e. aparelhagem MAT, AT e BT;
- Nível 1: comando e controlo local, proteção e osciloperturbografia ao nível dos armários de painel (denominado por *Bay Level*);

- Nível 2: comando e controlo central, proteção e osciloperturbografia ao nível dos armários centrais da subestação (denominado por *Station Level*);
- Nível 3: comando e controlo remoto, acesso remoto à instalação.

A arquitetura apresentada na presente secção corresponde àquela que está atualmente em implementação na REN (a partir de 2008), havendo ainda um número considerável de subestações com arquiteturas antigas que não serão aqui referidas.

3.1.1 - Nível 0

Trata-se do nível de processo, sendo constituído pelos equipamentos de MAT, AT e BT (i.e., equipamentos primários) pertencentes aos painéis de linha, (auto)transformador, inter-barras (IB), inter-barras e *by-pass* (IBBP), bateria de condensadores, reatância de neutro, serviços auxiliares e serviços gerais [38].

3.1.2 - Nível 1

Tabela 3.1 - Equipamentos que constituem cada armário tipo nas subestações da RNT [38].

Armário	Equipamento
+G1 de painel	Unidade de Gestão de Painel (UGP) Sinótico de Comando Local (SCL) Verificador de Sincronismo ²⁷ (SYNC) Regulação Automática de Tensão ²⁸ (RAT) Deslastre Freqüenciométrico ²⁹ (DESL) Unidade de Formação de Polaridades (UFP)
+G1 de gerais	Unidade de Gestão de Painel (UGP) Unidade de Formação de Polaridades (UFP) Sinótico de Comando Local (SCL) Quadro de Seleção de Operador (QSO)
+G1 do ASA	Unidade de Gestão de Painel (UGP) Automatismo de Serviços Auxiliares ³⁰ (ASA) Unidade de Formação de Polaridades (UFP) Sinótico de Comando Local (SCL)
+H1 de painel	Sistema de Proteção 1 (SPT1) Sistema de Proteção 2 (SPT1) Sistema de Proteção 3 (SPT3) Sistema de Osciloperturbografia e Localização de Defeitos (SOLP)

²⁷ Apenas painéis de linha, transformador lado AT, autotransformador lado MAT e AT e Interbarras/*By-pass*.

²⁸ Apenas Painéis de transformador lado AT

²⁹ Apenas painéis de 60kV.

³⁰ Incorporado no UGP.

Por cada painel e módulo existe o correspondente armário de comando e controlo (+G1 de painel ou de módulo) e armário de proteção (+H1). Existe ainda um ou mais armários de controlo para monitorização dos serviços auxiliares dos edifícios (+G1 de Gerais) e um armário reservado aos Automatismos de Serviços Auxiliares (+G1 do ASA). Todos estes armários pertencem ao nível 1. Salienta-se que não é permitido, nas subestações da RNT, a montagem de equipamentos de comando e controlo e de proteção no mesmo armário, com exceção dos painéis de Bateria de Condensadores e de Interbarras sem *By-Pass*. Na Tabela 3.1, estão patentes as funções e equipamentos que constituem cada painel tipo referido.

A comunicação horizontal (entre equipamentos do mesmo nível) e vertical para o nível 2 é realizada em fibra ótica segundo a norma IEC61850. A comunicação vertical para o nível 0 é realizada através de fios de cobre.

3.1.3 - Nível 2

Nível constituído pelos equipamentos que permitem a proteção, comando e controlo da subestação de forma centralizada e por equipamentos que possibilitam estabelecer as comunicações entre os níveis 2 e 3. Este nível é constituído pelos seguintes elementos, segundo [38]:

- Unidade de Gestão Central - UGC, formada pelas Unidades Centrais - UC's;
- Interface Homem Máquina - IHM;
- Operador Automático - OPA;
- Unidade Central de Proteção de Barramento e Falha de Disjuntor - SPT3, por cada nível de tensão;
- Unidade Central de Sistema de Osciloperturbografia e Localização de Defeitos - PC SOL - permite efetuar a aquisição dos registos de oscilografia gerados pelas proteções da subestação;
- Sistema de Sincronização por *Global Positioning System* (GPS);
- PCC - Posto de Comando Central, também designado de SCADA local, permite realizar todas as funções de comando e controlo na subestação;
- Impressora de Exploração e de Sistema;
- RTU (*Remote Terminal Unit*) *Server* - sistema que permite a comunicação com o SCADA da REN em Vermoim e Sacavém (receção de comandos e envio de informação digital e analógica);
- PC Engenharia para acesso remoto aos sistemas de controlo e proteção por cada nível de tensão (permite visualização e alteração de parametrizações, possui o *software* proprietário necessário para comunicar com os equipamentos, contém os ficheiros de projeto da subestação, entre outros aspetos);
- Infraestrutura da Rede de Comunicações segundo a norma IEC61850: *router, switch, modem, fibra ótica, etc.*

As UGC's são a sede das bases de dados do sistema e são responsáveis pelo estabelecimento de comunicações com o SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*). Por questões de redundância devem existir sempre duas unidades (UC's) e devem ter as seguintes funcionalidades:

- Estabelecimento de interligação do processo com o IHM;
- Registo Cronológico de Acontecimentos - RCA;

- Comando sequencial de equipamento AT - SEQ;
- Interface de comunicação com o Sistema de Armazenamento Seletivo (SAS), impressoras, com o RTU Server e com o Acesso Remoto.

A comunicação horizontal no nível 2 e vertical com o nível 1 é realizada segundo a norma IEC61850 através de fibra ótica.

3.1.4 - Nível 3

O nível 3 é o nível remoto da rede, no qual se insere os sistemas que permitem realizar o comando e controlo remoto da subestação: o *Supervisory Control and Data Acquisition* (SCADA) do Centro de Operação de Rede (COR), em Vermoim, e do Gestor do Sistema (GS), em Sacavém, e o Centro de Acesso Remoto (CAR), em Sacavém. As comunicações com o nível 2 são realizadas através de protocolos proprietários e normalizados, utilizando a RSS (Rede de Sistemas de Segurança) da REN [38].

As funções de comando e controlo mais relevantes, implementadas nas subestações da RNT, encontram-se no Anexo C.

3.2 - Os sistemas de Proteção da Rede Nacional de Transporte

O sistema de proteção é definido em [34] como o conjunto de equipamentos de proteção e outros dispositivos que têm como objetivo a identificação de perturbações e promover a abertura dos disjuntores estritamente necessários ao isolamento dos elementos afetados, o mais rapidamente possível. O sistema compreende um conjunto de elementos: Transformador de Intensidade (TI), Transformador de Tensão (TT), equipamento de proteção, os cabos que constituem os circuitos de proteção, sistema de alimentação e disjuntor.

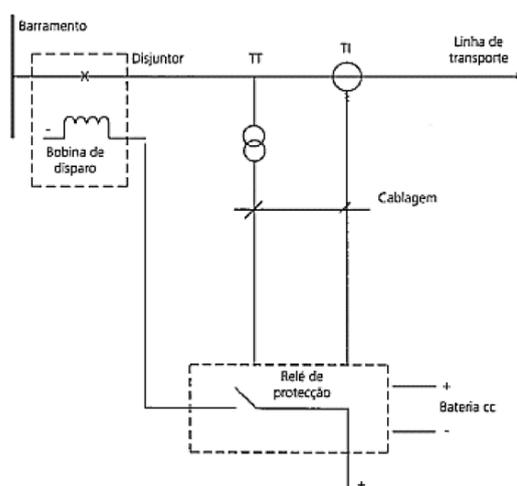


Figura 3.1 - O sistema de proteção - elementos constituintes [39].

Para atingirem o objetivo referido no parágrafo anterior, de acordo com [39], é requisito dos sistemas de proteção terem as seguintes características: seletividade, fiabilidade (na qual se

insere a dependabilidade e a segurança), rapidez³¹, sensibilidade³², compatibilidade³³, flexibilidade³⁴ e disponibilidade³⁵. Estes requisitos estão na base da construção dos indicadores constantes na secção 2.5 e daqueles que foram construídos ao longo do trabalho realizado no âmbito da dissertação e que serão referidos no Capítulo 4.

Segundo [40], os sistemas de proteção são concebidos e configurados quer para condições normais, quer para condições intoleráveis de exploração. Teoricamente, é expetável que respondam a um infinito número de contingências mas, na prática, o seu funcionamento é influenciado por diversos fatores:

- Equipamento/zona a proteger e em que condições;
- Critérios de coordenação e de parametrização;
- Práticas de operação da Rede Nacional de Transporte;
- A experiência acumulada ao longo do tempo;
- Custos de investimento, operação e manutenção.

Os sistemas de proteção de um equipamento da RNT, são constituídos por três sistemas autónomos essenciais designados por SPT1, SPT2 e SPT3, conforme já evidenciado na Tabela 3.1. O SPT1 e SPT2 têm apenas funções dedicadas exclusivamente ao painel ao qual pertence e o SPT3 tem funções de reserva local e/ou proteção sistematizadas ao nível da subestação (proteção de barramento e falha de disjuntor - secção 3.2.2). O SPT1 e SPT2 não devem ser do mesmo modelo ou, em alternativa, devem utilizar algoritmos diferentes entre si. Cada um dos sistemas pode ser constituído por um único equipamento ou por vários módulos autónomos que partilham a mesma interface e trocam a informação necessária entre si. O SPT1 e o SPT2 alimentam circuitos de disparo distintos, têm diferentes circuitos para aquisição de sinais analógicos provenientes dos TI's e TT's e são alimentados por polaridades distintas [41]. Conclui-se, assim, que o SPT1 e SPT2 formam sistemas completamente redundantes: são sistemas concorrentes e funcionam em paralelo com o objetivo de o elemento da rede encontrar-se protegido mesmo que ocorra a falha de um dos sistemas.

Os sistemas de proteção são constituídos, além das funções de proteção, por funções de vigilância, de controlo, de monitorização, de manutenção, de projeto e funções auxiliares. As funções referentes à proteção, controlo e vigilância serão analisadas desde a secção 3.2.2 à secção 3.2.4.

³¹ Eliminação do defeito tão depressa quanto possível de forma a minimizar os seus impactos

³² Capacidade do sistema de proteção operar corretamente em situações mínimas de defeito e não atuar em condições limites de operação (carga máxima, por exemplo).

³³ Adaptação do sistema de proteção ao meio no qual se encontra instalado, tendo em consideração dois aspetos: *hardware* (interfaces e meios de transmissão) e *software* (protocolos de comunicação, versões de *firmware*...).

³⁴ Capacidade de regulação das proteções para ser aplicada em várias situações.

³⁵ Probabilidade de se encontrar o sistema de proteção no estado de funcionamento correto.

3.2.1 - Tipos de proteções do ponto de vista construtivo, utilizadas na Rede Nacional de Transporte

A RNT possui as quatro tecnologias principais de equipamentos de proteção instaladas nas suas subestações. O manual [1] caracteriza estas tecnologias:

- Proteções eletromecânicas: o seu funcionamento baseia-se no princípio da força eletromecânica existente no contacto de um relé por reação a uma passagem de corrente nos enrolamentos que constituem a proteção. Trata-se de proteções muito robustas, uma vez que resistem a ambientes eletromagnéticos muito agressivos com facilidade, e têm grande durabilidade. Porém, têm grandes desvantagens como a sua imprecisão, limitação de funcionalidades, baixa sensibilidade, manutenção e instalação caras;
- Proteções estáticas: não possuem partes mecânicas para criar a característica da proteção, utilizando componentes eletrónicos analógicos (transístores e díodos). Permite um maior número de funções e maior flexibilidade na alteração dos parâmetros, esses ajustes são mais precisos, ocupam menos espaço que a tecnologia eletromecânica, permitem o uso de uma maior gama de TT's e TI's (menor saturação e menor necessidade de potência da proteção) e têm uma maior velocidade de operação. No entanto, são mais suscetíveis aos ambientes eletromagnéticos de uma subestação e necessitam de uma fonte de alimentação externa de alta fiabilidade e segurança.
- Proteções digitais: nestes equipamentos, os circuitos analógicos são substituídos por microprocessadores e microcontroladores para implementação das funções de proteção. Necessitam de conversores analógico-digitais para aplicar em todas as entradas analógicas (sinais de tensão e corrente). As suas grandes vantagens prendem-se com uma maior liberdade de configuração da proteção, melhor precisão, possibilidade de ligação remota e autodiagnóstico (*watchdog*). Contudo, a frequência de amostragem é reduzida devido à limitação de potência do microprocessador, apenas permite a implementação de uma função de proteção por equipamento (como as anteriores tecnologias), tem memória limitada e elevada sensibilidade a surtos eletromagnéticos.
- Proteções numéricas: nasceram da evolução tecnológica das proteções digitais, utilizando múltiplos processadores de sinal, em paralelo, otimizados para processamento em tempo real. Pela primeira vez, aparecem os equipamentos de proteção com múltiplas funções de proteção e com características únicas face às tecnologias antecessoras, características essas listadas em [1]. Apesar desta concentração de funções, a prática demonstra que as proteções numéricas têm a mesma fiabilidade que os tipos construtivos antecessores e ainda todas as vantagens das proteções digitais. Apesar de tudo, são equipamentos sensíveis a altas temperaturas e a surtos eletromagnéticos. É esta tecnologia de proteções que o presente trabalho irá considerar.

As proteções numéricas tem um Sistema Operativo em Tempo Real (na literatura anglo-saxónica, *Real-Time Operating System* - RTOS) que assegura a priorização das tarefas no equipamento. Assim, as funções de proteção estão ativas de forma constante, comparando os valores obtidos das entradas analógicas (após digitalização e tratamento matemático do sinal, geralmente com recurso à Transformada Discreta de Fourier) com os valores da característica parametrizada da proteção [1].

3.2.2 - Funções de proteção implementadas na Rede Nacional de Transporte

De acordo com [34], função de proteção é “o conjunto de relés de medida e outros, e de elementos lógicos, incorporados num equipamento de proteção, destinados a identificar perturbações no sistema de potência e a promover a abertura automática de disjuntores”. Existem diversas funções de proteção que variam entre si no algoritmo utilizado para identificar as perturbações e, conseqüentemente, da informação de que necessitam. Seguidamente, descrever-se-ão, as funções de proteção implementadas nos sistemas de proteção da RNT.

Diferencial de linha (DIFL) e diferencial de (auto)transformador (DIFT):

A função diferencial é uma função de proteção unitária, i. e., apenas protege o equipamento localizado na sua zona de proteção (bem delimitada entre os TI's) não proporcionando qualquer *backup* a outros equipamentos. O seu funcionamento baseia-se na Lei de *Kirchhoff* dos nós, ou seja, é comparada a corrente (amplitude e fase) nos extremos na zona de proteção: a soma vetorial (que tem como resultado a corrente diferencial), em situações normais de operação, é nula [1]. No caso de ocorrência de defeito na zona de proteção, a corrente diferencial deixa de ser nula e a função de proteção atua.

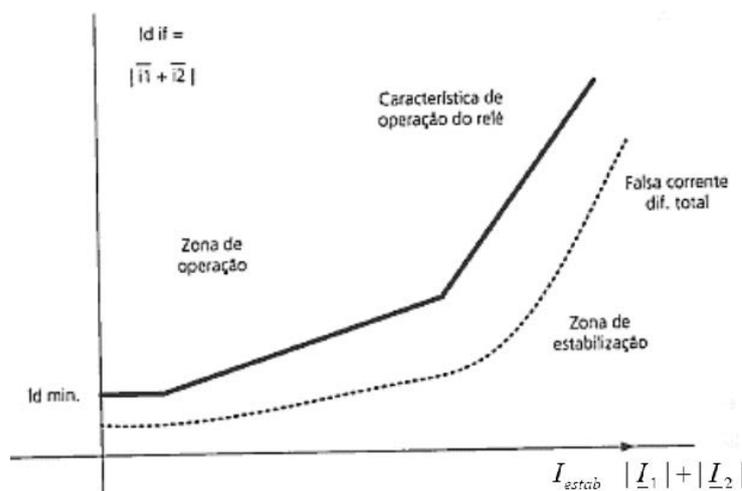


Figura 3.2 - Característica de estabilização (também denominada de *Restraint/Bias*) da proteção diferencial (adaptado de [39]).

No entanto, devido a erros de medida causados pelos TI's, erros intrínsecos ao próprio sistema de proteção, transmissão do valor das correntes, devido ao efeito capacitivo das linhas, efeito de magnetização e tomadas de regulação nos transformadores, a corrente diferencial não tem um valor nulo, na ausência de defeito. Para evitar disparos intempestivos, está prevista uma dessensibilização da proteção, através de uma corrente de arranque que varia com a amplitude da denominada corrente de estabilização, como se pode verificar na Figura 3.2. Esta corrente é a imagem do maior erro possível do sistema de proteção diferencial, para todos os valores de corrente diferencial e é dada por:

$$I_{estab} = |\underline{I}_1| + |\underline{I}_2|. \quad (3.1)$$

Assim, a proteção provoca um disparo não temporizado sempre que a corrente diferencial for superior a $I_d \text{ min}$ (Figura 3.2), o que acontece quando ocorre um defeito dentro da zona de proteção [42].

Existem dois grandes grupos de proteção diferencial: a proteção que necessita de canal de comunicação (a zona a proteger envolve duas instalações distintas; é o caso de DIFL - Figura 3.3 (b)) e aquela que não precisa desse canal, uma vez que a zona de proteção está contida na instalação (DIFT, Figura 3.3 - (a), e diferencial de barramento, que será analisada adiante). A proteção DIFL pode utilizar como canal de comunicação a fibra ótica direta (no caso dos 60kV) ou a rede de comunicações da REN (utilizando uma rede *Virtual Private Network* (VPN) dedicada). É utilizada uma topologia de comunicação em cadeia³⁶ para a painéis de linha AT e em anel³⁷ para painéis de linha MAT. Os valores medidos são transmitidos como telegramas para o outro extremo da zona de proteção, para posterior cálculo da corrente diferencial. Esta corrente diferencial tem de ser calculada tendo em conta o mesmo instante de tempo, exatamente, nas duas extremidades, para não ocorrerem disparos intempestivos [42]. Existe, então, a necessidade de sincronização entre os dois extremos.

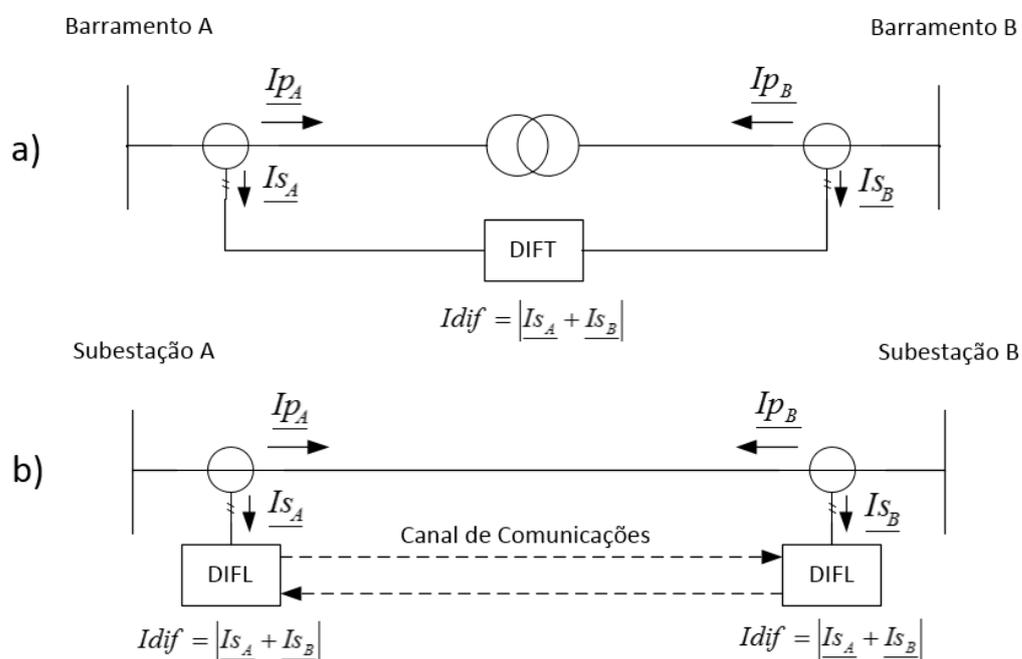


Figura 3.3 - Esquema unifilar representativo do princípio de funcionamento da função diferencial: a) DIFT; b) DIFL.

Apesar de ter como base um princípio simples, a sua aplicação é complexa, pois existem problemas específicos que podem originar elevadas correntes diferenciais na ausência de defeito (por exemplo, arranque de um transformador de potência). Nesses casos, terão de ser tomadas as devidas precauções, a nível de algoritmo da proteção, para evitar disparos intempestivos.

³⁶ Esquema no qual não há redundância de canais: se ocorre uma falha de canal, a proteção diferencial fica fora de serviço.

³⁷ Esquema no qual há redundância de canais.

Diferencial homopolar de (auto)transformador (DIFTH) ou *Restricted Earth Fault* (REF):

A função REF trata-se de uma função diferencial, mas com zona de proteção delimitada pelo TI de fase do enrolamento a que respeita a função REF e o TI do neutro do (auto)transformador de potência. É uma função complementar à função DIFT e é sensível a correntes de defeito muito reduzidas [43].

Diferencial de barramento (DIFB)

Trata-se de uma função diferencial aplicada a um barramento de uma instalação, sendo delimitada pelos TI's de todos os painéis ligados ao barramento. Assim, a corrente diferencial é obtida pela soma vetorial das correntes dos painéis efetivamente ligados ao barramento. A proteção necessita, então, de saber a configuração de todos os painéis para atuar, uma vez que, nas subestações da RNT, os painéis têm possibilidade de estarem ligados a barramentos diferentes.

A corrente diferencial será nula no caso de inexistência de defeito (a menos de erros provocados pelos TI's e pela própria proteção) e será elevada quando de um defeito no barramento pois todos os painéis ligados ao mesmo passam a alimentar o curto-circuito existente. Neste último caso, a proteção deve emitir ordem de disparo apenas aos disjuntores pertencentes aos painéis estritamente necessários para isolar o defeito.

Na Operadora da Rede Nacional de Transporte, esta proteção pode ser implementada de duas formas distintas: de forma centralizada ou descentralizada. No caso da proteção centralizada, a mesma está implementada num armário próprio apenas com esta função designada, por vezes, proteção de barramento centralizada (designada SPB). Recebe diretamente dos TI's as correntes de todos os painéis e as informações do estado da aparelhagem AT e efetua a gestão de toda a informação de forma a ter um comportamento adequado.

Já a proteção descentralizada, é integrante do SPT3 que contempla o conceito de sistema distribuído de proteção. Neste conceito, todas as Unidades de Painel integrantes do SPT3 (localizadas em cada painel) fazem a aquisição das correntes e de informações do estado dos seccionadores e disjuntores e enviam essa informação para a Unidade Central do SPT3. Esta última faz a gestão de toda a informação recebida e, no caso de defeito num barramento, envia informação respetiva às Unidades de Painel estritamente necessárias ao isolamento do defeito que, por sua vez, enviam ordem de disparo ao disjuntor respetivo. A comunicação é realizada por fibra ótica. O SPT3 trata-se, assim, de um sistema descentralizado que contribui para a simplificação, robustez e facilidade de ampliação das funções de proteção pertencentes (DIFB e falha de disjuntor) [44].

Trata-se de uma proteção que necessita de muita segurança, uma vez que isolamentos intempestivos de barramentos podem trazer graves consequências para o sistema elétrico de energia interligado. Atualmente, na REN, ambos os modelos de DIFB estão em implementação, com exceção dos barramentos de 60kV apenas com a versão centralizada.

Distância (DIST) [45]

A função de distância tem como princípio de funcionamento o cálculo da impedância através da tensão e corrente, pela Lei de Ohm (Figura 3.4, onde \underline{U}_A é o fasor tensão simples na Subestação A, \underline{I}_A é o fasor corrente que circula na linha e na direção A-B, \underline{Z}_A é a impedância calculada pela proteção e \underline{Z}_{+linha} é a impedância direta da linha). Em caso de defeito severo,

a tensão reduz e a corrente aumenta, logo a impedância de defeito é reduzida. Logo que essa impedância reduza suficientemente de forma a “entrar” na zona de sensibilidade da proteção, a função de distância elabora ordem de disparo ao disjuntor de acordo com as parametrizações definidas. Esta função só funciona corretamente devido à proporcionalidade existente entre a distância e a impedância da linha/cabo.

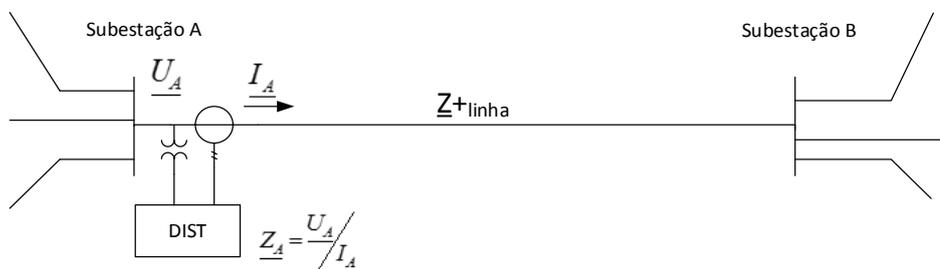


Figura 3.4 - Esquema unifilar representativo do princípio de funcionamento da função DIST.

A função DIST é extremamente personalizável, uma vez que pode possuir vários escalões de funcionamento, para montante e jusante, com e sem temporização, e várias formas do diagrama R-X. Este diagrama representa, no plano definido pelos eixos de resistência-reatância, a sua característica de funcionamento. Se a impedância calculada pela proteção estiver no interior da sua característica, a proteção deverá atuar.

Na RNT, a característica de funcionamento utilizada pode ser do tipo MHO ou quadrilateral, com preferência para esta última (Figura 3.5).

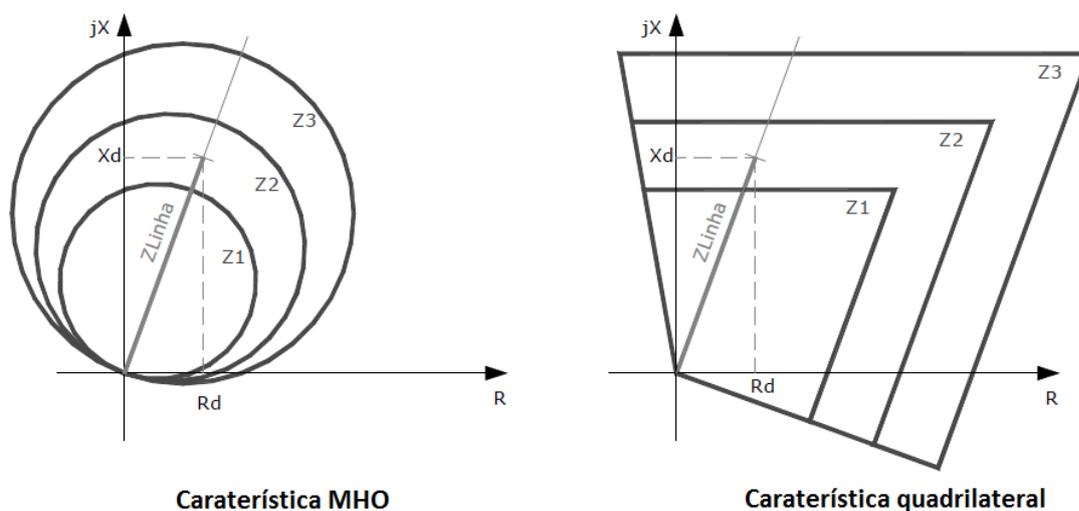


Figura 3.5 - Caraterísticas de funcionamento, utilizadas na RNT, da função de proteção DIST [45].

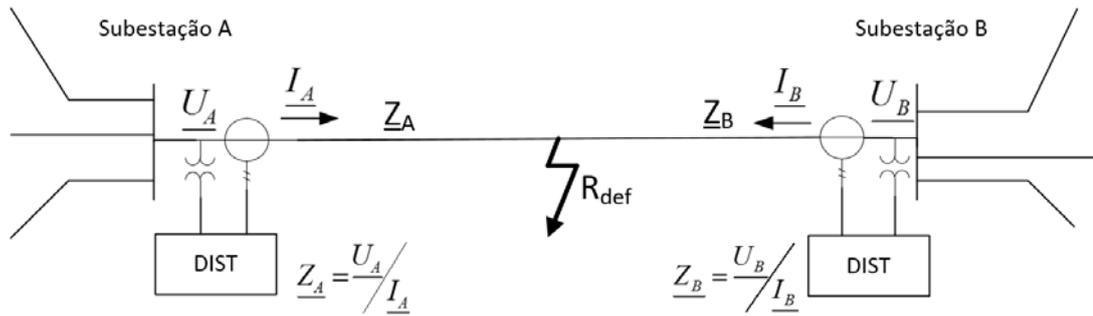


Figura 3.6 - Esquema unifilar para representação do funcionamento da função DIFL na situação de uma linha com defeito e considerando dois extremos [45].

O bom desempenho da função de distância depende não só das parametrizações e do bom funcionamento dos TI's e TT's, mas também das características e configuração da rede. Chama-se a atenção para o caso dos extremos "fracos", ou seja, que contribuem pouco para a corrente de defeito. Esta situação é evidenciada pela Figura 3.6. De acordo com os dados da figura e com [45], a impedância medida pela proteção no extremo A é

$$\underline{Z} = \underline{Z}_A + \frac{(\underline{I}_A + \underline{I}_B) \times R_{def}}{\underline{I}_A} \quad (3.2)$$

Se $I_A \ll I_B$ (i.e., o extremo A é um extremo "fraco"), $|\underline{Z}| \gg |\underline{Z}_A|$ levando a que a proteção possa estar em sobalcançe, i.e., existe uma situação de defeito na sua zona de proteção, porém a proteção não atua porque não interpreta esse defeito. Para resolver este problema, poder-se-á aumentar o alcance resistivo da característica quadrilateral. Porém, esta resolução poderá trazer disparos intempestivos para zonas de carga (sobrealcançe). No sentido de contornar este último problema, efetua-se o "corte" da característica da proteção (Figura 3.7), para as zonas de carga, processo este designado de *load encroachment*. Outra forma de resolver o problema dos extremos "fracos" passa pela aplicação da teleproteção, como se verá a seguir.

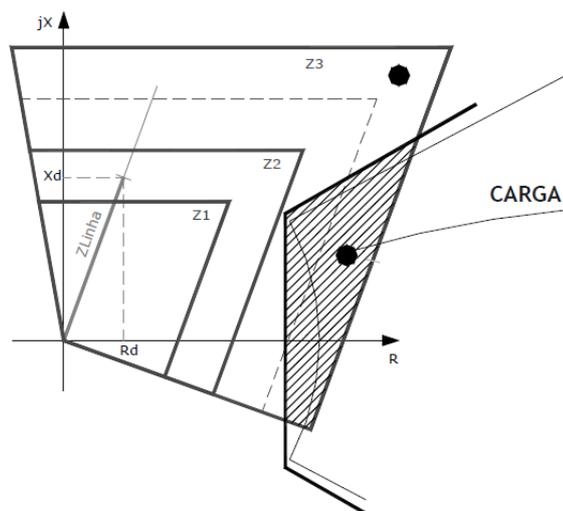


Figura 3.7 - Aplicação de *load encroachment* na característica de operação da função de proteção DIST [45].

Teleproteção (TELEPT) [46]

A função de teleproteção está associada à função de proteção de distância e baseia-se na troca de mensagens entre os dois extremos da linha/cabo protegido pela função de distância. Os grandes objetivos são a eliminação mais rápida de defeitos ao longo de toda a linha/cabo, sincronizar os disparos das proteções nos dois extremos e criar condições necessárias à religação. Permite, ainda, a resolução de outros problemas relacionados com a proteção de distância. O conjunto formado pela proteção de distância e TELEPT permite, assim, tempos de eliminação muito reduzidos, que não seriam permitidos se apenas existisse a função DIST [39]. Para a sua operação, TELEPT necessita de canais de transmissão que poderão ser por *Power Line Carrier* (PLC), quase inexistente, ou por fibra ótica no cabo de guarda ou linha.

É um sistema constituído por dois esquemas básicos de proteção: esquemas de permissão e de bloqueio [39]. Estes últimos são inseguros pois uma falha de comunicação pode levar a disparos não seletivos e, conseqüentemente, não são utilizados pela Operadora da RNT. Já com os esquemas de permissão, em caso de falha de canal, poderão ocorrer disparos temporizados em zona 2 para alguns defeitos.

Os esquemas de teleproteção utilizados na RNT são:

- PUTT (*Permissive Underreach Transfer Trip*): trata-se de um esquema de sobalcançe, i.e., o defeito ocorre na linha/cabo protegido em primeira instância. Na Figura 3.8 está representado o esquema lógico da PUTT. Na ocorrência de um defeito junto a um dos extremos da linha, a proteção desse extremo arranca em zona 1, elabora ordem de disparo ao seu disjuntor e envia sinal de TELEPT para a proteção do outro extremo. Esta última proteção recebe o sinal de TELEPT e, como arranca em zona 2 (ou zona “para a frente”), envia ordem imediata de disparo ao seu disjuntor. Isola-se, assim, rapidamente o defeito. Salienta-se que, como se trata de um esquema permissivo, a proteção do extremo remoto apenas elabora disparo se, e só se, arrancou em zona 2 (ou zona para a frente) e recebeu sinal de TELEPT.

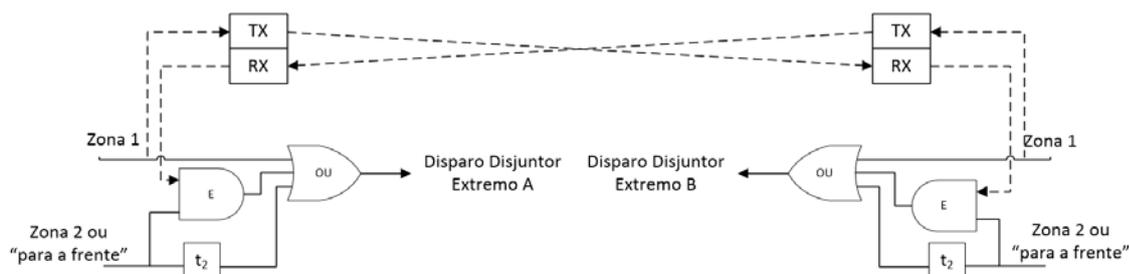


Figura 3.8 - Esquema lógico de funcionamento do PUTT.

- POTT (*Permissive Overreach Transfer Trip*): trata-se de um esquema de sobrealcançe, i.e., quando o defeito ocorre em zona 2, podendo ou não ocorrer na linha/cabo protegido em primeira instância. Na Figura 3.9 está representado o esquema lógico da POTT. Na ocorrência de um defeito em zona 2 de uma proteção de distância (por exemplo, proteção A), esta proteção irá arrancar e envia sinal de TELEPT para o outro extremo. Do extremo B, uma das duas situações podem ocorrer: (i) o defeito está efetivamente na linha/cabo e a proteção B arranca “para a frente” e, como recebeu sinal de TELEPT, envia ordem de disparo ao seu disjuntor. Esta proteção, como arrancou “para a frente”, já enviou sinal de TELEPT

para a proteção do extremo A também disparar; (ii) o defeito não se encontra na linha/cabo e, devido a isso, a proteção B não arrancou “para a frente”. Assim, não há disparo imediato da proteção A, ocorrendo o seu disparo temporizado caso o defeito persista. Este esquema permite um maior alcance resistivo no caso de linhas curtas;

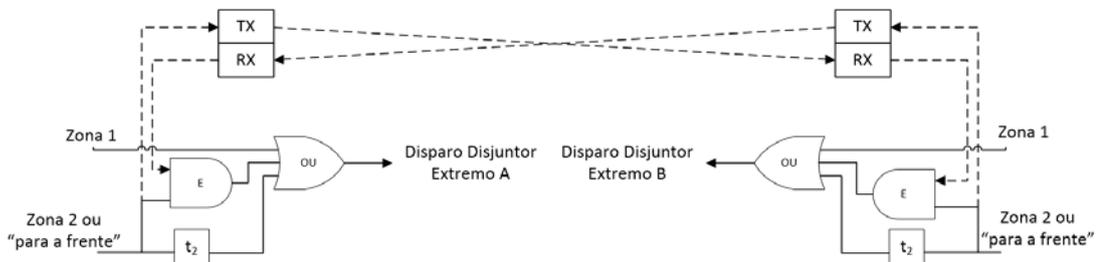


Figura 3.9 - Esquema lógico de funcionamento POTT.

- WEI (*Weak End Infeed*): este esquema está tipicamente associado ao esquema POTT, implementando-se, como o próprio nome indica, em extremos “fracos” da rede. Nestes casos, a proteção de distância pode não arrancar para um defeito na sua linha/cabo. Assim, no outro extremo, caso a proteção arranque em zona “para a frente”, envia sinal de TELEPT que será recebido pelo extremo “fraco”. Este último, recebendo a TELEPT, não arrancando em zona para trás e se a tensão for inferior a 60% da tensão nominal, elabora disparo ao seu disjuntor, enviando sinal de ECO para o outro extremo para este também disparar se ainda não o fez (Figura 3.10).

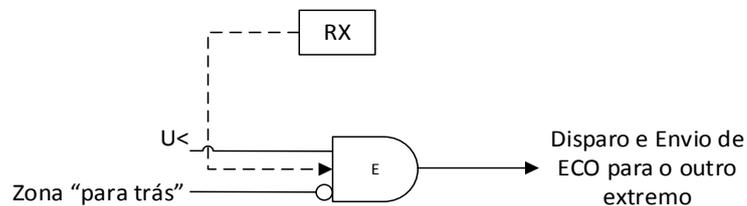


Figura 3.10 - Esquema lógico de teleproteção WEI.

Nas linhas de 60kV ligadas à EDP Distribuição (Operadora da Rede de Distribuição em Portugal) e nos casos que não exista sistema de comunicação, logo TELEPT, pode-se utilizar o escalão “Z1 alongado”, i.e., a zona 1 da DIST cobre a zona 2, podendo haver disparos não seletivos que, desta forma, são previstos.

Distância de Emergência (DISTEMERG) [43]

Função operacionalmente idêntica à função DIST, mas funcionalmente dependente de uma condição de ativação motivada pela falha de função DIFL, mais concretamente, pela deteção de falha de comunicação entre equipamentos terminais necessários ao funcionamento da DIFL.

Máxima Intensidade de Emergência (MIEMERG) [47]

Trata-se de uma função de proteção sensível à corrente de fase, baseado no princípio simples da medida da intensidade da corrente e, com base no valor dessa medida, elabora ou não disparo ao disjuntor. O processo de decisão é baseado na comparação da corrente medida

com a corrente de funcionamento da proteção. A temporização do funcionamento é baseada numa curva tempo vs corrente de funcionamento que, na REN, pode ter as formas constantes na Figura 3.11.

A função MIEMERG é funcionalmente dependente de uma condição de ativação, que se verifica sempre que ocorram problemas nos secundários dos TT's (necessários para o funcionamento da proteção DIST e DIRT).

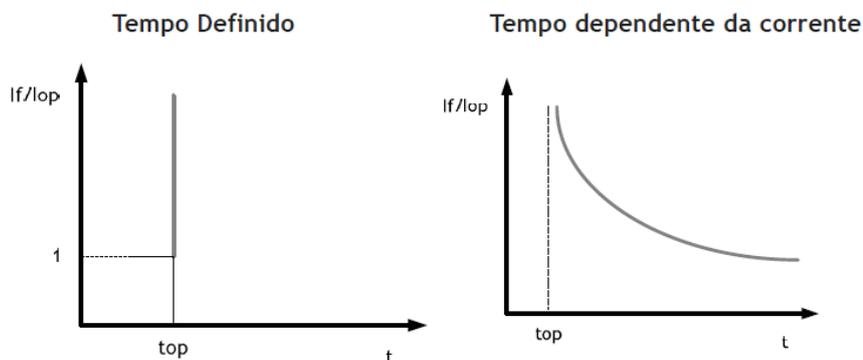


Figura 3.11 - Características operacionais da função de proteção MI utilizadas na REN: tempo definido e tempo inverso com a corrente [47].

Direcional de Terra (DIRT) [47]

Trata-se de uma função de Máxima Intensidade, mas sensível à corrente de neutro (calculada através da componente homopolar da corrente), utilizada como função complementar à função de distância pois permite a deteção de defeitos à terra muito resistivos que a DIST tem dificuldade em detetar. É uma função sensível ao sentido da corrente (só pode atuar se a corrente for na direção de saída do barramento), logo necessita do sinal da tensão para determinar a direccionalidade.

A coordenação entre direcionais de terra é do género amperimétrico, utilizando a mesma curva (tempo inverso) em todas as proteções. Garante-se a coordenação uma vez que a corrente de defeito é sempre superior em relação a cada uma das contribuições a montante.

Máxima Intensidade Homopolar do Neutro do Transformador "Biberão" (MIHBIB), para Reactância de Neutro (MIHREACTN) e em Regime Especial de Exploração (MIHREE)

Todas estas funções são funções de máxima intensidade operacionalmente sensíveis a correntes homopolares. A MIHBIB destina-se à deteção de defeitos à terra no circuito de ligação entre o terciário do transformador de potência e o primário do transformador "biberão"³⁸, se o mesmo tiver o neutro dos seus enrolamentos primários ligado à terra. A MIHREACTN tem funcionalidade semelhante à DIRT, aplicada na reactância de neutro da subestação. A MIHREE é apenas utilizada em linhas AT, é de alta sensibilidade e apenas entra ao serviço aquando da colocação do painel respetivo em Regime Especial de Exploração (REE).

Máxima Tensão (MAXU)

Função sensível ao valor eficaz das tensões de fase, com característica de tempo definido.

³⁸ Trata-se do transformador de serviços auxiliares da subestação.

Switch-On-To-Fault (SOTF) [47]

Trata-se de uma função que dá ordem imediata de disparo e bloqueia o disjuntor durante 5 minutos na posição de aberto, sempre que ocorra um arranque das funções DIFL, DIST ou MI durante os 600ms que se seguem a uma ordem de fecho manual. A ordem de disparo é imediata mesmo para escalões normalmente temporizados. O objetivo é obter uma maior segurança na rede na presença de defeitos permanentes.

Falha de Disjuntor (FDISJ) [48]

Trata-se de uma função que garante o *backup* à falha de atuação de qualquer dos disjuntores estritamente necessários à eliminação de um defeito. Para esse fim, a função elabora ordem de disparo a todos os disjuntores imediatamente a montante àquele que foi declarado como “em falha”, após 150ms da ordem inicial de disparo e se a corrente medida no painel do respetivo disjuntor for igual ou superior a $1.2I_n$ (corrente nominal do TI).

Esta função consta do SPT3, pois este sistema tem conhecimento da informação topológica da instalação, isolando apenas o barramento necessário para que a função seja bem sucedida [49].

STUB [48]

A proteção STUB é ativada perante determinadas configurações topológicas, que normalmente dependem do estado de um equipamento (por exemplo, seccionador de linha) e apenas existe na topologia de disjuntor e meio. O objetivo é eliminar rápida e seletivamente os defeitos que ocorram no troço de barramento entre os dois TI's onde está inserida a proteção. Atentando na Figura 3.12, a proteção STUB apenas fica ativa quando o seccionador S está aberto e o objetivo é proteger o troço entre TI1 e TI2, que deixa de estar protegido pelas proteções próprias do elemento de rede. O seu funcionamento é idêntico a uma proteção diferencial aplicada ao troço referido.

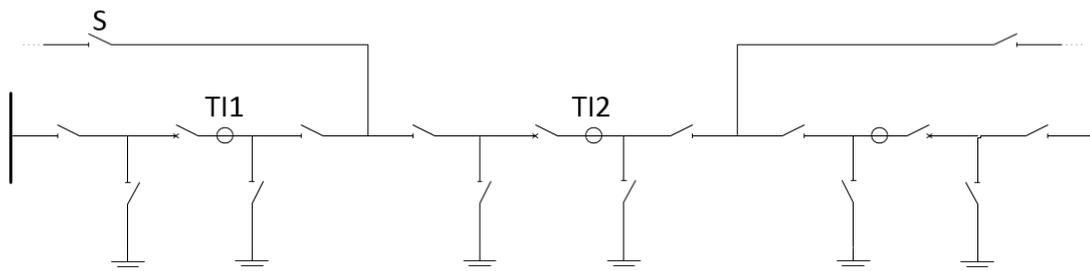


Figura 3.12 - Topologia de Disjuntor e Meio e aplicação da função de proteção STUB.

3.2.3 - Funções de controlo associadas às funções de proteção

As seguintes funções não se tratando de funções de proteção, mas sim de funções de controlo, estão associadas às primeiras e, portanto, integradas nos sistemas de proteção.

Religação (RELIG) [50]

A RELIG permite a reposição de serviço (fecho do disjuntor) de uma forma automática e extremamente rápida, após um disparo de determinadas funções de proteção. Permite a extinção de defeitos fugitivos, ou seja, aqueles que necessitam de um corte muito breve na alimentação para se extinguirem. O objetivo é evitar indisponibilidades prolongadas, contribuindo-se para a melhoria de qualidade de serviço e para uma maior estabilidade da rede.

Esta função tem três modos operacionais: (i) MONO: apenas após disparo monofásico, se o disparo for trifásico não há religação; (ii) TRI: após disparo trifásico, não existindo disparos monofásicos, mesmo que o defeito envolva apenas uma fase; (iii) MONO+TRI: religação de acordo com o tipo de disparo.

Apenas as funções de proteção ou os seus escalões não temporizados pertencentes aos painéis de linha podem iniciar religação, ou seja, apenas a zona 1 da função de distância, a função diferencial de linha e a função de distância com teleproteção.

O ciclo de religação é o seguinte: disparo da função de proteção não temporizada; tempo morto de religação; ordem de fecho ao disjuntor; a função de religação é bloqueada por 5 segundos. O tempo morto de religação é o tempo entre a ordem de disparo e o fecho elétrico do disjuntor.

Synchrocheck (SYNC) [50]

A religação trifásica poderá ser de dois tipos: religação “cega” (i.e., sem qualquer verificação) ou religação sujeita às condições de verificação das tensões na linha e no barramento. Esta verificação das tensões é chamada verificação do sincronismo e é executada pela função SYNC.

Aquando de uma religação trifásica, o primeiro disjuntor a fechar efetua uma religação “cega” ou apenas com verificação de tensão no barramento e tensão nula na linha. O fecho do segundo disjuntor está sujeito às condições de sincronismo. Esse sincronismo entre as tensões na linha e no barramento ocorre sempre que haja verificação das seguintes condições, em simultâneo:

- Diferença entre os módulos as tensões da linha e do barramento dentro de um limite especificado;
- Diferença entre os ângulos as tensões da linha e do barramento dentro de um limite especificado;
- Diferença entre a frequência da tensão da linha e do barramento dentro de um limite especificado.

Power Swing Blocking (PSB) [43]

A função PSB tem a funcionalidade de bloqueio dos escalões de medida da função de distância, sempre que haja qualquer oscilação de potência na rede (*power swing*)³⁹. Todavia, a existência simultânea de uma oscilação de potência e de um defeito monofásico deverá inibir a ação de bloqueio.

³⁹ Fenómeno transitório que pode ocorrer aquando de defeitos, manobras na rede, saída de serviço de geradores, ligação ou desligação de uma grande quantidade de carga. Estas perturbações causam oscilações no ângulo do rotor dos geradores que, por sua vez, são responsáveis por grandes oscilações de potência no sistema denominados de *Power Swings*. A atuação dos sistemas de proteção nestes casos agrava o período transitório, podendo levar a problemas mais graves no sistema e até mesmo a *blackouts*.

Out-of-Step (OOS) [43]

Uma oscilação de potência pode levar à perda irrecuperável de sincronismo entre duas redes e, nestes casos, as mesmas devem ser separadas por ação de abertura de disjuntores. A função OOS tem como objetivo detetar estes casos e elaborar os disparos adequados.

3.2.4 - Funções de Vigilância dos Sistemas de Proteção [50]

Estas funções destinam-se a detetar problemas nos circuitos elétricos dos sistemas de proteção, antes que causem maus funcionamentos. São classificadas de acordo com o circuito que vigiam.

Vigilância dos circuitos secundários dos TI's (VSTI)

A função VSTI proporciona alarme quando determina incoerência nas medidas de corrente, adquiridas através do circuito secundário do TI, suscetíveis de provocar atuações erróneas das funções de proteção. Esta deteção é realizada através de algoritmos apropriados.

Vigilância dos circuitos secundários dos TT's (VSTT)

A função VSTT proporciona alarme e bloqueio das funções de proteção que dependem da leitura do sinal de tensão (DIST, DIRT e DISTEMERG) quando determina incoerência nas medidas de tensão, adquiridas através do circuito secundário do TT, suscetíveis de provocar atuações erróneas das funções de proteção. Esta deteção é realizada através de algoritmos apropriados.

Vigilância dos circuitos de disparo (VSCD)

Função com o objetivo de verificar a integridade do circuito de disparo, quer o disjuntor se encontre aberto quer fechado, emitindo um alarme sempre que se justifique.

Vigilância dos circuitos Imagem dos Seccionadores (VSSC)

Função com o objetivo de verificar a integridade e complementaridade do circuito de imagem da posição dos seccionadores, estando estes abertos ou fechados, emitindo um alarme sempre que se justifique.

3.3 - Caraterização da função de análise de perturbações e comportamentos dos sistemas de proteção

A análise de perturbações na rede de transporte e respetivo comportamento dos sistemas de proteção permite obter informações relevantes acerca dos fenómenos que causaram essas perturbações e, ainda, perceber se há necessidade de manutenção dos sistemas de proteção. Segundo Ibrahim [51], esta análise assegura a fiabilidade do sistema elétrico, permite a adaptação entre as estratégias de proteção e operação e ajuda no isolamento de problemas e na deteção de falhas incipientes. A análise deve ser idealmente realizada para todas as atuações dos sistemas de proteção, o que é realizado na REN, e permite responder às seguintes questões básicas: O que aconteceu? Porque é que aconteceu? O que é que vai ser feito sobre o que aconteceu? Ibrahim [51] apresenta um conjunto de exemplos nos quais a análise de perturbações permitiu avaliar a saúde dos sistemas de proteção e conseqüente necessidade de manutenção.

O oscilopertubógrafo ou, na literatura anglo-saxónica, *Digital Fault Recorder* (DFR), é um equipamento essencial para a análise de perturbações. Trata-se de um dispositivo que regista

as formas de onda de corrente e tensão (amostradas a uma dada frequência) e regista grandezas calculadas computacionalmente. Foi desenvolvido especialmente para a função a que se refere esta secção. Apesar de ser uma capacidade dos denominados *Sequence of Events Recorder* (SER), alguns DFR também efetuam o registo de estados dos sinais binários de um sistema de proteção. O DFR está vocacionado para o registo de eventos em regime transitório (perturbações com duração inferior a 16 ciclos, ou seja, 320ms) e regime dinâmico (perturbações com duração de alguns segundos), com uma elevada frequência de amostragem [52].

Estes equipamentos não se encontram em registo constante, existindo uma condição de arranque (*trigger*) para despoletar o início do registo. Tipicamente, essa condição é a variação da amplitude das grandezas analógicas a partir de certo limite ou é a atuação de funções de proteção. Outros métodos de arranque de DFR estão presentes em [52], podendo ser por medidas da magnitude de grandezas, por alteração de grandezas binárias ou até mesmo por expressões booleanas combinando grandezas diretas, calculadas analiticamente e o estado de entradas digitais.

As proteções numéricas também têm capacidade de gerar registos oscilográficos incluindo os sinais binários, quer quando atuam, quer em situações programadas em que não atuem. Assim, os registos oscilográficos, ou oscilogramas, estão distribuídos por diversos equipamentos e não concentrado apenas num oscilopertubógrafo que, em caso de sua avaria, inibe completamente a possibilidade de obtenção dos registos oscilográficos de uma subestação. Estes registos fornecem muita informação acerca do que é que as proteções “veem” e como respondem durante os defeitos registando as correntes, tensões, estados dos contactos de entrada e saída e contactos internos, não sendo possível obter estes últimos através do sistema autónomo [53]. Existe *hardware* e *software* para adquirir, em intervalos de tempo regulares, os registos originados por todos os IED's de uma subestação de forma a facilitar o processo de análise e obtenção de oscilografias [52]. Surge, assim, a questão: Porquê utilizar DFR's quando existem proteções que fazem exatamente a mesma função? Acontece que os DFR's têm vantagens sobre essas proteções [54], entre as quais:

- São equipamentos independentes da falha dos equipamentos de proteção;
- Não ocorre filtragem dos sinais analógicos, o que acontece com muitas proteções digitais, registando o mais fielmente possível o sinal analógico - não é relevante nas proteções numéricas mais recentes;
- Maior capacidade de memória, possibilitando registos mais longos;
- Frequências de amostragem maiores;
- Mais opções para *triggering*.

Em [52], o autor refere as informações que a análise das perturbações de sistema necessita e que estão representadas no esquema da Figura 3.13. Relativamente às entradas analógicas uma lista típica de canais monitorizados é constituída por: tensões (fase-terra, diretas, inversas e homopolares) e correntes (em todas as fases e neutro/terra e componentes simétricas). No que respeita às grandezas binárias/digitais, estas podem ser as mais variadas, por exemplo, posição de disjuntores, seccionadores, estado dos equipamentos de proteção e seus relés e sinais de comunicação respeitantes às proteções.

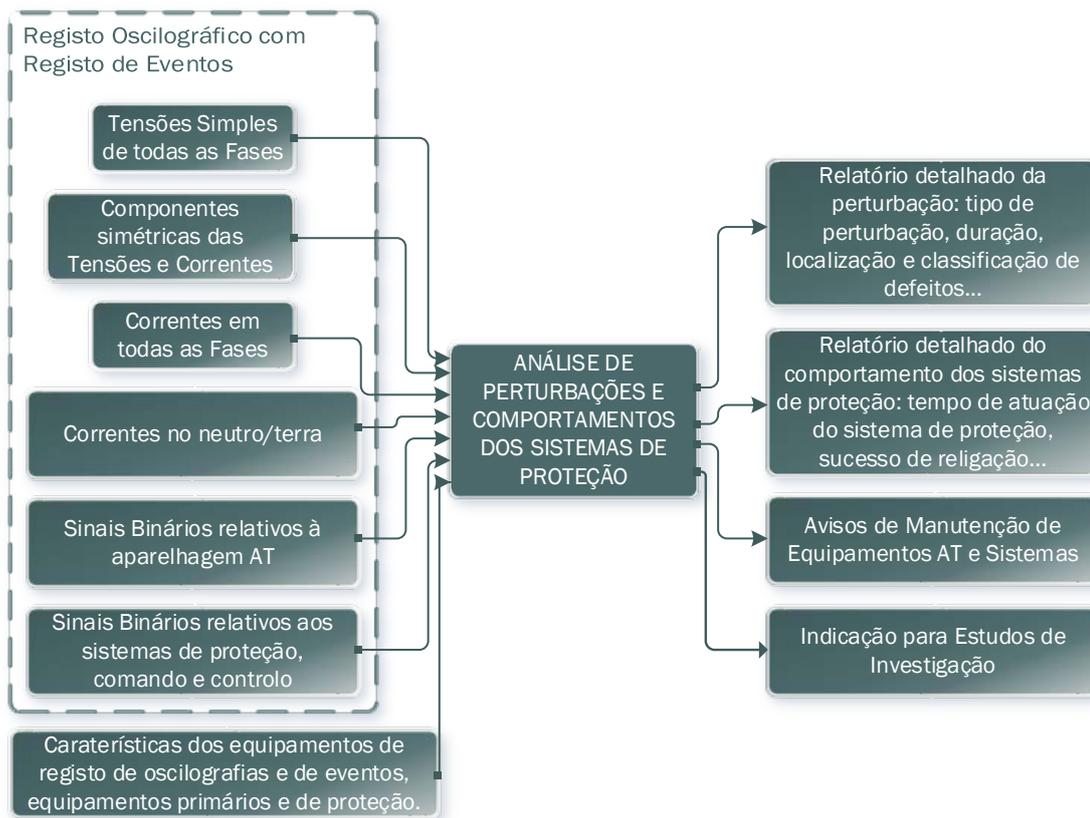


Figura 3.13 - Função de Análise de perturbações e comportamentos dos Sistemas de Proteção - entradas e saídas.

Os resultados da análise oscilográfica contêm a confirmação da ocorrência de defeito, a duração do mesmo, a magnitude das grandezas de defeito, a localização do defeito, a natureza do mesmo, a avaliação da performance das proteções e dos disjuntores, entre outros aspetos. A função de análise permite também chegar a conclusões acerca da necessidade de manutenção dos equipamentos primários e dos sistemas e, caso se justifique, dá indicação para estudos mais avançados no sentido de se perceber as razões do incidente e/ou de um mau funcionamento dos equipamentos.

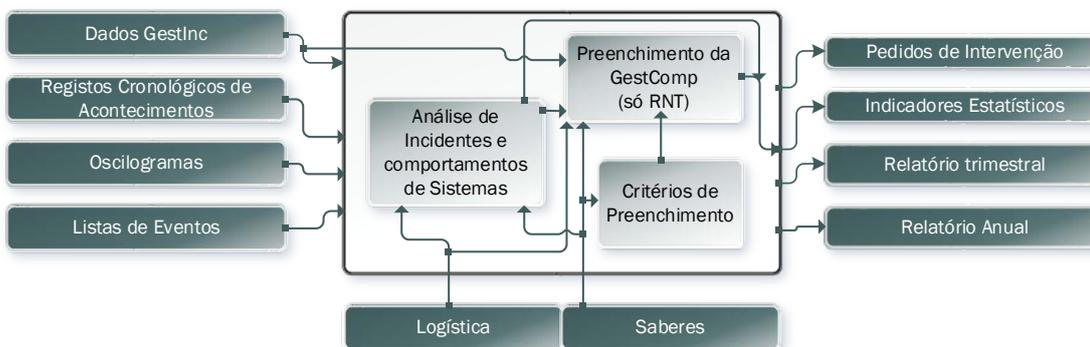


Figura 3.14 - Caraterização das atividades relacionadas com a Análise Comportamental dos Sistemas de Proteção na REN.

No caso específico da REN, a função de análise comportamental é caraterizada pelo diagrama da Figura 3.14. Enquanto a atividade de análise de incidentes é realizada para todos

os incidentes na rede da REN, no GestComp apenas constam os incidentes que ocorram na RNT (ou seja, excetuam-se os painéis de 60kV da REN) ou que ocorram fora da mesma e tenham repercussões nesta. A logística (Figura 3.14) necessária para a análise comportamental é constituída por toda a documentação necessária para a mesma:

- Bases de dados de proteções;
- Bases de dados com características elétricas das linhas e dos transformadores;
- Projeto base das proteções;
- Modo de religação e condicionamentos;
- Manuais das proteções;
- Esquemas unifilares;
- Topologia da Rede de Transporte e de Distribuição.

De acordo com [52], existem aspetos a ter em conta aquando de uma análise detalhada de registos oscilográficos, uma vez que estes não representam fielmente a realidade, mas sim uma realidade filtrada e distorcida de acordo com as características dos equipamentos que adquirem e registam as informações. Aspetos a ter em conta passam pela frequência de amostragem, que filtra por si só as frequências mais elevadas, e pela filtragem dos sinais AC, filtro esse que pode ser analógico ou digital (este último aspeto deixou de ser um problema nas proteções mais atuais).

Um oscilograma caracteriza-se por ser um ficheiro com um registo temporal de um conjunto de grandezas analógicas e digitais. Trata-se de uma ferramenta essencial para os Engenheiros de proteções, podendo ser usada para se caracterizar, entre outros aspetos [55]:

- A presença de defeitos, a sua severidade, natureza e localização;
- A duração do defeito e sua persistência;
- O desempenho dos sistemas de proteção e dos disjuntores;
- Problemas nos sistemas de proteção e sua resolução;
- Tempo morto de religação.

A análise detalhada de vários registos simultâneos permite ainda a identificação de problemas como [56]:

- Insucesso de operação dos sistemas de proteção para os vários escalões de operação;
- Possíveis causas de defeito;
- Divergências entre as correntes de curto-circuito obtidas com estudos analíticos e aquelas efetivamente obtidas durante o defeito.

Após as considerações realizadas à função de análise de perturbações, apresentar-se-á a arquitetura do sistema de oscilografias na Rede Nacional de Transporte para se perceber como se pode obter os registos oscilográficos nestes sistemas.

3.4 - Obtenção de registos de oscilografia na Operadora da Rede Nacional de Transporte

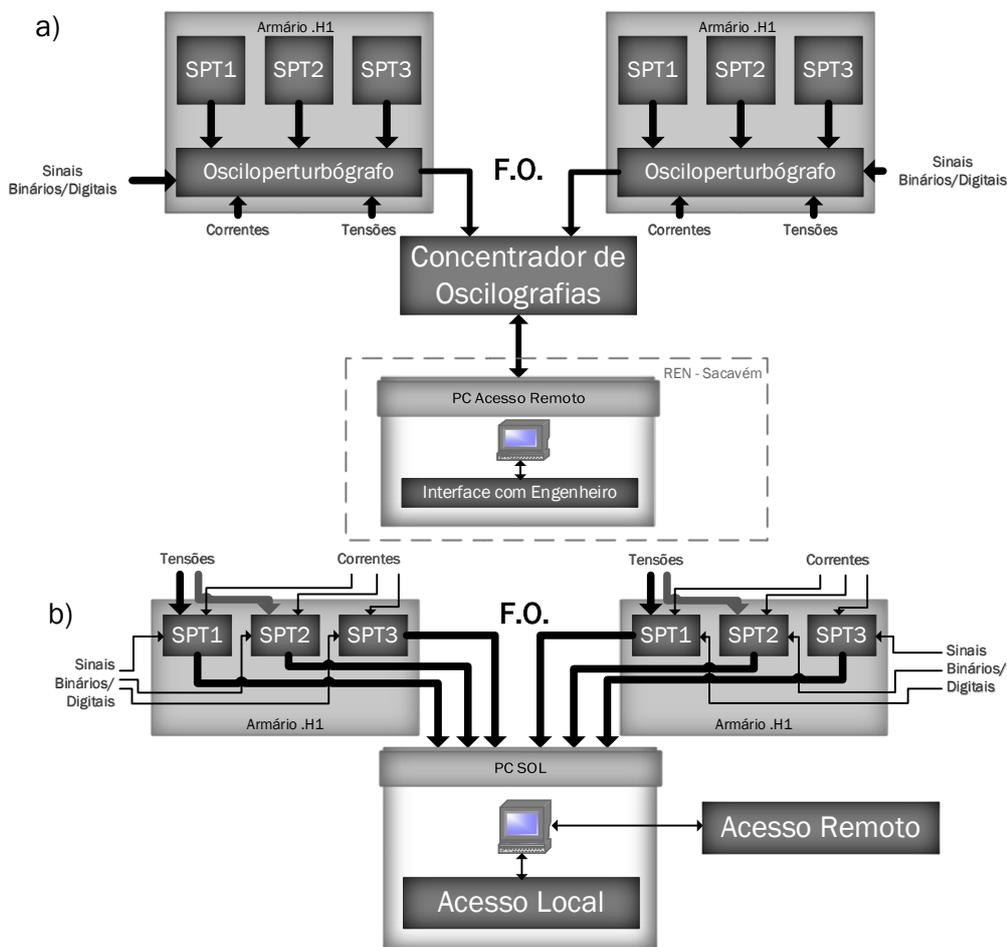


Figura 3.15 - Arquitetura do Sistema de Osciloperturbografia implementado nas subestações da RNT: a) Sistema Autônomo; b) Sistema Integrado.

Nas subestações da Rede Nacional de Transporte, existem duas arquiteturas para o sistema de Osciloperturbografia, cujos esquemas conceituais encontram-se na Figura 3.15. O sistema autónomo (Figura 3.15 a)) pode ser encontrado em subestações mais antigas nas quais os equipamentos de proteção não possuem capacidade de registo oscilográfico. Assim, necessitam de um equipamento externo (DFR, a REN utiliza o TPE 2000 da Alstom), para desempenhar essa função, existente em cada armário do sistema de proteção (.H1). Existe ainda um dispositivo concentrador na subestação, que obtém e regista os oscilogramas de todos os painéis, cujo acesso é realizado remotamente através de um PC instalado em Sacavém.

Aproveitando as capacidades dos modernos equipamentos de proteção numérica, as subestações mais recentes adotam um sistema integrado de obtenção de oscilografias (Figura 3.15 b)), nas quais os oscilogramas são apenas criados por esses equipamentos. Existe o denominado PC SOL que, com frequência regular, obtém os registos oscilográficos de todos os sistemas de proteção e armazena-os para futuras necessidades. O acesso a este computador industrial pode ser realizado local e remotamente.

Atualmente, o acesso aos registos de oscilografia é realizado manualmente, i.e., sempre que é necessário, o Engenheiro acede remotamente ao PC SOL ou diretamente às proteções para obter os oscilogramas. Este acesso pode ser realizado através da rede telefónica interna

via *modem* ou através da RSS (Rede de Sistemas de Segurança REN, também chamada de RDI, Rede de Dados Industrial). Os oscilogramas obtidos encontram-se no formato COMTRADE (*Common Format for Transient Data Exchange*) [52], formato comum para ficheiros relacionados com dados de perturbações, ensaios e simulações.

A janela de registo do oscilograma é estabelecida, essencialmente, segundo duas possibilidades: (i) enquanto uma variável lógica se mantém num determinado estado; (ii) durante um intervalo de tempo definido após uma transição de uma variável lógica. A condição de registo (*trigger*) utilizada na REN é o arranque de uma proteção, mantendo-se o registo durante um período de tempo após a religação ou após disparo definitivo. A janela de registo possui um tempo de pré-defeito (antes da condição de registo ocorrer) e de pós-defeito, tendo, contudo, um tempo máximo de registo não ultrapassável. Assim, um registo de oscilografia produzido no contexto de um defeito possui três períodos: o pré-defeito, o evento propriamente dito e o pós-defeito, como se pode ver na Figura 3.16.

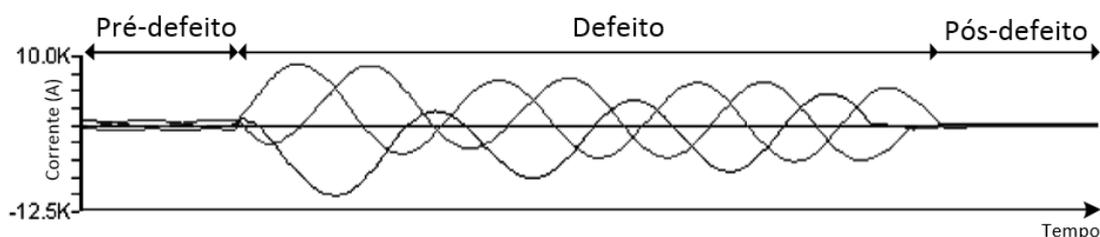


Figura 3.16 - Períodos do registo de oscilografia (adaptado de [54]).

Além dos oscilogramas, poder-se-á revelar útil na análise de um defeito a consulta dos eventos ocorridos na subestação. Estes eventos são gravados através da função Registo Cronológico de Acontecimentos (RCA⁴⁰). Todos os eventos ocorridos nos níveis 0,1 e 2 e ainda as atuações provenientes do nível 3, alterações e sincronizações de hora e parametrizações das bases de dados da instalação são registados pelo RCA. Toda esta informação é armazenada no Sistema de Armazenamento Seletivo (SAS) para que seja acessível sempre que seja necessário. Os eventos estão organizados por ordem cronológica e estão devidamente datados através de um relógio sincronizado a partir do GPS disponível na instalação. O acesso ao SAS é realizado remotamente através do CAR (através de RDI ou *modem*) ou no local da instalação.

3.5 - Análise de Oscilografias

Uma análise adequada dos oscilogramas gerados aquando dos defeitos no sistema elétrico permite obter uma valiosa compreensão da condição e performance dos equipamentos de proteção instalados na rede. Contudo, esta análise não é um processo intuitivo, requerendo muitos conhecimentos eletrotécnicos e experiência. O conhecimento sobre comportamentos e características de elementos como transformadores, baterias de condensadores, reatâncias e disjuntores podem ajudar a encontrar as causas de incidentes que ocorrem no sistema. É, ainda, necessário que o analista compreenda as características dos equipamentos e as ferramentas de

⁴⁰ Na literatura anglo-saxónica, *Sequence of Events Recorder* (SER).

análise ao dispor de forma a maximizar o uso do equipamento e a interpretação das ocorrências [54].

Como fora referido no ponto 3.3, são registados sinais analógicos e digitais nos oscilogramas. Os sinais analógicos são as formas de onda de tensão e corrente e são usadas para deteção de defeito, sua classificação, duração e para cálculo da localização do defeito, entre outras utilidades. Já os sinais digitais correspondem a um conjunto de sinais lógicos que caracterizam o estado dos equipamentos. À mudança de um estado denomina-se evento e a sequência de eventos registados permite analisar o funcionamento do sistema de proteção [52].

Ao longo das próximas secções irá ser apresentada a fundamentação básica da análise e interpretação dos registos oscilográficos obtidos aquando de um defeito.

3.5.1 - Identificação de fases elétricas afetadas e da natureza do defeito

Os defeitos na Rede Nacional de Transporte caracterizam-se por ser curto-circuitos que podem ser de dez tipos diferentes. Assim, uma conclusão a subtrair da análise oscilográfica é saber quais as fases afetadas pelo defeito e, por consequência, qual o tipo de curto-circuito em causa: um curto-circuito 3fases-terra (A-B-C/A-B-C-n), três curto-circuitos fase-fase (A-B, A-C, B-C), três curto-circuitos fase-fase-terra (A-B-n, A-C-n, B-C-n) e três curto-circuitos fase-terra (A-n, B-n, C-n).

Mohamed Ibrahim, no seu livro [51], indica os critérios para classificação dos defeitos através de alteração de grandezas passíveis de serem visualizadas em registos oscilográficos: aumento de corrente de fase, existência de corrente de neutro (i.e., corrente igual ao triplo da componente homopolar calculada pelo equipamento), desfasamento entre correntes nas diferentes fases e neutro e abaixamento de tensão nas fases.

3.5.2 - Corrente de defeito

A forma de onda registada durante o defeito permite o cálculo da corrente respetiva, quer do valor instantâneo, interessando o valor de pico, quer do valor eficaz. Este valor eficaz, para ser correto (o denominado valor *true RMS*⁴¹), terá de ser calculado após a aplicação da Transformada de Fourier Discreta à onda original, com uma janela definida para um período dessa mesma onda. Este processo permite obter o valor eficaz de cada harmónica, para cada ciclo e, por fim, o valor eficaz total desse ciclo da onda [51].

O registo oscilográfico apenas permite a determinação da corrente de defeito de uma das contribuições para o mesmo. Se se pretender calcular a corrente de defeito total dever-se-á considerar os oscilogramas de todos os extremos que contribuem para o defeito.

O resultado da corrente de defeito permite a validação dos estudos de curto-circuitos e, para o caso concreto do defeito fase-terra, o valor obtido para as correntes de neutro permite validar o modelo de curto-circuito do sistema elétrico utilizado [51].

⁴¹ Da literatura anglo-saxónica *Root Mean Square*.

3.5.3 - Medidas dos tempos relacionados com a atuação dos sistemas de proteção

A performance dos sistemas de proteção está diretamente relacionada com os tempos passíveis de serem medidos através dos oscilogramas. O conjunto formado pelos sinais digitais e pelos sinais analógicos permite definir os seguintes tempos:

- Tempo de arranque da função de proteção: diferença temporal entre o instante de arranque da função de proteção (detetado através da sinalização binária respetiva) e o instante de início de defeito (detetado através dos sinais analógicos);
- Tempo de atuação da função de proteção: diferença temporal entre o instante de ocorrência do disparo da função de proteção (detetado através da sinalização binária respetiva) e o instante de início de defeito;
- Tempo de operação da função de proteção: diferença temporal entre o instante de ocorrência do disparo da função de proteção e o instante do seu arranque (ambos detetados através dos sinais digitais respetivos; é igual à diferença entre o tempo de atuação da função de proteção e o tempo de arranque da função de proteção);
- Tempo de atuação do sistema de proteção: diferença temporal entre o instante de abertura elétrica do disjuntor e o instante de início de defeito (ambos detetados através dos sinais analógicos);
- Tempo de abertura elétrica do disjuntor: diferença temporal entre o instante no qual se verifica o desaparecimento da corrente que atravessa o disjuntor (detetado através dos sinais analógicos) e o instante no qual foi despoletada a ordem de disparo (detetado através da sinalização digital respetiva);
- Tempo de fecho do disjuntor: diferença temporal entre o instante no qual se verifica o aparecimento de corrente através do disjuntor (detetado através dos sinais analógicos) e o instante no qual foi despoletada a ordem de fecho do mesmo (detetado através da sinalização digital respetiva).

3.5.4 - Localização do defeito

A localização do defeito permite às equipas de manutenção repor o equipamento (linha ou cabo) mais rapidamente e ainda permite validar a atuação da função de proteção de distância. Mesmo em defeitos fugitivos, a localização pode permitir evitar um futuro curto-circuito, dado que permite às equipas de manutenção ir ao local e perceber o que se passou de errado para, se for possível, evitar que ocorra novamente.

Os equipamentos de proteção têm algoritmos próprios para realizarem deteção de defeitos, com bastante precisão, e essa informação é registada junto com o oscilogramas. Na literatura é possível encontrar inúmeros algoritmos para localização de defeitos, como por exemplo, [56-59]. Além da localização automática de defeitos, a Operadora da Rede de Transporte realiza a localização de defeitos manual, validando o resultado automático.

Os algoritmos para localização de defeitos podem utilizar apenas os sinais de um extremo da linha/cabo, ou de ambos os extremos, salientando-se que este último caso leva a resultados mais precisos. Estes algoritmos necessitam da informação do classificador do curto-circuito para escolher um dos seis circuitos (*loops*) possíveis para o cálculo [51].

3.5.5 - Problemas detetáveis através de oscilogramas

Além dos problemas relacionados com a performance dos sistemas de proteção, é possível detetar outros problemas através de uma análise atenta dos registos de oscilografia. Os problemas em disjuntores é um exemplo e é um assunto abordado por Horowitz e Phadke em [56]. Como problemas de disjuntores, este livro refere o reacendimento do arco elétrico aos terminais do disjuntor e fecho desigual dos polos do disjuntor. O reacendimento do arco ocorre aquando da separação dos contactos do disjuntor, por degradação do seu isolante ou por desajustamento dos seus contactos, indicando a necessidade de manutenção do disjuntor. Já o fecho desigual dos polos ocorre quando existe um atraso elevado na abertura de um dos polos em relação à abertura dos restantes. Esta situação pode levar a atuações intempestivas das proteções e problemas de estabilidade na rede, pelo que deve ser corrigida.

A saturação dos TI's e outros problemas nos transformadores podem também ser identificados através de oscilografias. Através das mesmas é possível determinar o tempo morto de religação e obter ajuda para detetar a causa de religações mal sucedidas. O recurso aos oscilogramas permite ainda construir bases de dados estatísticas que possibilitam a deteção de problemas prematuros em equipamentos. Desta forma, consegue-se realizar a manutenção desses equipamentos evitando o agravamento desses problemas e interrupções de continuidade de serviço [56].

3.6 - Análise Automática de registos oscilográficos - Revisão da Literatura

A evolução tecnológica aplicável às proteções numéricas contribuiu para o aumento de informação registada e transmitida aos Engenheiros de proteções, aumentando também a complexidade da análise de oscilogramas. Como se pretende que esta análise seja eficaz e eficiente (i.e., que sejam validados todos os parâmetros de funcionamento dos sistemas de proteção e identificadas as causas das avarias precocemente, tudo isto de forma rápida), têm sido realizados inúmeros estudos para aplicação de sistemas de análise automática de oscilografias. A história desta análise remonta do final dos anos 80, quando os primeiros sistemas de análise automática foram apresentados [53]. Na literatura, encontram-se algumas estratégias para integração de dados provenientes de DFR's e das proteções numéricas para análise de perturbações e avaliação do funcionamento dos sistemas de proteção. Veja-se, de seguida, alguns exemplos relevantes.

Em 1998, Kezunovic *et al.*, apresentou em [60], um sistema inteligente de análise de defeitos *off-line*. Este sistema lê o ficheiro gerado por um DFR e, através de regras CLIPS⁴², aplica um procedimento racional. O sistema gera um relatório de texto com as principais conclusões e ainda um relatório gráfico. No mesmo artigo, é ainda apresentado um algoritmo de análise de defeitos utilizando redes neuronais artificiais, ferramenta essa que, segundo o autor, pode ser utilizada para análise *off-line* e *on-line*.

Duas aplicações práticas de análise automática de defeitos *on-line*, em empresas independentes, foram apresentadas em 2000 por Kezunovic em [61]. Num caso, o sistema

⁴² *C Language Integrated Production System*: é uma ferramenta de *software* para criação de sistemas inteligentes.

adquire os dados provenientes do DFR, analisa os mesmos através de um sistema inteligente, e fornece um relatório para o centro de despacho, ajudando na tomada de decisão em tempo real por parte dos operadores do sistema. O sistema inteligente utiliza algoritmos de processamento de sinal para adquirir, entre outros, valores RMS de tensões e correntes aos quais são aplicadas condições (empíricas) para classificação de defeitos. A verificação de funcionamento dos sistemas de proteção é realizada com recurso a regras programadas em CLIPS. No segundo caso, o projeto consistiu na construção de uma rede LAN⁴³ empresarial para integração de várias subestações com apenas um sistema de análise. Este último, encontra-se num computador central que deteta novos eventos e analisa-os, gerando alarmes para o despacho sempre que deteta anormalidades.

Em [53], é proposta a integração de dois sistemas inteligentes de análise automática de defeitos: o DFRDA (*Digital Fault Recorder Data Analysis*) e o DPRDA (*Digital Protective Relay Data Analysis*). Esta integração tem como objetivo cobrir as lacunas de ambos os sistemas quando em funcionamento separado e permite fazer a validação do funcionamento dos sistemas de proteção da rede perante um defeito, considerando as suas parametrizações e requisitos de performance impostos pela empresa. O sistema global tem como produto final um relatório completo da análise de funcionamento dos sistemas de proteção que teriam de atuar perante o defeito, fazendo mesmo um diagnóstico em caso de verificação de maus funcionamentos.

Abdullah Zin *et al.* apresenta, em [62], um método para deteção de problemas nos sistemas de proteção através da análise automática de oscilografias. Esta análise é realizada com recurso a uma rede neuronal artificial que tem como entradas os valores instantâneos das grandezas analógicas e digitais. As saídas dessa rede neuronal permitem produzir um relatório semelhante a um relatório médico, indicando a performance do sistema de proteção perante um defeito e fornecendo conselhos de manutenção. No artigo é demonstrada a capacidade de deteção de defeitos ocultos através de aplicação prática na Rede de Transporte de Malásia.

Meios de análise automática, em tempo real, das operações dos sistemas de proteção são apresentados em [63]. Kezunovic propõe uma ferramenta de análise local que deve ser instalada em subestações estratégicas e que funciona em paralelo com os sistemas de proteção. A deteção e classificação de defeitos é realizada com recurso a uma rede neuronal difusa ART (*fuzzy ART neural network*), logo trata o problema como uma análise de padrões no lugar de uma análise fasorial. A localização do defeito é realizada pelo método de *synchronized sampling* e a verificação de uma correta sequência de eventos desencadeados pelos sistemas de proteção é realizada através de análise de árvore de eventos (*Event Tree Analysis*).

Os exemplos referidos tratam-se de arquiteturas fechadas, logo impossibilitam o ajuste dos programas para as necessidades de cada empresa. Assim, a Aplicação Central em implementação na REN surge como uma ferramenta adaptada às necessidades desta Empresa [64]. A mesma será a base para aplicação de monitorização aos sistemas de proteção e, assim, à implementação de uma manutenção baseada na condição, objetivo da presente dissertação.

⁴³ *Local Area Network* - Rede de dados de pequena dimensão.

3.7 - Sumário

Ao longo do Capítulo 3, foi abordado o tema da análise de oscilografias e fez-se referência aos sistemas e procedimentos adotados pela Operadora da Rede Nacional de Transporte. Para isso, começou-se por realizar uma caracterização da arquitetura em implementação nas subestações da REN e descreveram-se os sistemas de proteção constituintes dessa arquitetura.

O modelo de subestações da REN, em 2015, aplica a norma internacional IEC 61850 para comunicação entre os vários equipamentos existentes. Com esta aplicação a ampliação e a configuração das subestações ficam mais facilitadas e existe uniformidade de comunicação entre equipamentos de fabricantes diferentes, entre outras vantagens. O modelo tem, ainda, em conta uma redundância completa de sistemas de proteção, pelo que a avaria de um sistema (SPT1 ou SPT2) não impossibilita o funcionamento do sistema de proteção na sua globalidade.

Apesar da redundância, a atuação dos sistemas de proteção na REN não é sempre correta, i.e., de acordo com os requisitos impostos a esses sistemas. Desta forma, é realizada uma análise detalhada de todos os incidentes que ocorrem na Rede Nacional de Transporte e saídas de 60kV sob responsabilidade da REN. Esta análise, em 2015, é realizada de forma manual o que leva os recursos humanos da Empresa a realizarem tarefas sistemáticas. Com o objetivo de o evitar, está neste momento em implementação um sistema de análise automática denominado Aplicação Central de Análise de Incidentes.

A análise automática de incidentes através de oscilografias é um tema tratado pela comunidade científica desde os anos 80 do século passado, e cujo estudo se tem intensificado nos últimos anos. Contudo, a sua aplicação nos incidentes ocorridos numa rede de transporte é muito difícil. Isso é justificado pela necessidade de experiência e conhecimento eletrotécnico para relacionar inúmeros assuntos no sentido de perceber um funcionamento incorreto do sistema elétrico. Apesar disso, é possível automatizar algumas tarefas realizadas manualmente pelos Engenheiros, para que se concentrem em incidentes graves, que devem ser classificados pelo sistema automático de análise.

Para obtenção dos registos oscilográficos, a REN possui duas arquiteturas, estando o sistema autónomo em extinção. Com o sistema integrado, a Empresa utiliza os equipamentos de proteção numérica como fontes de informação para as oscilografias, dispensando os *Digital Fault Recorders* (DFR). Este sistema tem-se mostrado eficaz na produção de oscilogramas para a análise de incidentes, dadas as vantagens na utilização das proteções numéricas para esse fim.

Capítulo 4

Aplicação da Manutenção Baseada na Condição (CBM) nos sistemas de proteção da Operadora da Rede Nacional de Transporte

No capítulo 4 é detalhada a proposta de manutenção a implementar nos sistemas de proteção da Operadora da Rede Nacional de Transporte, aquando da entrada em serviço da Aplicação Central de Análise de Incidentes. Começa-se por apresentar e caracterizar essa proposta que passa pela aplicação de Manutenção Baseada na Condição (CBM) em simultâneo com a Manutenção Corretiva e Adaptativa. São apresentados os módulos de monitorização da condição e de tomada de decisão, formando-se o módulo CBM a incluir na Aplicação Central. São, ainda, apresentados os dados que o mesmo necessita (*inputs*) e as suas saídas (*outputs*). Por último, são apresentados os Indicadores Chave de Performance construídos para avaliar o estado dos sistemas de proteção e para aferir a estratégia de manutenção implementada.

4.1 - Proposta de modelo de manutenção dos sistemas de proteção da Operadora da Rede Nacional de Transporte - introdução

Na secção 2.4, indicou-se que, atualmente, a Operadora da Rede Nacional de Transporte de Portugal, aplica uma manutenção corretiva e adaptativa nos equipamentos constituintes dos sistemas de proteção. Esta metodologia tem apresentado resultados positivos como se comprova através do Anexo A: os valores dos índices de desempenho dos sistemas de proteção atingiram as metas previstas pela Empresa nos últimos 10 anos. Porém, a REN, pretende evoluir no conceito de manutenção aplicada a estes sistemas, especialmente para evitar maus funcionamentos através da deteção antecipada de falhas.

Ao longo do presente Capítulo ir-se-á, apresentar uma proposta de manutenção dos sistemas de proteção da Operadora da Rede Nacional de Transporte. O motor impulsionador desta proposta é a Aplicação Central de Análise de Incidentes, em implementação na REN, como será

detalhado. Interessa salientar que o enfoque do presente trabalho são as proteções numéricas. Embora as técnicas de manutenção descritas também possam ser aplicadas às outras proteções, estas possuem particularidades não são referidas no presente trabalho por se tratarem de proteções que estão em desuso.

4.2 - Proposta de Manutenção dos Sistemas de Proteção da Operadora da Rede Nacional de Transporte

Conforme foi documentado na secção 3.2, os sistemas de proteção são completamente redundantes, sendo constituídos por dois sistemas de proteção com diferentes alimentações, ligados a diferentes enrolamentos dos TI's e TT's, ligados a diferentes bobines de disparo do disjuntor e com equipamentos de proteção diferentes (tendo, assim, algoritmos de proteção diferentes). A probabilidade de falha simultânea dos dois sistemas é muito reduzida. Assim, a manutenção corretiva não se revela prejudicial para o funcionamento global do sistema de proteção: a sua função está praticamente garantida. Consequentemente, a avaria de um sistema de proteção, quer sinalizada pelo *watchdog*, quer detetada por análise comportamental, não obriga à disponibilidade contínua de recursos humanos nem de equipamentos, podendo mesmo encontrar-se apenas um sistema de proteção (SPT) em funcionamento e o outro em reparação no fabricante, sem que este último tenha sido substituído.

Este paradigma pode, no entanto, ser alterado aproveitando as capacidades do novo sistema de análise automática de incidentes: a Aplicação Central de Análise de Incidentes. Estas capacidades são, essencialmente, a atualização automática de indicadores, geração automática de alarmes e uma base de dados completa acerca da ocorrência de incidentes. Pretende-se, então, produzir uma proposta de manutenção adaptada ao ciclo de vida dos equipamentos do sistema de proteção, i.e., de acordo com as restantes atividades integrantes da gestão de ativos da Operadora.

Do ponto de vista do sistema de potência, os sistemas de proteção podem falhar se [8, 62]: (i) a proteção primária (i.e., cuja atuação é necessária para isolar o defeito) não atua corretamente; (ii) o defeito é eliminado pela proteção de *backup*. (iii) o tempo de eliminação do defeito é maior que o valor máximo permitido; (iv) a proteção atua intempestivamente; (v) se a religação não se encontra de acordo com os requisitos especificados; (vi) se o disjuntor falha a sua atuação. A partir das falhas funcionais, determinam-se os modos de avaria. Considerando as proteções numéricas, os modos de avaria relevantes para o estudo são:

1. Avaria na Alimentação do equipamento de proteção;
2. Problemas na execução do algoritmo de proteção pelo equipamento;
3. Encravamento dos contactos que correspondem aos sinais de saída da proteção;
4. Problemas no conversor analógico-digital e cartas de entradas analógicas;
5. Problemas nas cartas de entradas/saídas digitais;
6. Problemas na memória ou outros equipamentos eletrónicos do equipamento;
7. Problemas nos temporizadores do equipamento;
8. Parâmetros incorretos;
9. *Bugs* nos algoritmos de proteção;
10. Problemas nos enrolamentos dos TI's e TT's;
11. Problemas nas bobines de disparo dos disjuntores.

Os modos de avaria descritos podem levar a más atuações. Estes modos podem manifestar-se como defeitos ocultos (*hidden failures*), só se verificando aquando da chamada à atuação do sistema de proteção. Um problema de algoritmo apenas pode ser detetado se forem verificadas condições muito específicas que levem a que esse *bug* se manifeste, i.e., é um defeito oculto do equipamento. Neste sentido, a constituição de um intervalo P-F nestes casos é impossível. Ellis, em [12], afirma mesmo que a manutenção baseada na condição não é efetiva em equipamentos que estão no estado estacionário a maior parte do tempo, como os equipamentos de proteção.

Dada a redundância completa dos sistemas de proteção e a independência da avaria com a sua idade (o que pode ser justificado pelo gráfico da Figura 4.1), não se justifica qualquer prática de manutenção preventiva sistemática (TBM). Assim, e fazendo uso das capacidades de autodiagnóstico (*watchdog*) dos equipamentos no sentido de evitar maus funcionamentos, é adequada a continuação de aplicação de manutenção corretiva aos sistemas de proteção a todos os modos de avaria identificados, à exceção dos modos 8 e 9. A estes, pode ser aplicada uma forma de manutenção baseada na condição do tipo CCEB.

Os sistemas de proteção da Rede Nacional de Transporte atuam com frequência. Por exemplo, em 2014 houveram 215 incidentes na rede e, num incidente podem ocorrer vários disparos. As linhas aéreas, pela sua dispersão geográfica e pelas características tão díspares dos terrenos onde estão implantadas, estão mais sujeitas, como é natural, à ação dos agentes externos meio-ambientais (incêndios, aves, descargas atmosféricas, vento, poluição, etc.), principais causadores de incidentes na rede. 98.9% [65] da RNT é constituída por linhas aéreas que, naturalmente, estão mais expostas aos agentes referidos que os cabos subterrâneos. Além disso, Portugal é um país com uma incidência significativa de descargas atmosféricas. Conclui-se, assim, que o número de atuações dos sistemas de proteção tem tendência a ser elevado. Esta atuação frequente leva a que se considere a realização de um estudo no sentido da implementação de manutenção baseada na condição (CBM).

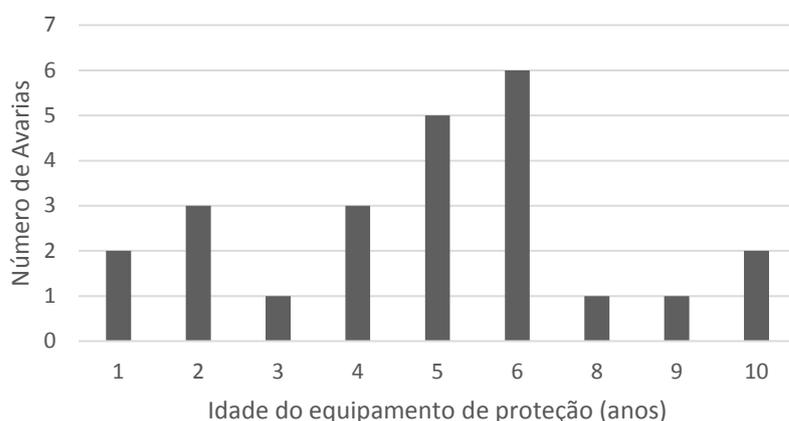


Figura 4.1 - Relação de número de avarias dos sistemas de proteção instalados na Rede Elétrica da REN durante o ano de 2015 com a sua idade.

Um incidente leva ao disparo de proteções e ao arranque de outras proteções de *backup*. Se a análise do incidente, contemplar a verificação do arranque de proteções de *backup*, podem ser detetados problemas de parametrização nesses equipamentos, antes de eles serem chamados à atuar como proteção primária. Deteta-se, desta forma, problemas ocultos de

parametrização das proteções e até mesmo problemas no algoritmo, problemas nos componentes eletrônicos e nas ligações dos equipamentos, pertencentes ao sistema de proteção, entre si e entre si e o processo.

A Aplicação Central de Análise de Incidentes também permite a criação de uma base de dados de indicadores que são automaticamente atualizados pela Aplicação aquando da análise de um incidente. Pode-se, assim, por tratamento estatístico, chegar a conclusões acerca de problemas nos equipamentos de proteção: se um determinado modelo de IED promove muitos maus funcionamentos é normal que essa situação deva ser estudada de modo a corrigir o problema em todas as proteções do mesmo modelo instaladas nas subestações da RNT.

Apesar de não se conseguir implementar a CBM através de curvas P-F, a sua implementação aos defeitos ocultos dos sistemas de proteção é fundamentada pelo funcionamento destes sistemas em situações de *backup*. Assim, o defeito é encontrado antes de afetar o sistema de potência, sendo esta uma situação particular de aplicação de CBM. No entanto, poder-se-á aplicar curvas P-F, considerando o número de funcionamentos (eixo horizontal) e, como condição (eixo vertical), os tempos que caracterizam o funcionamento das funções de proteção e do disjuntor. Estes tempos constam dos indicadores definidos na secção 4.5. Verificando-se o aumento gradual destes indicadores e atingindo um ponto considerado crítico (ponto P na Figura 2.3), poder-se-ão desencadear ações de manutenção ao equipamento antes que o mesmo tenha um mau funcionamento.

Para aplicação de CBM, é necessário um módulo de monitorização de condição e um módulo de tomada de decisão, ambos a incluir na Aplicação Central. A caracterização destes módulos será realizada nas secções seguintes (4.3, 4.4 e 4.5) e constitui o módulo CBM. Esta monitorização, e conseqüente criação de base de dados ao longo do tempo, irá permitir calcular os índices de fiabilidade do variado equipamento existente nos sistemas de proteção da REN, de forma credível. Com base nesses valores, será possível a implementação de *Reliability-Centered Maintenance* (RCM) nestes sistemas.

Ao disjuntor e transformadores de medida é possível aplicar um método de CBM baseado nas curvas P-F, tratando-se de um assunto bastante explorado pela literatura. Contudo, a manutenção destes equipamentos não se encontra sob a alçada do Departamento de Engenharia de Sistemas, mas sim do Departamento de Engenharia de Ativos da Direção de Exploração (ELEX-EA), logo não será abordada no presente trabalho. Todavia, são apresentados indicadores de saúde do disjuntor que podem ser implementados no módulo CBM, para auxílio dos Departamentos ELEX-EA e ELPE-AM⁴⁴, este último responsável pelas políticas e estratégias de manutenção de todos os ativos da RNT.

4.3 - Entradas (*Inputs*) do Módulo CBM

Conforme já indicado na secção 2.2.3, uma estratégia de manutenção baseada na condição necessita de uma caracterização atualizada do estado do equipamento, ou seja, de uma monitorização do equipamento. Este módulo de monitorização do equipamento necessita de um conjunto de dados de entrada, sendo objetivo da presente secção explicitar essas entradas.

⁴⁴ Departamento de *Asset Management* da Direção de Planeamento.

O Módulo de Monitorização da Condição será integrado num sistema automático de aquisição e análise de oscilografias denominado Aplicação Central de Análise de Incidentes, atualmente em implementação na Operadora da RNT, cujas especificações constam em [64]. Os objetivos da Aplicação Central são [64]:

- Utilização eficiente da grande quantidade de dados produzida;
- Aumentar a automatização do sistema;
- Monitorização dos equipamentos dos sistemas de proteção: o módulo de Monitorização da Condição satisfará este objetivo;
- Adquirir oscilografias de forma automática;
- Realização de uma análise prévia dos incidentes: indicar rápida e automaticamente informações como a identificação do elemento da rede sede de defeito, localização do defeito, fases afetadas pelo mesmo, o tempo de eliminação do defeito, etc.;
- Libertar recursos humanos: os Engenheiros de proteções deixam de realizar tarefas como a aquisição e a análise prévia dos registos de oscilografia. Com esta libertação, os engenheiros de proteções podem concentrar as suas atenções em eventos mais graves e em outro tipo de funcionalidades que sejam necessárias;
- Aplicação de manutenção baseada na condição;
- Possibilitar a transmissão de informação em tempo real entre o Departamento de Engenharia de Sistemas e os restantes departamentos;
- Realização de uma análise comportamental mais completa.

A grande quantidade de dados gerados aquando de uma perturbação e a necessidade de análise em tempo-real torna a análise manual inviável. Assim, a análise automática de oscilografia visa contribuir para uma avaliação, não só mais rápida dos incidentes, como também em tempo-real, o que permite melhorar o desempenho do sistema elétrico de energia.

Segundo [64], o sistema de tratamento automático de oscilografia requer interação com diversos sistemas da Operadora da RNT para executar as suas funcionalidades. A arquitetura do sistema automático encontra-se representada na Figura 4.2. Da Figura, verifica-se que o sistema requer como fontes de dados os sistemas:

- Repositório de Registo de Oscilografias (que será localizado em Sacavém, no CAR): onde são armazenados todos os registos de oscilografias das subestações da REN, notificando o sistema automático sempre que surjam novos registos de oscilografia;
- CAPE⁴⁵ [66]: fornece as características elétricas e as parametrizações dos sistemas de proteção da RNT ao sistema de análise automática;
- SAP: fornece dados acerca dos equipamentos da RNT, úteis para a localização e identificação do componente defeituoso/com necessidade de manutenção;
- SAS: disponibiliza a sequência de eventos dos incidentes, arranques das funções de proteção, manobras de disjuntores, alarmes e sinalizações gerados nas subestações/postos de corte;

⁴⁵ *Computer Aided Protection Engineering*: software de engenharia de proteções do sistema elétrico de energia. Permite a realização de estudos de coordenação de proteções, análise e simulação de funcionamento dos sistemas de proteção, suporta redes de qualquer tamanho e configuração, possui uma base de dados detalhada das proteções existentes no mercado e fornece outras ferramentas de grande utilidade para os engenheiros de proteções.

- SCADA: transmite a informação acerca do estado (aberto ou fechado) dos disjuntores e seccionadores das subestações/postos de corte, transmitindo a configuração atualizada da RNT ao sistema de análise automática.

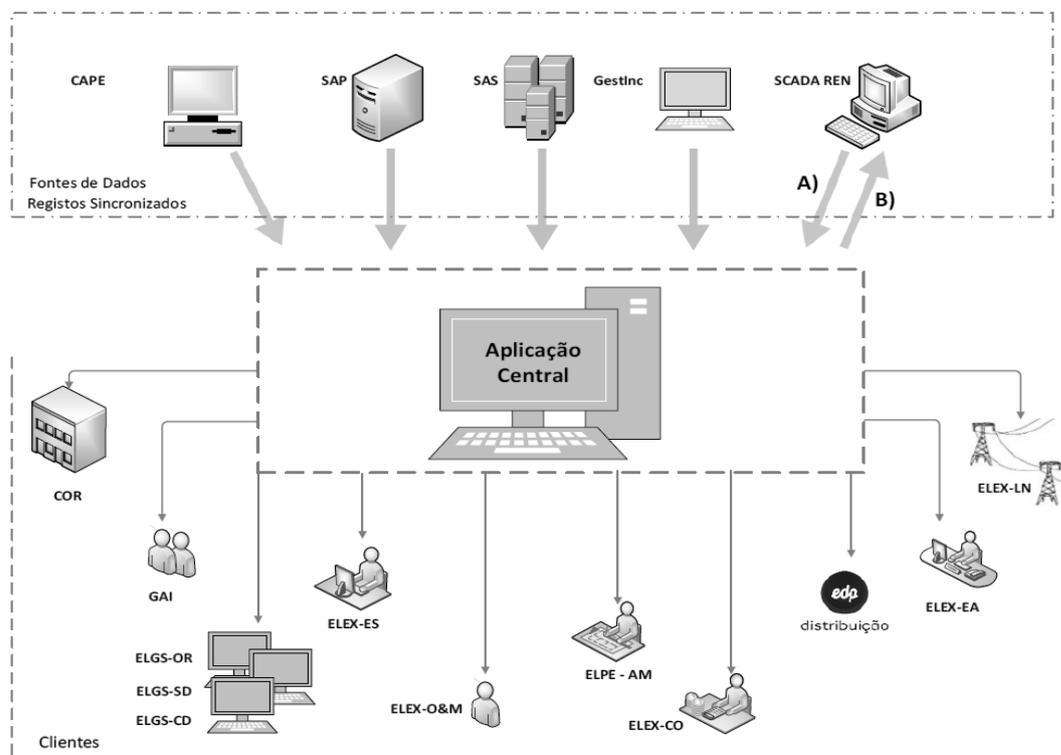


Figura 4.2 - Esquema ilustrativo da arquitetura particular da operadora da Rede Nacional de Transporte para um Sistema automático de aquisição e tratamento de oscilografia [64].

As informações de todos estes sistemas e ainda os resultados de análise automática são importantes para o módulo de monitorização da condição, permitindo calcular e atualizar os indicadores chave de performance. O cálculo desses índices é uma funcionalidade requerida pela Operadora da RNT para a Aplicação Central [64]. Os resultados de eventuais análises manuais de oscilografia e correções às análises automáticas deverão também influenciar os cálculos a realizar.

Sempre que haja lugar à manutenção do equipamento, esse facto deverá ficar registado: a data e hora da manutenção, a identificação inequívoca do elemento intervencionado, qual foi a intervenção e a sua razão e, em caso de necessidade, deverão ser repostos (realização de *reset*) determinados índices (por exemplo, "Tempo decorrido desde a última alteração de parâmetros" deve ser reposto a zero sempre que se realize uma alteração de parâmetros no sistema de proteção). Deverá ser previsto um histórico de todos os indicadores para que não se percam os valores anteriores à reposição.

Para a implementação de CBM, é importante a análise do funcionamento dos sistemas de proteção aquando de defeitos, não só daqueles que atuam em primeira instância, mas aqueles que teriam de estar sensibilizados ao defeito e terem arrancado. Neste sentido, a análise de incidentes realizada automaticamente pelo sistema especificado em [64] é uma entrada essencial para o sistema de monitorização da condição.

A evolução tecnológica proporcionada pelos IED's torna possível uma melhor operação do sistema elétrico e, ao mesmo tempo, uma mudança de paradigma na manutenção dos seus

componentes [21]. Como já foi referido na secção 3.3, os IED's possuem a ferramenta *watchdog* que, estando a funcionar perfeitamente, inibe o seu funcionamento e emite alertas e sinalizações aquando de um problema interno na proteção. O módulo de manutenção deve detetar estes alertas e contabiliza-los nos seus indicadores.

O sistema especificado em [64] contempla ainda a “existência de utilizadores com diferentes privilégios de acesso aos dados da Aplicação Central”. Neste sentido, os Engenheiros de proteções, aqueles que realizam a análise de incidentes e aqueles que são responsáveis pela manutenção dos sistemas de proteção devem poder alterar o valor das estatísticas dos incidentes (alterando o valor dos Índices Chave de Performance), poder predefinir (*reset*) os valores desses indicadores, aquando da realização de manutenção/substituição e, poder realizar o agrupamento dos Indicadores (por modelo/fabricante de equipamento). Desta forma, a interação com o utilizador é também uma entrada para o Módulo de Monitorização da Condição a incorporar na Aplicação Central.

Em suma, o módulo de monitorização da condição propriamente dito, deverá ter como entradas:

- Resultados da análise automática de incidentes e comportamentos dos sistemas de proteção;
- Resultados da análise manual de casos incompletamente analisados pela Aplicação Central;
- Informação de sinalizações dos sistemas incluindo a função de *watchdog*, temperatura e humidade relativa das proteções digitais, corrente diferencial e sinalizações dos canais de comunicação;
- Parametrizações das proteções atualmente implementadas;
- Informação acerca da identificação inequívoca na rede dos sistemas de proteção (informação constante no sistema SAP);
- Informação acerca da utilização de equipamento provisório, enquanto o original está em reparação no fabricante;
- Informação acerca da topologia da rede;
- Interação com o utilizador.

O Módulo de Monitorização da Condição faz o cálculo e a atualização dos indicadores. Os valores destes últimos deverão ser fornecidos ao Módulo de Tomada de Decisão que será caracterizado na próxima secção. O conjunto destes dois módulos constitui o Módulo CBM.

4.4 - Saídas (*outputs*) do Módulo CBM

O Módulo de Tomada de Decisão deverá gerar alarmes de manutenção, a partir do valor de Indicadores Chave de Performance fornecidos pelo Módulo de Monitorização da Condição. Esses alarmes deverão ter três estados: (i) Grau 0, indicando ausência de alarme de manutenção; (ii) Grau I, indicando a existência de necessidade de manutenção que deverá ser realizada o mais rápido possível; (iii) Grau II, indicando a necessidade urgente de manutenção do sistema de proteção. No sentido de gerar estes alarmes, o Módulo deverá ser alvo de um estudo futuro.

A utilização de uma escala com apenas três indicadores permite de uma forma rápida priorizar as necessidades urgentes de manutenção sem causar grande confusão para os diversos utilizadores que terão de tomar rápidas decisões. A cada grau poderá estar associada uma cor ((i) Verde; (ii) Amarelo; (iii) Vermelho) na Interface da Aplicação Central dos

utilizadores/clientes elegíveis de verem essa informação. Salienta-se que esta Aplicação admite a existência de utilizadores com diferentes privilégios de acesso aos seus dados [64].

A Aplicação Central de Análise de Incidentes será detida pela ELEX-ES (Direção de Exploração, Departamento de Engenharia de Sistemas). Os utilizadores com interesse em receberem os alarmes de manutenção e a visualizarem o estado dos sistemas de proteção devem ser especificados através de inquéritos realizados [64]. Esses utilizadores poderão estar entre os seguintes clientes da Aplicação central:

- COR: Centro de operação de Rede;
- ELEX-EA: Direção de Exploração, Departamento de Engenharia de Ativos;
- ELEX-O&M: Direção de Exploração, Departamento de Operação e Manutenção;
- ELEX-LN: Direção de Exploração, Departamento de Linhas;
- ELGS-OR: Direção de Gestão do Sistema, Departamento de Operação da Rede;
- ELGS-SD: Direção de Gestão do Sistema, Departamento de Sistemas e Desenvolvimento;
- ELGS-CD: Direção de Gestão do Sistema, Centro de Despacho;
- ELPE-AM: Direção de Planeamento, Departamento de Gestão de Ativos;
- GAI: Grupo de Análise de Incidentes;
- EDP Distribuição: Operador da Rede Nacional de Distribuição.

Dos clientes descritos salienta-se a importância do ELEX-O&M e ELEX-EA responsáveis pela manutenção de equipamentos AT e o ELPE-AM responsável pela gestão de ativos. Aos clientes que trabalham em Análise de Comportamental da Engenharia de Sistemas, deverá ser permitida a visualização e, apenas a estes, a alteração de todos os valores dos indicadores, por forma a analisarem melhor as necessidades de manutenção e a incluírem os dados das análises manuais nos indicadores.

Sempre que haja lugar a um aparecimento de alarme, deverão ser informados, via E-mail e SMS, os colaboradores da ELEX-ES, para que a manutenção seja realizada de acordo com o grau de alarme e disponibilidade de recursos. No relatório criado para cada alarme, deverão surgir os valores dos indicadores que são atualizados continuamente e aqueles que foram atualizados devido ao evento que gerou esse alarme: quer dos indicadores do equipamento, quer os indicadores gerais das funções de proteção e quer os indicadores particulares da função que despoletou alarme. Após a realização da manutenção, os responsáveis pela mesma deverão aceder à Aplicação Central, desativar o alarme e atualizar os valores dos indicadores de acordo com a intervenção efetuada (por exemplo, se substituíram um IED, deverão colocar o indicador a zero).

O esquema conceptual do módulo CBM, incorporado no modelo de manutenção proposto para os sistemas de proteção da RNT, encontra-se representado na Figura 4.3. No esquema, resumem-se as entradas e saídas do módulo, no seio da Aplicação Central com quem interage em primeira instância.

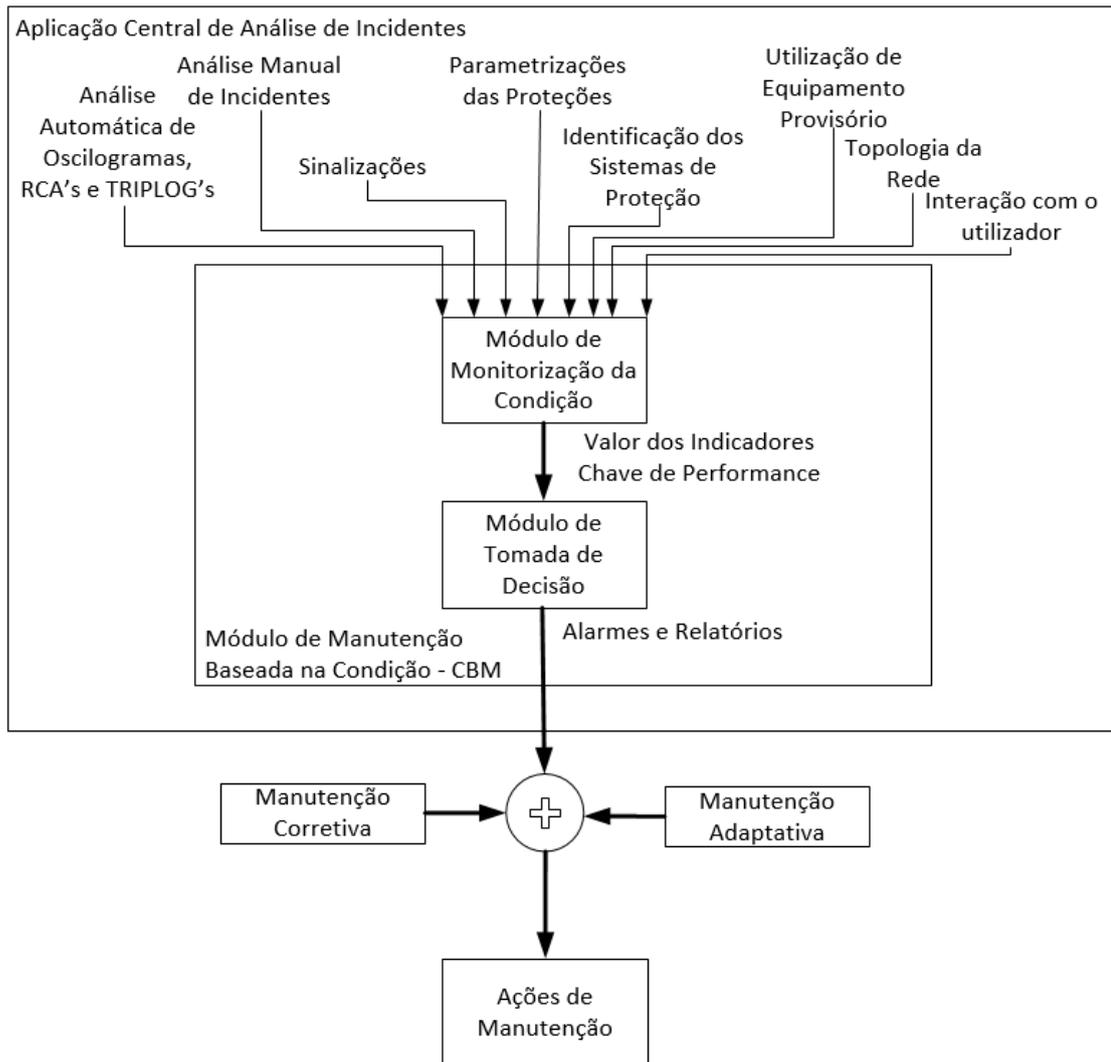


Figura 4.3 - Modelo de Manutenção proposto para aplicação nos sistemas de proteção.

4.5 - Indicadores Chave de Performance (KPI)

A manutenção preditiva baseia-se em dados atualizados de determinados parâmetros chave, que permitem a monitorização da condição real dos ativos [21]. É objetivo da presente secção o desenvolvimento desses parâmetros denominados Indicadores Chave de Performance (*Key Performance Indicators* ou KPI's), não se encontrando no âmbito da presente dissertação a determinação do algoritmo de monitorização desses parâmetros chave. Contudo, muitos desses indicadores devem ser calculados com recurso à implementação do algoritmo das funções de proteção na Aplicação Central (pois é a Aplicação que faz a análise de incidentes), de acordo com as parametrizações em uso e que devem ser obtidas do CAPE.

No sentido de desenvolver os Indicadores Chave de Performance para um ativo é muito importante perceber a funcionalidade do mesmo. De acordo com [67], os indicadores deverão ter as seguintes características:

- Devem ser indicativos da adequação do ativo para a continuação em serviço e representativos do seu estado de saúde geral;
- Devem conter medidas objetivas da saúde do ativo e essas medidas devem ser verificáveis;

- Devem ser perceptíveis e rapidamente interpretados.

Os indicadores estão organizados de acordo com o componente do sistema de proteção que monitorizam, formando as classes de indicadores. A justificação para a criação do indicador é providenciada. São previstos indicadores individuais e agregados: os indicadores individuais estão associados a cada equipamento (i.e., cada equipamento existente tem o seu indicador individual) e os indicadores agregados estão associados a um grupo especificado (i.e., cada grupo tem o seu indicador agregado). O indicador individual permite perceber parametrizações erradas e/ou outros problemas num determinado sistema de proteção. Os indicadores agregados por modelo permitem perceber problemas de algoritmo, de *hardware* ou erros sistemáticos de parametrização de um determinado modelo e, conseqüentemente, indicam a necessidade de manutenção de todos os IED's (ou outro componente) desse modelo. A especificação dos indicadores foi realizada com o auxílio de alguns indicadores exemplo e orientações que constam em [37, 64, 68, 69]. No Anexo E consta um quadro resumo de todos os indicadores, com a codificação, descrição, unidades e modo de avaria/justificação respetivos.

No caso da colocação provisória de uma proteção semelhante à proteção original, e enquanto esta está em reparação no fabricante, os indicadores individuais referentes à proteção deverão ser desativados, mantendo-se os indicadores agregados. Esta operação deve ser realizada através do interface e de uma forma muito simples. Também deverá ser simples a visualização do estado da sinalização correspondente. Desta forma, previne-se o esquecimento da desativação de algum indicador.

4.5.1 - Indicadores de monitorização do Equipamento de Proteção:

Seguem-se os Indicadores Chave de Performance que permitem a monitorização do estado de saúde e configuração do equipamento de proteção. Os indicadores individuais, respeitantes a cada equipamento detido pela Operadora da RNT são:

1. Temperatura Ambiente⁴⁶, em °C: o objetivo deste indicador é garantir que a temperatura na subestação, mais concretamente no armário .+H1 (designação do armário de proteções) onde se encontra a proteção, não ultrapassa os limites definidos nas características do aparelho. Caso isso aconteça, o funcionamento do IED poderá estar comprometido e deve ser gerado um alarme de manutenção para verificação das condições de operação do equipamento (realização de ensaios). Trata-se de um indicador que deverá ser atualizado de forma sistemática (por exemplo, a cada cinco minutos) e deverá haver uma escala para o alarme gerado: por exemplo, grau I para até 5°C fora dos limites e grau II para as restantes temperaturas fora dos limites especificados para o IED;
2. Humidade Relativa⁴⁶, em %: o objetivo deste indicador é garantir que a humidade relativa na subestação, mais concretamente no armário .+H1 (designação do

⁴⁶ Apenas será utilizado nos casos em que o IED possui internamente um sensor para adquirir a informação do Indicador

armário de proteções) onde se encontra a proteção, não ultrapassa os limites definidos nas características do aparelho. Caso isso aconteça, o funcionamento do IED poderá estar comprometido e deve ser gerado um alarme de manutenção, numa escala semelhante à referida no indicador 1, para verificação das condições de operação do equipamento. Trata-se de um indicador que deverá ser atualizado de forma sistemática (por exemplo, a cada cinco minutos);

3. Tempo total em operação, em anos: tempo total, desde o início do funcionamento do equipamento na subestação. O objetivo é indicar necessidades de manutenção e substituição do equipamento no fim da sua vida útil. Os valores de alarme (grau I) devem ser estudados de acordo com informações do fabricante e histórico de utilização de equipamentos do mesmo modelo e devem poder ser alterados para ter em conta uma maior experiência na utilização dos equipamentos e consequente reconhecimento de padrões. O alarme só deve ser considerado no caso de a informação sobre o histórico ser relevante. Deve ser atualizado de forma sistemática;
4. Tempo decorrido desde a última manutenção efetuada, em anos: este indicador tem como objetivo indicar um alarme de manutenção de grau I se o seu valor ultrapassar o MTTF (*Mean Time To Failure* - indicador 6) referente ao mesmo modelo de IED. Só deve ser considerado se houver uma informação relevante para o cálculo do MTTF. Deve ser atualizado de forma sistemática e repostado a zero aquando de manutenção;
5. Tempo decorrido desde a última manutenção ou alteração de parâmetros, em anos: indicador individual que é repostado a zero sempre que há uma intervenção no equipamento. Este indicador não fornecerá qualquer alarme. O seu objetivo é ajudar na avaliação do incidente aquando de qualquer alarme de manutenção proveniente do equipamento do qual faz parte: p. e., a alteração involuntária de algum parâmetro durante uma manutenção pode provocar problemas de funcionamento do equipamento num espaço de tempo curto após a intervenção. Daí que esta informação seja contida em qualquer alarme despoletado por outros indicadores.

Além dos indicadores individuais, devem existir indicadores agregados. Os grupos devem ser constituídos pelos IED's instalados na RNT do mesmo modelo do sistema de proteção. Os indicadores de grupo são:

6. MTTF, em anos: trata-se do tempo médio que um componente reside no estado de funcionamento (*Mean Time To Failure*). O seu valor é determinado pela equação

$$MTTF = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N t_i^F \text{ [anos]}, \quad (4.1)$$

onde N é o número de períodos em análise para o cálculo do indicador e t_i^F é a duração do período de funcionamento i . Este indicador tem como objetivo perceber se é necessário realizar reajustes no método de manutenção do equipamento (por exemplo, realizar algum teste que não esteja a ser realizado), perceber a qualidade do modelo do equipamento em questão e indicar a necessidade de manutenção (grau I) de determinado IED por comparação com o indicador 4. Deve ser atualizado sempre que há avaria de um IED do grupo ao qual pertence;

7. Número de falhas indicadas pela ferramenta de *Watchdog*: número total de falhas dos IED's do grupo pertencente. Deve ser atualizado sempre que há avaria de um IED detetada pelo *Watchdog*. Deve gerar alarme de grau I se o valor for maior que um número especificado (por exemplo, 3 avarias detetadas pelo *watchdog* em IED's do mesmo modelo).

4.5.2 - Indicadores de monitorização das funções de proteção - Indicadores Gerais

Apresentam-se os indicadores, generalizados para todas funções de proteção. Devem ser desagregados por função de proteção, ou seja, cada função tem o seu indicador.

8. Número de Disparos Intempestivos (dois indicadores - 8.1 e 8.2): indicador individual (NDI) e indicador agrupado por modelo de IED. Aquando de um disparo intempestivo deverão ser atualizados estes indicadores e deverá surgir um alarme de manutenção de grau II, para o equipamento que causou o disparo. O mesmo grau de alarme deverá surgir se o respetivo indicador agregado ultrapassar um valor considerado excessivo desde o último alarme do mesmo indicador. Destes casos, salienta-se os cenários de disparo intempestivo para zonas de carga e os cenários de *power swing*. No caso da avaria de uma proteção provocar mais do que um disparo intempestivo, para efeitos de atualização do indicador, só deve ser considerado um disparo se os mesmos tiverem ocorrido num intervalo de 24 horas (tempo máximo para intervenção em primeiro escalão);
9. Número de Disparos Não Seletivos (dois indicadores - 9.1 e 9.2): indicador individual (NDNS) e indicador agrupado por modelo de IED. Aquando de um disparo não seletivo deverão ser atualizados estes indicadores e deverá surgir um alarme grau II. Um alarme grau II também deve surgir no caso do indicador agregado ficar com um valor considerado excessivo desde o último alarme do mesmo indicador;
10. Tempo de Operação da Função de Proteção (10.1), em ms: indicador individual que tem o mesmo significado que o descrito na secção 3.5.3. É calculado e registado sempre que haja disparo da função de proteção respetiva. Através dos vários registos, poderá estar prevista uma monitorização do tipo P-F, conforme referido na secção 4.2. Em caso de alarme proveniente dessa monitorização deverá surgir um alarme de grau II;

- Número de Disparos com Tempo de Operação Incorreto (dois indicadores - 10.2 e 10.3): indicador individual (NDTOI) e agregado por modelo de IED, tratando-se de um contador que é incrementado sempre que seja verificada diferença entre o tempo de operação da função de proteção e o tempo previsto em projeto para essa operação, com inclusão de uma determinada margem de erro. Sempre que existe esse incremento, deverá surgir um alarme de manutenção de grau II.
11. Tempo de Arranque da Função de Proteção, em ms: indicador individual que tem o mesmo significado que o descrito na secção 3.5.3. É calculado e registado sempre que haja arranque da função de proteção respetiva. Através dos vários registos, poderá estar prevista uma monitorização do tipo P-F, conforme referido na secção 4.2. Em caso de alarme proveniente dessa monitorização deverá surgir um alarme de grau II;
 12. Número de Disparos Corretos (NDC): indicador individual (12.1) que se caracteriza por ser um contador de ordens de disparo corretas, ou seja, disparos seletivos, não intempestivos e com as temporizações definidas para a proteção. Este indicador permite o cálculo da Taxa de Ordens de Disparo Corretas (TODC, 12.2), calculado da seguinte forma:

$$TODC(\%) = \frac{NDC}{NDC + NDNS + NDI + NDTOI} \times 100. \quad (4.2)$$

Poderá estar previsto o acionamento de um alarme de manutenção de grau I se a TODC for inferior a um determinado valor com vista a tomarem-se medidas de prevenção de disparos incorretos;

13. Número de Falhas de Arranque (dois indicadores - 13.1 e 13.2): este indicador deve ser individual (NFA) e deverão existir indicadores agrupados por modelo. Sempre que haja uma falha de arranque ou um arranque com atraso excessivo (valor de excesso parametrizável) detetados pelo sistema automático de análise de oscilografia, estes indicadores devem ser atualizados e deverá surgir um alarme incutindo necessidade de manutenção, de grau II. O mesmo alarme deve surgir no caso do indicador agregado ficar com um valor igual ao parametrizado desde o último alarme do mesmo indicador. O objetivo deste indicador é garantir que, perante determinado defeito, todas as funções que são programadas arrancar o fizeram corretamente;
14. Número de Arranques Imprevistos (dois indicadores - 14.1 e 14.2): indicador individual (NAI) e indicador agrupado por modelo. Sempre que o sistema automático de análise de oscilografia detete um arranque de uma função de proteção que não deveria ter sucedido, estes indicadores são atualizados e surge um alarme de manutenção, de grau II, para alteração de parâmetros e/ou reparação do IED. O mesmo alarme também deve surgir no caso do indicador agregado ficar com um valor considerado excessivo desde o último alarme do mesmo indicador. O objetivo

deste indicador é garantir que, perante determinado defeito, nenhuma função que não está programada para arrancar, o fez;

15. Número de Arranques Bem Sucedidos (NABS - 15.1): indicador individual atualizado sempre que uma função arranca corretamente, i.e. se o arranque não foi imprevisto. Pode-se, assim, calcular a taxa de arranques bem sucedidos (TABS - 15.2) por uma função de proteção que pode ser dado por:

$$TABS(\%) = \frac{NABS}{NABS + NAI + NFA} \times 100. \quad (4.3)$$

Esta taxa de arranques permite perceber a eficácia de arranque da função de proteção ao longo da sua vida útil para, se necessário, tomar medidas corretivas no futuro. Poderá haver um alarme de manutenção se a TABS for inferior a um determinado valor para se tomarem medidas de prevenção de arranques incorretos;

16. Tempo decorrido desde o último arranque, em anos: indicador individual que permite ao módulo de monitorização do estado do sistema de proteção informar acerca das funções de proteção que nunca arrancaram durante um período de tempo especificado. Nestes casos, deve ser emitido um alarme de necessidade de manutenção de grau I. Neste tipo de manutenção, deverão ser realizados ensaios à função de proteção para verificar a sua operacionalidade. Estes ensaios têm como objetivo detetar defeitos incipientes, alguns destes surgindo por o equipamento se encontrar parado há um período de tempo relativamente longo;
17. Tempo decorrido após a última alteração de parâmetros, em anos: indicador individual. Dado que a rede de transporte está em constante mudança, é necessário atualizar os parâmetros das proteções. Ou seja, estudos de coordenação de proteções devem ser executados em intervalos de tempo não muito longos. Uma parametrização que não é alterada após um período de tempo longo (p. e., 10 anos) deve ser revista. Assim, o indicador deverá despoletar um alarme de manutenção de grau I se o seu valor for superior a um determinado valor considerado e deve ser repostado a zero realizado um novo estudo de coordenação.

Salienta-se que os indicadores 13, 14, 15 e 16 devem ser calculados para os sistemas de proteção das subestações adjacentes àquelas cujos disjuntores abriram devido a um defeito e até ao terceiro nível de distância (i.e., devem ser consideradas as proteções das subestações que distem, no máximo, duas linhas, das subestações onde ocorreram disparos).

4.5.3 - Indicadores de monitorização da função de proteção de distância (DIST)

Além dos indicadores gerais indicados na secção 4.5.2, a função de distância deverá ter os seguintes KPI's específicos:

18. Número de arranques incorretos em caso de defeito na zona 1 (2 indicadores - 18.1 e 18.2): indicador individual e indicador agregado por modelo de IED. Conta o

número de não arranques em Zona 1 em caso de defeito nessa zona. Estes indicadores devem ser atualizados (incrementados) sempre que o sistema de análise automática de oscilografia detete que o defeito foi em zona 1 e a proteção de distância não arrancou nessa zona. Neste caso, deve ser emitido um alarme de manutenção nível II, para que o evento seja analisado o mais rapidamente possível, já que se trata de uma proteção primária. Um alarme de manutenção da função de proteção de todos os IED's do mesmo modelo, de grau II, deverá surgir se o respetivo indicador agregado ultrapassar um valor considerado excessivo desde o último alarme do mesmo indicador;

19. Número de arranques incorretos em caso de defeito na Zona 2 (2 indicadores - 19.1 e 19.2): indicador individual e indicador agregado por modelo do equipamento. Conta o número de não arranques em Zona 2 em caso de defeito nessa zona. Estes indicadores devem ser atualizados sempre que o sistema de análise automática de oscilografia detete que o defeito foi em zona 2 e a proteção de distância não arrancou nessa zona. Neste caso, deve ser emitido um alarme de manutenção nível II, uma vez que se trata de uma proteção que poderá ter de atuar em primeira instância. Um alarme de manutenção da função de proteção de todos os IED's do mesmo modelo, de grau II, deverá surgir se o respetivo indicador agregado ultrapassar um valor considerado excessivo desde o último alarme do mesmo indicador;
20. Número de arranques incorretos em caso de defeito dentro das zonas de escalão de arranque "para a frente": indicador individual, contador do número de não arranques em escalão "para a frente" nos casos em que o defeito em análise deva promover o seu arranque. O indicador deve ser atualizado sempre que o sistema automático verifique que a proteção deveria arrancar em escalão "para a frente" e não o fez. Deverá despoletar um alarme de manutenção de grau I;
21. Número de arranques incorretos em caso de defeito dentro das zonas de escalão de arranque "para trás": indicador individual que faz a contagem do número de casos de não arranques "para trás" quando o defeito em análise deve promover este arranque. Na atualização, deve provocar um alarme de manutenção de grau I.

Salienta-se que os indicadores 19, 20 e 21 devem ser calculados para os sistemas de proteção das subestações adjacentes àquelas cujos disjuntores abriram devido a um defeito e até ao terceiro nível de distância. Estes indicadores permitem perceber se a proteção de distância está numa situação de subalcançe.

4.5.4 - Indicadores de monitorização da função de teleproteção (TELEPT)

Como a proteção de distância está sempre associada a esquemas de teleproteção, é também importante o desenvolvimento de indicadores de monitorização do estado da teleproteção. Não estando sujeito aos indicadores gerais das funções de proteção, esses indicadores chave de performance são:

22. Número de ausências de atuação de teleproteção quando disparo por PUTT deveria ser executado (2 indicadores - 22.1 e 22.2): indicador individual e indicador agregado por modelo da proteção, que se caracterizam por ser contadores que são incrementados sempre que seja detetada, pelo sistema de análise automática de oscilografia ou manualmente, uma ocorrência que deveria ter provocado uma atuação da teleproteção PUTT e a mesma não se verificou. O indicador individual deve gerar alarme de grau II na atualização e o indicador agregado deve gerar o mesmo alarme sempre que o seu valor for superior a um valor especificado, desde o último alarme;
23. Número de ausências de atuação de teleproteção quando disparo por POTT deveria ser executado (2 indicadores - 23.1 e 23.2): indicador individual e indicador agregado por modelo da proteção, que se caracterizam por ser contadores que são incrementados sempre que seja detetada, pelo sistema de análise automática de oscilografia ou manualmente, uma ocorrência que deveria ter provocado uma atuação da teleproteção POTT e a mesma não se verificou. O indicador individual deve gerar alarme de grau II na atualização e o indicador agregado deve gerar o mesmo alarme sempre que o seu valor for superior a um valor especificado, desde o último alarme;
24. Número de ausências de atuação de teleproteção quando disparo por WEI deveria ser executado (2 indicadores - 24.1 e 24.2): indicador individual e indicador agregado por modelo da proteção, que se caracterizam por ser contadores que são incrementados sempre que seja detetada, pelo sistema de análise automática de oscilografia ou manualmente, uma ocorrência que deveria ter provocado uma atuação da teleproteção WEI e a mesma não se verificou. O indicador individual deve gerar alarme de grau II na atualização e o indicador agregado deve gerar alarme de grau II sempre que o seu valor for superior a um valor especificado, desde o último alarme.

4.5.5 - Indicadores de monitorização da função de proteção diferencial de transformador (DIFT)

Os KPI's que deverão existir no caso da proteção diferencial, na qual não é necessário a transmissão de dados entre os extremos, além dos indicadores gerais de função de proteção (secção 4.5.2), são:

25. Número de disparos não seletivos ou intempestivos provocados pela saturação do TI (2 indicadores - 25.1 e 25.2): indicador individual e agregado por modelo do TI. Trata-se de um contador que é incrementado sempre que se deteta uma atuação não seletiva ou intempestiva da proteção diferencial com causa na saturação dos Transformadores de Intensidade. Serve para deteção de problemas num TI específico ou num determinado modelo de TI's. Se qualquer indicador ultrapassar um valor especificado desde o último alarme, deverá surgir um alarme de manutenção de nível II;

26. Número de disparos não seletivos ou intempestivos provocados por causas não relacionadas com a saturação do TI (2 indicadores - 26.1 e 26.2): indicador individual e agregado por modelo do IED. Contador que é incrementado aquando da deteção de uma atuação não seletiva ou intempestiva da proteção diferencial com causas associadas a erros de *hardware* ou outros erros intrínsecos à proteção. No caso da atuação do indicador individual, deverá surgir alarme de manutenção nível II. Caso o indicador agregado tenha um valor superior a um determinado número de disparos não seletivos desde o último alarme, deverá também surgir um alarme de manutenção grau II, para se averiguar o que se passa com as proteções de determinado modelo;
27. Valor da corrente diferencial, em Amperes: indicador (27.1) que deve ser constantemente atualizado. O objetivo é o cálculo da diferença entre a corrente de arranque e o valor do indicador (27.2): se a diferença for inferior a um valor especificado, durante um determinado intervalo de tempo, deverá surgir um alarme de manutenção grau II, visto haver perigo de atuação intempestiva.

4.5.6 - Indicadores de monitorização da função de proteção diferencial de linha aérea ou cabo subterrâneo (DIFL)

A função diferencial de linha aérea ou de cabo subterrâneo tem a particularidade de necessitar de um canal de comunicação para os valores das correntes de comparação serem transmitidos à distância. Assim sendo, além dos indicadores de performance indicados nos pontos 4.5.2 e 4.5.5, estas proteções têm também indicadores associados ao canal de comunicação, essencial para o seu funcionamento. A falha do canal de comunicação não é extremamente grave pois a proteção deteta a falha e automaticamente é bloqueada a proteção, passando a funcionar a proteção de distância de emergência. Contudo, a falha de comunicação deve ser evitada ao máximo e, para ajudar nesse objetivo foram construídos os seguintes indicadores:

28. Número de defeitos intempestivos provocados por dessincronização temporal: a sincronização temporal é essencial para o bom funcionamento da proteção diferencial. No caso de um disparo intempestivo causado por dessincronização temporal, este indicador individual deve ser incrementado e deve ser emitido um alarme de manutenção grau II;
29. Número de falhas de canal em topologia de comunicação em cadeia: sempre que haja uma falha de canal em topologia de cadeia deve ser incrementado este contador individual e ser emitido um alarme de manutenção de grau II. Além deste, é emitido o alarme "SP em Modo de Emergência" pelo sistema de comando e controlo;
30. Número de falhas de apenas um canal em topologia de comunicação em anel: sempre que haja uma falha de um canal apenas em topologia de anel deve ser incrementado este contador individual e ser emitido um alarme de manutenção de

grau I. Além deste, é emitido o alarme “SP Falha de 1 Canal” pelo sistema de comando e controlo;

31. Número de falhas do segundo canal em topologia de comunicação em anel: sempre que haja uma falha de ambos os canais em topologia de anel deve ser incrementado este contador individual e ser emitido um alarme de manutenção de grau II. Além deste, é emitido o alarme “SP em Modo de Emergência” pelo sistema de comando e controlo.

4.5.7 - Indicadores de monitorização da função *Switch On To Fault* (SOTF)

A função SOTF não é uma função de proteção, pelo que não terá os indicadores de performance indicados no ponto 4.5.2. Terá, contudo, os seguintes indicadores chave de performance:

32. Número de atuações de função SOTF: indicador individual, por Sistema de Proteção, apenas para consulta quando necessário. Efetua a contagem de atuações da função SOTF desde o início do seu funcionamento;
33. Número de atuações incorretas da função SOTF (2 indicadores - 33.1 e 33.2): contadores que serão incrementados sempre que haja uma atuação incorreta da função, ou seja, sempre que a função atue e não fora um fecho sobre defeito. Estão previstos dois indicadores: um individual para cada sistema de proteção e outro agregando sistemas do mesmo modelo. Sempre que haja atualização do indicador individual deverá ocorrer um alarme de manutenção de grau II. Se o indicador agregado tiver um valor maior que um número de más atuações especificado desde o último alarme, deverá ocorrer um alarme de manutenção do grau II para que seja verificada/ensaiada/reparada a função SOTF de todos os IED do mesmo modelo.

4.5.8 - Indicadores de monitorização da função de proteção de falha de disjuntor (FDISJ)

Além dos indicadores da secção 4.5.2, deve estar previsto o seguinte indicador, para a função FDISJ:

34. Número de atuações da função: indicador agregado por modelo de disjuntor em falha, que faz a contagem do número de atuações da função, sendo atualizado aquando da atuação. Um alarme de grau II é gerado quando o indicador atingir um valor maior que um número especificado desde o seu último alarme, com o objetivo de realizar verificações/retificações a todos os disjuntores do modelo correspondente ao indicador que gerou alarme.

4.5.9 - Indicadores de monitorização da função de proteção diferencial de barramento (DIFB)

Além dos indicadores gerais das funções de proteção (secção 4.5.2), existem os seguintes KPI's particulares da função de proteção diferencial de barras:

35. Valor da corrente diferencial calculada: indicador (35.1) atualizado constantemente, que permite calcular a diferença (35.2) entre o valor parametrizado para arrancar a proteção e o seu valor. Se esta diferença tiver um valor inferior a uma determinada corrente especificada, durante um intervalo de tempo também especificado, deverá surgir um alarme de manutenção de grau II, já que a proteção está em risco de disparo, por alguma razão que interessa averiguar;
36. Número de atuações da proteção diferencial de barras com perda de todo o serviço num nível de tensão (2 indicadores - 36.1 e 36.2): um indicador individual e outro agregado por modelo do IED. Os indicadores devem ser atualizados sempre que se verificar o desligamento total de um nível de tensão numa instalação. Em caso de incremento do indicador individual deve surgir um alarme de manutenção nível II, para se verificar o estado da proteção e do disjuntor de Inter-Barras. Se o valor do indicador agregado ultrapassar um valor especificado desde o último alarme deve ser gerado um alarme de manutenção de grau II, para verificação do funcionamento de todas as proteções do mesmo modelo.

4.5.10 - Indicadores de monitorização das funções de supervisão dos circuitos analógicos

As funções de supervisão dos circuitos analógicos não se tratam de funções de proteção não estando, portanto, sujeitas aos indicadores referidos no ponto 4.5.2. Os indicadores relacionados a estas funções de vigilância não são apenas para monitorização da própria função, mas também do elemento que vigiam. Os indicadores são os seguintes:

37. Número de atuações da função de vigilância dos circuitos secundários do TI (2 indicadores - 37.1 e 37.2): um indicador agregado por modelo da proteção e outro indicador agregado por modelo do TI. Contadores atualizados sempre que atua a função respetiva. Verificando-se que o valor de qualquer indicador ultrapassa um valor especificado, desde o último alarme, deve ser gerado alarme de manutenção de grau II com o objetivo de verificação de todos os IED's ou de todos os TI's do mesmo modelo, já que há uma reincidência nesse modelo de componente;
38. Número de atuações da função de vigilância dos circuitos secundários do TT (2 indicadores - 38.1 e 38.2): um indicador agregado por modelo da proteção e outro indicador agregado por modelo do TT. Contador atualizado sempre que atua a função respetiva. Sempre que o valor de qualquer indicador ultrapassar um número especificado, desde o último alarme, deve ser gerado um alarme de manutenção de grau II com o objetivo de verificação de todos os IED's ou de todos os TT's do mesmo modelo, já que há uma reincidência nesse modelo de componente;

39. Número de atuações da função de vigilância dos circuitos de disparo (2 indicadores - 39.1 e 39.2): um indicador agregado por modelo da proteção e outro indicador agregado por modelo do disjuntor. Contador atualizado sempre que há a atuação da função respetiva. Verificando-se que o valor de qualquer indicador ultrapassa um número especificado, desde o último alarme, deve ser gerado alarme de manutenção de grau II com o objetivo de verificação de todos os IED's ou de todos os circuitos de disparo do mesmo modelo de disjuntor, já que há uma reincidência nesse modelo de componente;
40. Número de atuações da função de vigilância dos circuitos imagem dos seccionadores: indicador agregado por modelo da proteção. Contador atualizado sempre que há a atuação da função respetiva. Quando o seu valor ultrapassar um número especificado, desde o último alarme, deve ser gerado alarme de manutenção de grau II com o objetivo de verificação de todos os IED's e respetivos circuitos de imagem do seccionador.

4.5.11 - Indicadores de monitorização da função de religação

A função de religação, não sendo uma função de proteção, apenas está sujeita aos seguintes indicadores:

41. Número de Religações Monofásicas (NRM): indicador individual. Efetua a contagem de religações monofásicas desde o início do funcionamento do sistema de proteção;
42. Número de Religações Monofásicas Mal Sucedidas (NRMMS - 42.1): indicador individual, por Sistema de Proteção. Efetua a contagem de religações monofásicas mal sucedidas (i.e., que não foram realizadas ou que culminaram num disparo definitivo) desde o início do funcionamento do sistema de proteção. Permite o cálculo da Taxa de Religações Monofásicas Bem Sucedidas (TRMBS - 42.2), da seguinte forma:

$$TRMBS(\%) = \frac{NRM - NRMMS}{NRM} \times 100. \quad (4.4)$$

Esta taxa permite perceber a necessidade de reanálise da configuração do religador. Assim, um alarme de manutenção nível I deve surgir se a taxa possuir um valor inferior a um valor especificado;

43. Número de Religações Trifásicas (NRT): indicador individual. Efetua a contagem de religações trifásicas desde o início do funcionamento do sistema de proteção;
44. Número de Religações Trifásicas Mal Sucedidas (NRTMS - 44.1): indicador individual, por Sistema de Proteção. Efetua a contagem de religações trifásicas mal sucedidas (i.e., que não foram realizadas ou que culminaram num disparo definitivo) desde o

início do funcionamento do sistema de proteção. Permite o cálculo da Taxa de Religações Trifásicas Bem Sucedidas (TRTBS - 44.2), da seguinte forma:

$$TRTBS(\%) = \frac{NRT - NRTMS}{NRT} \times 100. \quad (4.5)$$

Esta taxa permite perceber a necessidade de reanálise da configuração do religador. Assim, um alarme de manutenção nível I deve surgir se a taxa possuir um valor inferior a um valor especificado.

4.5.12 - Indicadores de monitorização da função *synchrocheck*

A função *synchrocheck*, apesar de estar relacionada ao sistema de proteção, também não é uma função de proteção e, por essa razão, apenas está sujeita ao seguinte indicador:

45. Número de falhas da função *synchrocheck*: contador incrementado sempre que é detetada (ou pela Aplicação Central, ou manualmente) uma atuação errada da função de sincronismo, ativada aquando da religação trifásica. Quando o contador é incrementado, deverá surgir um alarme de manutenção de grau II, para que se verifique o estado da função e evitar religações danosas para o sistema.

4.5.13 - Indicadores de monitorização do disjuntor

O disjuntor é o componente do sistema de proteção com os indicadores de manutenção baseada na condição mais investigados. Baseado no artigo [69], foi possível determinar os seguintes indicadores:

46. Tempo de eliminação do defeito, em ms: para todos os defeitos isolados por um disjuntor deve ser armazenado o seu tempo de eliminação do defeito. Se o tempo de eliminação for superior ao estipulado, deverá surgir um alarme de manutenção de grau II para o sistema de proteção e disjuntor. O objetivo é a atempada deteção de casos nos quais a proteção de *backup* irá atuar, provocando-se, então, um disparo não seletivo e tardio;
47. Tempo de abertura do disjuntor, em ms: o tempo de abertura do disjuntor está relacionado com o grau de deterioração dos contactos do mesmo. Se o tempo de abertura for superior a um tempo especificado, deverá surgir um alarme de manutenção de grau II. Este tempo deve ser lido sempre que o disjuntor efetue manobra de abertura consequente de um disparo;
48. Tempo de fecho do disjuntor, em ms: o tempo de fecho do disjuntor está relacionado com o grau de deterioração dos contactos do mesmo. Se o tempo de fecho for superior a um tempo especificado, deverá surgir um alarme de manutenção de grau II. Este tempo deve ser lido sempre que o disjuntor efetue manobra de fecho durante uma religação;

49. Tempo de operação do motor do disjuntor, em ms: tempo atualizado sempre que o motor do disjuntor seja solicitado a funcionar. Este tempo permite monitorizar a condição das molas do disjuntor. Se o indicador ultrapassar os valores especificados deverá surgir um alarme de manutenção tipo II;
50. Número de aberturas do disjuntor em vazio;
51. Número de aberturas do disjuntor em corrente nominal;
52. Número de fechos do disjuntor;
53. Número de aberturas do disjuntor em corrente de curto-circuito: os indicadores 50, 51, 52 e 53 permitem determinar o desgaste das peças mecânicas do disjuntor. Em caso de desgaste excessivo detetado, deve ser emitido alarme de manutenção de grau II;
54. Tempo de serviço do disjuntor, em anos: visto que o disjuntor se degrada à medida que o tempo passa, é importante a monitorização da idade do órgão. Um alarme de manutenção de grau I deve ser criado se a idade do disjuntor for superior a um intervalo de tempo especificado;
55. Desgaste dos contactos do disjuntor: os IED's possuem um algoritmo (que varia de modelo para modelo) que estima o desgaste dos contactos do disjuntor, através da monitorização da corrente cortada acumulada. Se este desgaste for superior a um valor especificado, deverá surgir alarme de manutenção. Sugere-se mesmo uma escala de valores para alarme: este irá aumentar o grau à medida que o desgaste estimado aumenta. Este indicador deve ser atualizado sempre que o disjuntor realiza uma manobra de abertura.

4.5.14 - Indicadores relativos aos canais de comunicação

Os canais de comunicação também deverão ser alvo de monitorização, já que existem proteções dependentes destes canais.

56. Rácio de erro no canal de fibra ótica: indicador que permite perceber a condição do canal e que deve ser atualizado de forma constante. Se o valor do erro for maior que um valor especificado, deverá surgir alarme de manutenção de grau II;
57. Número de falhas de receção de oscilografias e das sinalizações do SAS/RCA: este indicador permite perceber o estado da rede de informação da REN. Esta rede deverá permitir uma boa comunicação entre a Aplicação Central e todas as subestações. Se o número de falhas de comunicação for elevado deverá ser realizada manutenção/investimento na rede de comunicações, sendo este indicador importante para caracterizar a necessidade de intervenção. Deverá surgir um alarme nível I se o número de erros for maior que o especificado, dentro de um período de tempo especificado.

4.5.15 - Outros Indicadores

Neste ponto são enumerados indicadores estatísticos que a Aplicação Central deve recolher automaticamente. Apesar de não permitirem aferir diretamente o estado do sistema de proteção, permitem caracterizar o funcionamento do sistema elétrico de energia.

1. Número de ativações da função de máxima intensidade de emergência, por Sistema de Proteção (SPT1 e SPT2): contador incrementado sempre que haja uma ativação da função MIEMERG;
2. Número de ativações da função de distância de emergência no SPT1: contador incrementado sempre que haja uma ativação da função de distância de emergência;
3. Número de defeitos fugitivos, por linha: contador, discriminado por linha, e atualizado sempre que haja deteção de um defeito fugitivo numa linha pela Aplicação Central ou manualmente;
4. Número de defeitos permanentes, por linha: contador, discriminado por linha, e atualizado sempre que haja deteção de um defeito permanente numa linha pela Aplicação Central ou manualmente;
5. Número de defeitos em transformadores: contador, discriminado por transformador, e atualizado sempre que haja deteção de um defeito num transformador pela Aplicação Central ou manualmente;
6. Número de defeitos em autotransformadores: contador, discriminado por autotransformador, e atualizado sempre que haja deteção de um defeito num autotransformador pela Aplicação Central ou manualmente;
7. Número de defeitos em barramentos: contador, discriminado por barramento, e atualizado sempre que haja deteção de um defeito num barramento pela Aplicação Central ou manualmente;
8. Número de defeitos em baterias de condensadores: contador, discriminado por bateria de condensadores, e atualizado sempre que haja deteção de um defeito numa bateria de condensadores pela Aplicação Central ou manualmente;
9. Número de defeitos em reactâncias *shunt*: contador, discriminado por reactância, e atualizado sempre que haja deteção de um defeito numa reactância *shunt* pela Aplicação Central ou manualmente.

4.6 - Sumário

Ao longo do Capítulo 4 foi descrito o modelo de manutenção proposto para os sistemas de proteção da Rede Nacional de Transporte tendo em conta o seu modo de funcionamento, os seus modos de avarias e a arquitetura implementada nos sistemas de proteção na Operadora da RNT. Para isso, começou-se por identificar os modos de avaria existentes para os sistemas de proteção e, para cada modo, atribuiu-se uma técnica de manutenção adequada. No sentido de realizar esta atribuição, consultou-se bibliografia da especialidade e interrogaram-se os especialistas da REN.

O modelo de manutenção criado consistiu na continuação da aplicação da Manutenção Corretiva à maior parte dos modos de avaria. Contudo, introduziu-se a Manutenção Baseada na Condição para os modos de avaria relacionados com parametrizações e com problemas

reincidentes no mesmo modelo de equipamento: problemas de algoritmo, *software* ou *hardware*. A introdução da CBM é suportada pela Aplicação Central de Análise de Incidentes em implementação na REN. O Módulo de CBM a incluir na Aplicação será constituído por dois submódulos: Módulo de Monitorização da Condição e Módulo de Tomada de Decisão.

O Módulo de Monitorização da Condição necessita de dados fornecidos pela Aplicação Central para calcular um conjunto de Indicadores Chave de Desempenho que são descritos ao longo da secção 4.5. O valor destes indicadores é fornecido ao Módulo de Tomada de Decisão que, por sua vez, emite alarmes de manutenção para a Aplicação Central. Esta Aplicação, através de meios adequados, informa as pessoas interessadas para serem rapidamente tomadas as ações de manutenção adequadas sobre os equipamentos dos sistemas de proteção.

Os Indicadores Chave foram determinados tendo em conta a revisão da literatura realizada, a tecnologia atual dos sistemas de proteção (proteções numéricas) e o vasto leque de funções fornecidas por estes sistemas e, ainda, questionando os especialistas de proteções da REN.

Capítulo 5

Análise de Incidentes e Comportamentos dos Sistemas de Proteção - Casos de estudo na Operadora da Rede Nacional de Transporte

O Capítulo 5 incide na análise de incidentes e comportamentos dos sistemas de proteção que deverá estar na base da atualização dos Indicadores Chave de Performance para aplicação de Manutenção Baseada na Condição a estes sistemas. O objetivo é demonstrar como deverá ocorrer, embora de forma automática, o processo de atualização referido. Serão analisados dois incidentes: o primeiro caracterizado por um comportamento completamente correto dos sistemas de proteção; no segundo incidente ocorre uma atuação não prevista da função de proteção de falha de disjuntor. Termina-se o Capítulo com a determinação dos valores dos Indicadores Chave agregados por modelo de equipamento, resultado da recolha de dados da análise comportamental desde 2010 e seu consequente tratamento.

5.1 - A análise de incidentes da Rede Nacional de Transporte

Os sistemas de proteção de tecnologia numérica instalados nas subestações e postos de corte sob alçada da Operadora da Rede Nacional de Transporte, quando detetam a ocorrência de um incidente, geram dois registos: um de oscilografia e outro denominado "TRIPLOG". O registo "TRIPLOG" contém todas as ações do sistema de proteção durante a ocorrência de um incidente e é gerado pelo próprio sistema de proteção. Existem, assim, dois registos "TRIPLOG" por painel: um do SPT1 e outro do SPT2.

Para a análise dos registos de oscilografia (ficheiros com extensão CFG disponibilizados pelas proteções) foi utilizado o programa SIGRA 4 da Siemens. Esta ferramenta permite não só a visualização dos oscilogramas, como também o cálculo de intervalos de tempo, de valores eficazes das grandezas analógicas registadas e sua representação fasorial, cálculo de sinais com base naqueles que foram registados, cálculo afinado de localizações de defeito, entre outras funcionalidades.

5.2 - Incidente N°92/2015: linha Fernão Ferro - Ribatejo (400kV)

A 30 de abril de 2015, às 06:12:10, ocorreu um disparo seguido de religação na linha que liga a subestação de Fernão Ferro (SFF) ao Posto de Corte do Ribatejo (PCRJ). O primeiro passo para a análise do incidente é adquirir informações acerca do elemento sede de defeito e dos sistemas de proteção desse mesmo elemento. Estas informações constam na Figura 5.1, onde Z_d é a impedância direta e Z_0 é a impedância homopolar da linha.

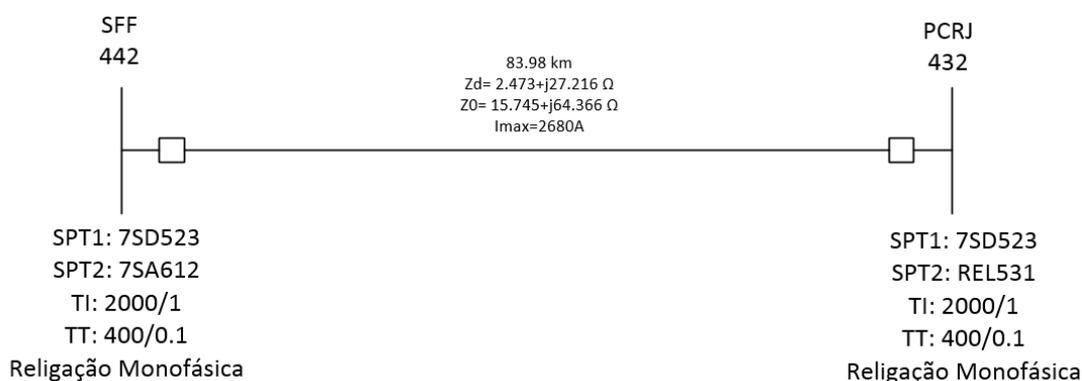


Figura 5.1 - Esquema unifilar da linha Fernão Ferro - Ribatejo (LFF.RJ).

De seguida, obtém-se o Registo Cronológico de Acontecimentos (RCA), os registos "TRIPLOG" e os registos de oscilografia das duas instalações. O RCA permite ter uma ideia geral sobre a sequência de acontecimentos inerentes ao incidente pelo que inicia-se a sua análise por esta ferramenta. No ficheiro produzido podem-se visualizar todas as sinalizações com origem na instalação, das quais se destacam pelo seu interesse, os arranques e disparos das funções de proteção de todos os painéis e mudanças de estado dos disjuntores. Salienta-se que, devido ao elevado número de sinalizações verificadas e à forma como as mesmas são adquiridas, a ordem pela qual aparecem no ficheiro de registo não é necessariamente a ordem do seu surgimento na instalação. No Anexo F constam os esquemas unifilares de SFF e de PCRJ, o RCA produzido nas duas instalações, os registos oscilográficos e os registos "TRIPLOG" utilizados para a análise efetuada.

No caso concreto do RCA de SFF produzido devido ao incidente em análise, podem tirar-se as seguintes conclusões:

- Ocorreu arranque, às 06:12:10.77, no SPT2 do painel 442-Ribatejo, das proteções DIST (com sinalização do neutro e fase M0⁴⁷) e DIRT, tendo o mesmo enviado sinal de teleproteção para o outro extremo. Recebeu, ainda, teleproteção do lado de PCRJ e desencadeou disparo, quer devido a esta receção, quer por DIST ter arrancado em zona 1. Simultaneamente, no SPT1 do mesmo painel, ocorreu disparo da função DIFL, em fase M0.
- Houve, também, arranque de proteções de outros painéis: o painel 432-Palmela5 teve arranque de DIST e o painel 431-ATR5 teve arranque da DIRT;

⁴⁷ Na RNT a codificação das fases é M0, M4 e M8 correspondendo os números à posição dos fasores tensão simples considerando um relógio: a fase M0 tem o seu vetor apontado para as 0 horas, M4 para as 4 horas e M8 para as 8 horas.

- Às 06:12:10.79 os polos dos dois disjuntores que têm de abrir para eliminar o defeito (topologia de disjuntor e meio) deixaram de ficar concordantes (i.e., todos fechados, sinalizando '?' no RCA) e não se verificou uma sinalização de abertura antes do fecho dos mesmos. Como esta sinalização é apenas realizada quando os polos estão concordantes, conclui-se, que se tratou de um disparo monofásico. Veja-se, ainda, a sinalização de início (após ordem de disparo) e de fim (100ms depois) da excitação da função de proteção de falha de disjuntor;
- O RCA informa que o defeito se localizou a 62km da subestação.

O RCA de PCRJ permitiu concluir o seguinte:

- O painel 422-Batalha tem um problema de sincronização horária com os restantes painéis da subestação (diferença de cerca de 10 minutos para as restantes sinalizações);
- A proteção DIST do SPT2 arrancou, às 06:12:10.78, considerando o *loop* M0-neutro e enviou teleproteção para o outro extremo. Verifica-se o disparo em Zona 1 o que pode ser comprovado pela receção do sinal de TELEPT de SFF 20ms após a ordem de disparo que, por sua vez, foi simultânea face ao arranque de DIST;
- Após a ordem de disparo de SPT2, os disjuntores M43 e 432 (dois disjuntores devido à topologia disjuntor e meio) ficaram com a sinalização de polos discordantes. A sinalização de fecho, sem qualquer sinalização anterior de abertura, sugere disparo monofásico;
- Verificou-se que a DIFL de SPT1, de 432-F. Ferro, também deu ordem de disparo, porém, ligeiramente mais tarde que SPT2 (cerca de 20ms);
- Arrancaram também as proteções seguintes: SPT2 de 422-Batalha e SPT2 de 451-Fanhões.

Os tempos indicados assim como as conclusões obtidas através do RCA devem ser complementadas com a análise dos registos "TRIPLOG" e de oscilografias. O "TRIPLOG" do SPT1 de PCRJ (o SPT2 não possui registador de "TRIPLOG") e do SPT1 e SPT2 de SFF encontram-se no Anexo F. Destes registos, confirma-se a abertura monofásica da fase M0, seguido de religação dos dois extremos. A contribuição de SFF é de cerca de 3.15kA e de PCRJ é de cerca de 9.33kA. Os registos de oscilografia permitem confirmar todos os valores e conclusões até agora obtidos.

Tabela 5.1 - Valores RMS para corrente e tensão nas 3 fases e neutro/terra no extremo SFF (ref - a terra é a referência para os valores da tensão nas fases; N/T - neutro/terra).

Fase	Pré-defeito		Durante o defeito		Após eliminação do defeito	
	Corrente (A)	Tensão (kV)	Corrente (A)	Tensão (kV)	Corrente (A)	Tensão (kV)
M0	46	233	3118	90	1	36
M4	39	231	126	219	40	233
M8	44	233	68	212	44	234
N/T	3	ref	2971	ref	3	ref

Tabela 5.2 - Valores RMS para corrente e tensão nas 3 fases e neutro/terra no extremo PCRJ (ref - a terra é a referência para os valores da tensão nas fases; N/T - neutro/terra).

Fase	Pré-defeito		Durante o defeito		Após eliminação do defeito	
	Corrente (A)	Tensão (kV)	Corrente (A)	Tensão (kV)	Corrente (A)	Tensão (kV)
M0	43	234	9094	67.3	0	36
M4	51	231	154	217	53.5	233
M8	47	233	62	211	44.9	234
N/T	8	ref	9199	ref	4	ref

Os oscilogramas completos nos dois extremos da linha, do SPT1, encontram-se no Anexo F. Na Tabela 5.1, constam os valores eficazes (RMS), para as correntes e tensões simples nas três fases e corrente de neutro, do lado de SFF, calculados através do oscilograma produzido em SPT1. As mesmas grandezas para o extremo PCRJ encontram-se na Tabela 5.2. Os valores RMS foram obtidos com recurso ao programa SIGRA 4 da Siemens.

Com o aparecimento do defeito, verifica-se, neste caso, um aumento das correntes e um abaixamento das tensões de forma generalizada. Estas alterações são muito mais acentuadas na fase em defeito (M0). Os valores obtidos para as correntes de defeito nessa fase, são aproximados aos valores indicados pelo "TRIPLOG". Após a eliminação do defeito e antes de qualquer religação, a corrente é nula na fase M0 e existe uma tensão residual que é provocada por indução eletromagnética devido à existência de correntes nas fases contíguas. O valor da corrente de neutro, durante o defeito, é provocado não só pela existência de defeito, mas também pelo desequilíbrio existente no circuito trifásico. Pelos valores RMS confirma-se a ocorrência de um defeito monofásico na fase M0.

A mesma conclusão é possível obter da visualização direta dos oscilogramas, estando na Figura 5.2 um excerto dos mesmos obtidos nos dois extremos da linha (iL1, iL2, iL3 e iLE são, respetivamente, os sinais de corrente de fase M0, M4, M8 e neutro; uL1 e uL2 são, respetivamente os sinais de tensão simples da fase M0 e M4). Um aumento acentuado da corrente na fase M0 (iL1) e no neutro (iE), estando esta última em oposição de fase com a primeira corrente, e ainda uma redução brusca na tensão uL1 comprovam um defeito M0-Terra. Na mesma imagem é possível obter o tempo de eliminação de defeito, ou seja, o tempo de atuação do sistema de proteção: 58.5ms em SFF e 59.5ms em PCRJ. Em ambos os oscilogramas, é possível ver a componente DC da corrente de defeito a decair.

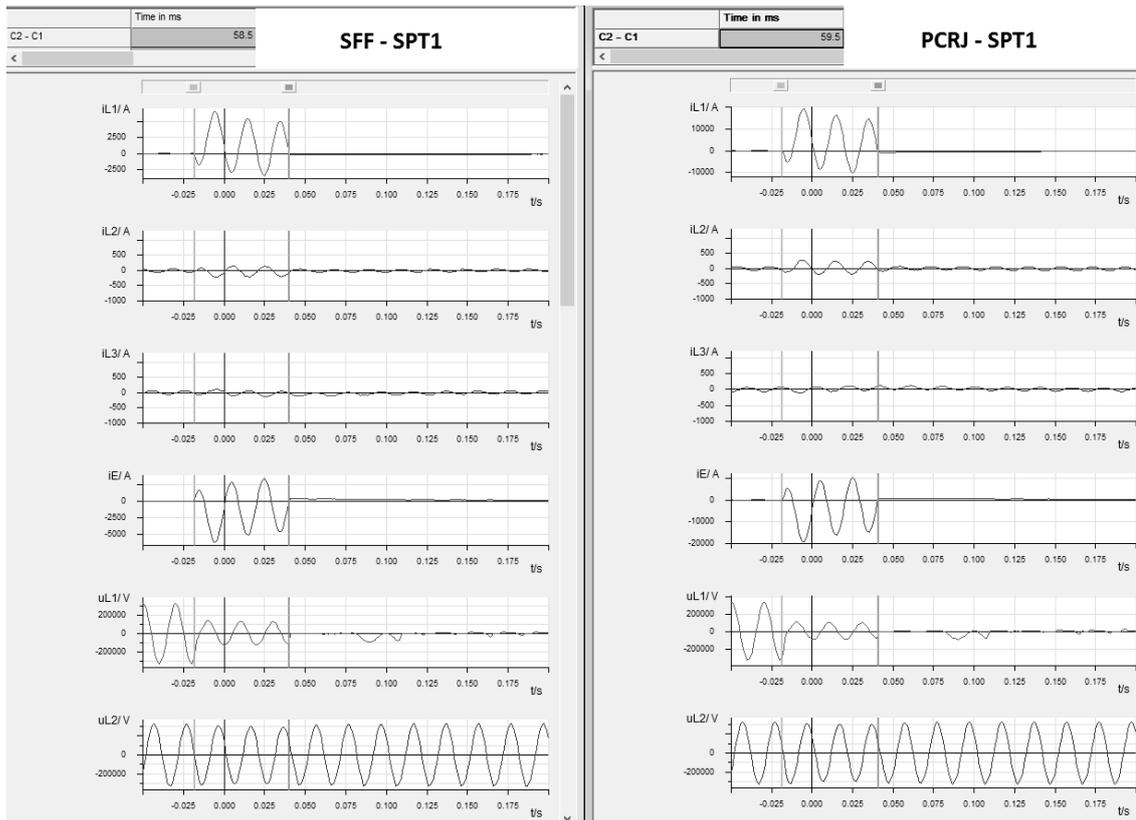


Figura 5.2 - Excerto dos registos de oscilografia obtidos no contexto do incidente 92/2015: SPT1 de SFF e SPT1 de PCRJ - pormenor dos instantes de defeito.

Através das oscilografias é possível estimar a impedância de defeito, i.e., a impedância para jusante da proteção e, partir do seu valor, estimar a localização do defeito na linha. Segundo o manual [70], para o cálculo de um *loop* monofásico, é necessária uma compensação de impedância de terra. Essa compensação é realizada através de fatores escalares ou através de um fator de compensação residual complexo. Utilizando fatores escalares, a relação de resistência é dada por

$$\frac{R_E}{R_L} = \frac{1}{3} \left(\frac{R_0}{R_1} - 1 \right) \quad (5.1)$$

e a relação de reatância é dada por:

$$\frac{X_E}{X_L} = \frac{1}{3} \left(\frac{X_0}{X_1} - 1 \right), \quad (5.2)$$

onde:

- R_0 é a resistência de sequência zero (homopolar) da linha;
- X_0 é a reatância de sequência zero (homopolar) da linha;
- R_1 é a resistência de sequência direta da linha;
- X_1 é a reatância de sequência direta da linha.

A impedância de defeito (parte real e imaginária, respetivamente), ainda de acordo com [70], é dada por

$$R_{L-E} = \frac{V_{L-E}}{I_L} \times \frac{\cos(\varphi_U - \varphi_L) - \frac{I_E}{I_L} \times \frac{X_E}{X_L} \times \cos(\varphi_U - \varphi_E)}{1 - \left(\frac{X_E}{X_L} + \frac{R_E}{R_L} \right) \times \frac{I_E}{I_L} \times \cos(\varphi_E - \varphi_L) + \frac{R_E}{R_L} \times \frac{X_E}{X_L} \times \left(\frac{I_E}{I_L} \right)^2} \text{ e por} \quad (5.3)$$

$$X_{L-E} = \frac{V_{L-E}}{I_L} \times \frac{\sin(\varphi_U - \varphi_L) - \frac{I_E}{I_L} \times \frac{R_E}{R_L} \times \sin(\varphi_U - \varphi_E)}{1 - \left(\frac{X_E}{X_L} + \frac{R_E}{R_L} \right) \times \frac{I_E}{I_L} \times \cos(\varphi_E - \varphi_L) + \frac{R_E}{R_L} \times \frac{X_E}{X_L} \times \left(\frac{I_E}{I_L} \right)^2}, \quad (5.4)$$

onde:

- V_{L-E} é o valor eficaz da tensão entre a fase em defeito e a terra junto do TT da linha;
- φ_U é o argumento do fasor tensão entre a fase em defeito e a terra, junto do TT da linha;
- I_L é o valor eficaz da corrente na linha, na fase em defeito;
- φ_L é o argumento do fasor corrente na linha, na fase em defeito;
- I_E é o valor eficaz da corrente de terra, durante o defeito;
- φ_E é o argumento do fasor corrente de terra, durante o defeito.

Repare-se que as equações (5.3) e (5.4) não incorporam qualquer cálculo fasorial. Isto agiliza o cálculo da impedância equivalente “vista” pela proteção, sendo a sua resposta mais rápida. Esta rapidez de cálculo é essencial para se conseguir eliminar o defeito atempadamente.

Com o valor da reatância de defeito, é possível determinar a sua localização estimada, considerando que o defeito é puramente resistivo, sabendo a reatância da linha completa e o seu comprimento (ou, em alternativa aos dois últimos, sabendo a sua reatância linear, i.e., por unidade de comprimento). Desta forma, considerando as variáveis já enunciadas e que L_L é o comprimento da linha, a distância ao defeito é dada por

$$D_{def} = L_L \times \frac{X_{L-E}}{X_1}. \quad (5.5)$$

Utilizando o programa SIGRA 4 para obter os fasores das correntes e tensão necessários ao cálculo, considerando as características da linha Fernão Ferro - Ribatejo (LFFRJ) constantes na Figura 5.1, a impedância de defeito e o local de defeito foram calculados. Os valores dos dados constam na Tabela 5.3 e resultados na Tabela 5.4.

Tabela 5.3 - Dados da linha LFF.RJ necessários para a determinação da distância ao defeito.

Linha	R_1 (Ω)	X_1 (Ω)	R_0 (Ω)	X_0 (Ω)	R_E/R_L	X_E/X_L	L_L (km)
LFFRJ	2.473	27.216	15.745	64.366	1.78892	0.455002	83.98

Tabela 5.4 - Valores para os cálculos necessários para a localização do defeito e resultados associados.

Lado	I_L (A)	φ_L ($^\circ$)	I_E (A)	φ_E ($^\circ$)	V_{L-E} (kV)	φ_U ($^\circ$)	R_{L-E} (Ω)	X_{L-E} (Ω)	D_{def} (km)
SFF	3118	-82.9	2971	97.1	90.4	0	1.32	20.06	61.90
PCRJ	9094	-74.9	9199	104.8	67.3	0	0.68	4.90	15.12

É facilmente perceptível que o cálculo realizado é apenas aproximado, pois a soma das distâncias ao defeito nos dois extremos não é igual ao comprimento da linha, mas sim igual a 77km. A aproximação é devida, sobretudo, ao facto de se estar perante um regime transitório e os valores eficazes estarem em constante variação e de se considerar apenas um extremo. Contudo, a aproximação obtida é muito satisfatória, conforme se verá nos próximos parágrafos.

O SIGRA 4 tem uma ferramenta poderosa de localização de defeitos, quer recorrendo a apenas um dos extremos, quer recorrendo aos dois extremos, com os oscilogramas sincronizados, sendo esta última opção mais precisa especialmente para linhas alimentadas por ambos os extremos, defeitos envolvendo a terra e defeitos com elevada resistência [71]. Para o caso concreto do defeito sob análise, a avaliação da localização de defeito, recorrendo à ferramenta do SIGRA® 4 e considerando ambos os extremos, encontra-se na Figura 5.3.

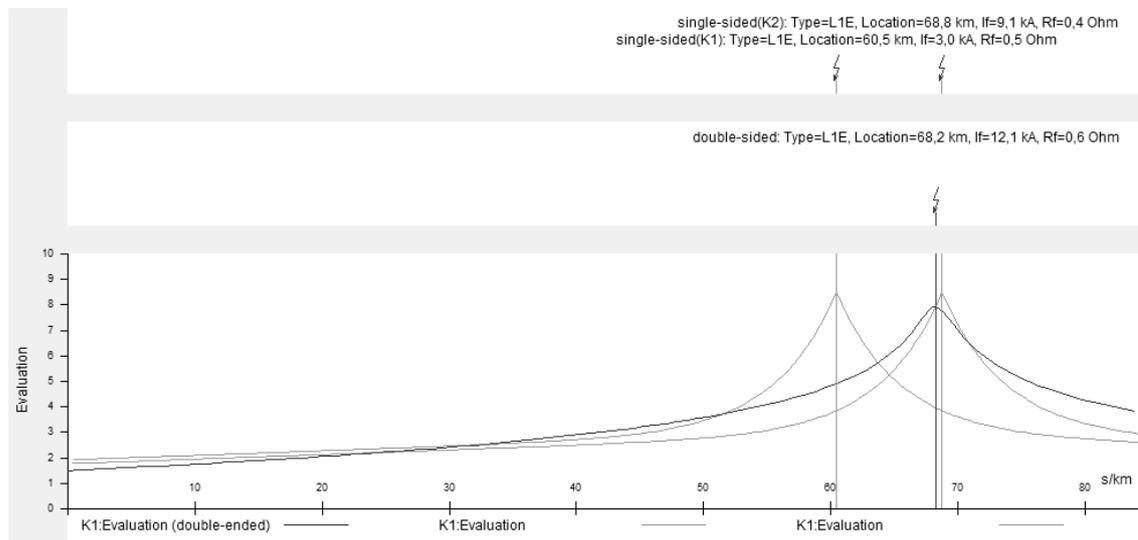


Figura 5.3 - Gráfico Distância Vs Exatidão no cálculo da localização de defeito (numa escala de 0 a 10).

Incidente -> Elementos -> Disparos

Cód. Incidente: 92 / 2015 8769 Incidente List.: LC LS ENF Sair

Data Incidente: 30/Abr/15 Origem: MAT-SP Causa: Cegonhas B1
 Hora Incidente: 06:12:10 Reperc: MAT Obs:
 Autores: ADB/PEC
 GAI:
 Dados Inc. OK? Inc. Excepcional? osc

Elementos da Rede relacionados com o incidente ID 12232 InclID 8769
 Data/Hora de saída serviço: reposição: Tipo Def: Causa: Elemento: LFF.RJ ELEM Info

Data/Hora da abertura disj/TZ:	Data/Hora do fecho disj. / Painel:	Instalação:	Origem da Abertura:	Tipo de Abertura:	Agente:	Repos.:	Icc [kA]	Fases	TED [ms]	Distância [km]
30/04/15 06:12:10	30/04/15 06:12:10	SFF 442	Dist	DR	REL	3,4	0 0	60	68,36	
30/04/15 06:12:10	30/04/15 06:12:10	PCRJ 432	Dist	DR	REL	9,3	0 0	60	15,5	

Observações: -Localização do defeito na SFF via SPT/SAS=62km.
 -Localização do defeito na SPM via A.M.=15,5km.

Abertura/Fecho de disjuntores elem inclID 12232 ID 16289

Disparos: Reposição incompleta

Registo: 1 de 2 Sem Filtro Procurar

Elementos da Rede Registo: 1 de 1 Sem Filtro Procurar

Incidentes Registo: 92 de 153 Sem Filtro Procurar

Figura 5.4 - Dados do Incidente 92/2015 no GestInc.

A localização, obtida na Figura 5.3, indica o defeito a 68.2km de SFF. Comparando este valor com aquele conseguido através de investigações no terreno e constante na Figura 5.4, verifica-se que se encontram muito próximos, validando os modelos utilizados pelo SIGRA® 4. Na Figura 5.3 é ainda possível ver as localizações obtidas com apenas um dos extremos, para os dois casos, com o programa. Do lado de PCRJ, devido à proximidade ao defeito, obteve-se um valor mais próximo do real. Contudo, a localização bidirecional foi efetivamente a mais precisa. Comparando a localização bidirecional com aquela que foi realizada manualmente, e que consta na Tabela 5.4, verifica-se que esta última é uma aproximação razoável e que os valores obtidos são muito próximos àqueles que foram indicados pelo SIGRA 4 para a localização unidirecional.

A análise dos oscilogramas permite a determinação de todos os tempos que foram descritos na secção 3.5.3. Os valores obtidos para os mesmos encontram-se na Tabela 5.5. Para obter o tempo de arranque de cada função de proteção calcula-se a diferença entre o instante que está sinalizado o arranque da proteção e o instante de início de defeito (ver Figura 5.5, para o caso da função DIFL nos dois extremos). O valor verificado para o tempo de atuação da função DIFL é praticamente idêntico ao seu tempo de arranque (i.e., o seu tempo de operação é praticamente nulo), já que esta não é temporizada. O tempo de abertura elétrica dos disjuntores foi calculado de acordo com o posicionamento dos cursores na Figura 5.6. Os restantes tempos foram obtidos através do posicionamento dos cursores de acordo com a definição apresentada na secção 3.5.3. Verifica-se que o sistema de proteção isolou o defeito 59.5ms após a sua ocorrência, o maior dos tempos de atuação dos sistemas de proteção de cada extremo.

Tabela 5.5 - Tempos determinados pela análise oscilográfica relacionados com o incidente 92/2015.

	Tempo do SPT1 de SFF (ms)	Tempo do SPT1 de PCRJ (ms)
Tempo de arranque da DIFL	19	20
Tempo de arranque da DISTEMERG	23	-
Tempo de arranque da DIRT	24	-
Tempo de atuação da DIFL	19	21
Tempo de operação da DIFL	0	1
Tempo de atuação do Sistema de Proteção	58.5	59.5
Tempo de abertura elétrica do disjuntor	40	40
Tempo até ordem de religação	835	994
Tempo de religação	937	1126
Tempo de fecho do disjuntor	103	135

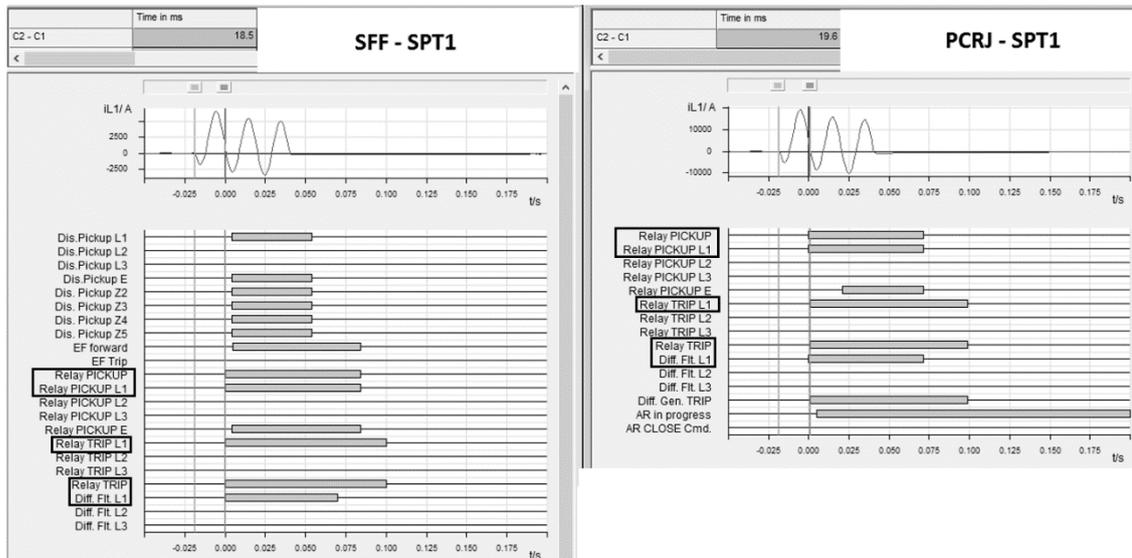


Figura 5.5 - Excerto dos registos de oscilografia obtidos no contexto do incidente 92/2015: SPT1 de SFF e SPT1 de PCRJ - determinação do tempo de arranque e de atuação da função DIFL.

Na Figura 5.5: *Relay PICKUP* é a sinalização geral de arranque do equipamento de proteção e *Relay PICKUP L1* é o arranque na fase L1 (M0) do mesmo equipamento; *Relay TRIP* é a sinalização geral de disparo do equipamento de proteção, sendo *Relay TRIP L1* o disparo da fase L1; *Diff. Fit. L1* é a sinalização de arranque da função DIFL na fase L1.

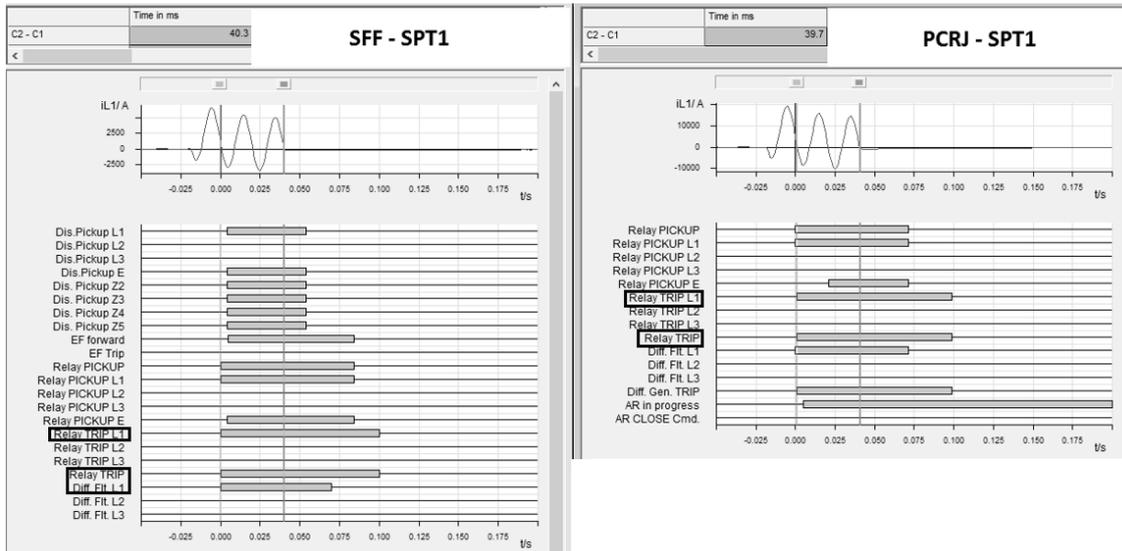


Figura 5.6 - Excerto dos registos de oscilografia obtidos no contexto do incidente 92/2015: SPT1 de SFF e SPT1 de PCRJ - determinação do tempo de abertura dos disjuntores.

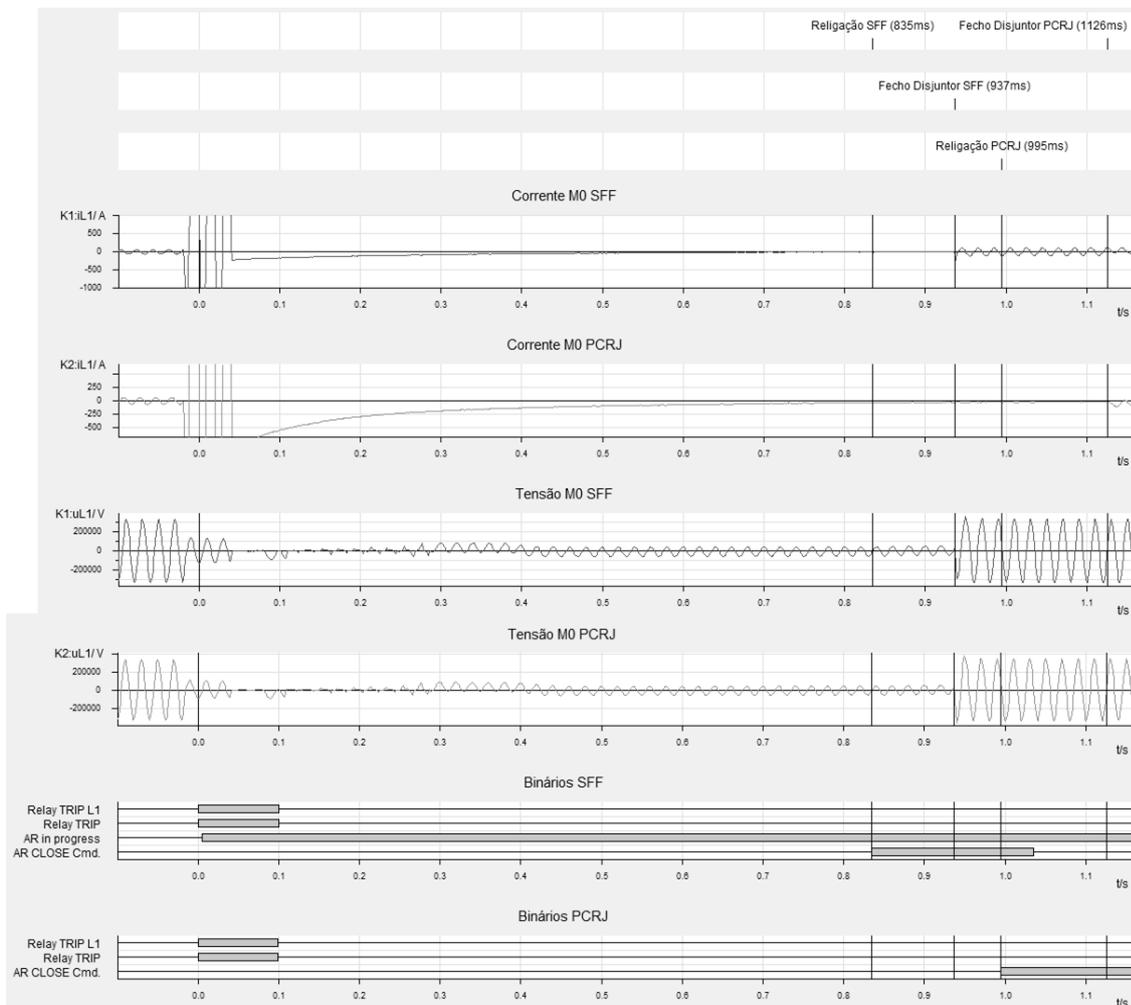


Figura 5.7 - Representação do comportamento da religação monofásica na linha SFF - PCRJ nos oscilogramas obtidos nas duas instalações.

Na Figura 5.7, k1 é o nó correspondente a SFF e k2 corresponde a PCRJ, *AR CLOSE Cmd.* é a sinalização de ordem de fecho ao disjuntor por parte do religador e *AR in progress* é a sinalização de atividade do religador.

O facto de se possuir os registos em ambos os extremos permite a sua sincronização e perceber em detalhe a sequência de acontecimentos do incidente. Esta sincronização foi realizada na Figura 5.7. Percebe-se que as ordens de disparo e a abertura elétrica dos disjuntores foi praticamente simultânea nos dois extremos da linha. Contudo, a religação ocorreu primeiramente do lado de SFF (ordem de fecho, seguida de aparecimento de tensão na linha e corrente em vazio da mesma) e, após 185ms, fechou-se o primeiro disjuntor do lado de PCRJ (ordem de fecho, seguida do aparecimento de corrente de carga do lado PCRJ). Assim, o tempo morto de religação é o menor dos tempos de religação dos extremos, neste caso, 937ms.

A impedância calculada pela função DIST percorre um trajeto no espaço definido pelo diagrama R-X à medida que as tensões e correntes evoluem ao longo das várias etapas do incidente (pré-defeito, defeito e pós-defeito). Pela Figura 5.8, verifica-se que, em ambos os extremos, a impedância de defeito ficou dentro da Zona 1. Do lado de SFF, como o defeito foi "visto" pela proteção a 72.8% da linha, a proteção arrancou em zona Z1, porém, muito perto do seu limite. Contudo, pela localização bidirecional concluiu-se que o defeito encontrava-se a 81% da linha. A margem de 20% que se dá para a zona Z1 é já para ter em conta erros como o que acabou de se verificar. Este comportamento é considerado correto uma vez que a proteção atuou conforme o previsto.

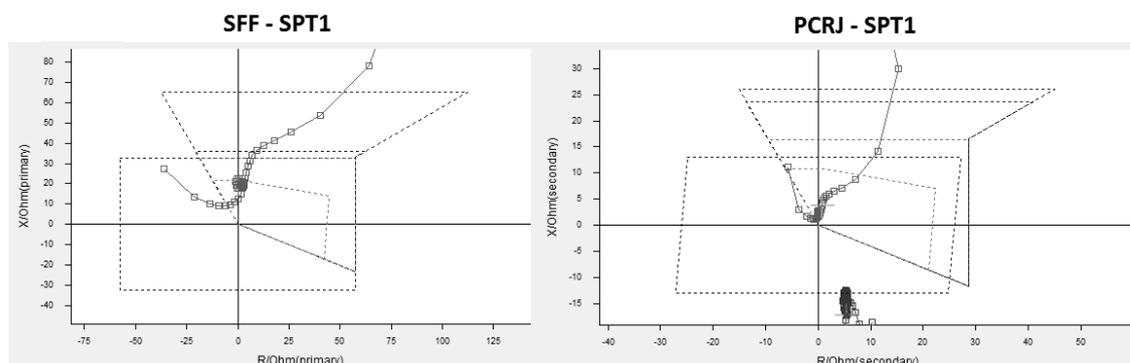


Figura 5.8 - Diagrama de impedâncias com representação da variação da impedância do *loop* MO-Terra, "visto" pelas funções DIST de SFF e de PCRJ (a tracejado está desenhada a característica configurada na função de proteção com os seus vários escalões definidos).

A análise do incidente está concluída. É uma análise semelhante que se pretende com a Aplicação Central de Análise de Incidentes. Os resultados e conclusões obtidos devem ser fornecidos ao Módulo de Monitorização da Condição que, por sua vez, irá atualizar os Indicadores Chave de Performance adequados. Neste caso concreto, apenas considerando os indicadores individuais, os KPI's a atualizar e o valor dessa atualização constam na Tabela 5.6.

Tabela 5.6 - Atualização dos Indicadores Chave de Performance (KPI) relativos aos painéis da linha sede de defeito no incidente 92/2015.

Instalação	Painel	SPT	Função	KPI	Valor
SFF	442 - Ribatejo	SPT1	DIFL	10.1 – Tempo de Operação	0
SFF	442 - Ribatejo	SPT1	DIFL	11 – Tempo de Arranque	19
SFF	442 - Ribatejo	SPT1	DIRT	11 – Tempo de Arranque	24
SFF	442 - Ribatejo	SPT1	DIFL	12.1 - Número de disparos corretos	+1
SFF	442 - Ribatejo	SPT2	DIST	12.1 - Número de disparos corretos	+1
SFF	442 - Ribatejo	SPT1	DIFL	15.1 - Número de arranques bem sucedidos	+1
SFF	442 - Ribatejo	SPT2	DIST	15.1 - Número de arranques bem sucedidos	+1
SFF	442 - Ribatejo	SPT1	DISTEMERG	15.1 - Número de arranques bem sucedidos	+1
SFF	442 - Ribatejo	SPT1	DIRT	15.1 - Número de arranques bem sucedidos	+1
SFF	442 - Ribatejo	SPT1	DIFL	16 - Tempo decorrido desde o último arranque	0
SFF	442 - Ribatejo	SPT2	DIST	16 - Tempo decorrido desde o último arranque	0
SFF	442 - Ribatejo	SPT1	DISTEMERG	16 - Tempo decorrido desde o último arranque	0
SFF	442 - Ribatejo	SPT1	DIRT	16 - Tempo decorrido desde o último arranque	0
SFF	442 - Ribatejo	SPT1	Religador	41 - Número de ligações monofásicas	+1
SFF	442 - Ribatejo	SPT2	Religador	41 - Número de ligações monofásicas	+1
SFF	442 - Ribatejo		Disjuntor	46 - Tempo de eliminação do defeito	58.5
SFF	442 - Ribatejo		Disjuntor	47 - Tempo de abertura do disjuntor	40
SFF	442 - Ribatejo		Disjuntor	48 - Tempo de fecho do disjuntor	103
SFF	442 - Ribatejo		Disjuntor	53 - Número de aberturas do disjuntor em corrente de CC	+1
PCRJ	432 - Fernão Ferro	SPT1	DIFL	10.1 – Tempo de Operação	1
PCRJ	432 - Fernão Ferro	SPT1	DIFL	11 – Tempo de Arranque	20
PCRJ	432 - Fernão Ferro	SPT1	DIFL	12.1 - Número de disparos corretos	+1
PCRJ	432 - Fernão Ferro	SPT2	DIST	12.1 - Número de disparos corretos	+1
PCRJ	432 - Fernão Ferro	SPT1	DIFL	15.1 - Número de arranques bem sucedidos	+1
PCRJ	432 - Fernão Ferro	SPT2	DIST	15.1 - Número de arranques bem sucedidos	+1
PCRJ	432 - Fernão Ferro	SPT1	Religador	41 - Número de ligações monofásicas	+1
PCRJ	432 - Fernão Ferro	SPT2	Religador	41 - Número de ligações monofásicas	+1
PCRJ	432 - Fernão Ferro		Disjuntor	46 - Tempo de eliminação do defeito	59.5

Instalação	Painel	SPT	Função	KPI	Valor
PCRJ	432 - Fernão Ferro		Disjuntor	47 - Tempo de abertura do disjuntor	40
PCRJ	432 - Fernão Ferro		Disjuntor	48 - Tempo de fecho do disjuntor	135
PCRJ	432 - Fernão Ferro		Disjuntor	53 - Número de aberturas do disjuntor em corrente de curto-circuito	+1

Neste incidente simples, realizou-se uma análise das proteções instaladas nas subestações até um terceiro nível de distância elétrica ao defeito, considerando as subestações. Esta análise, em tempo não real, não é possível realizar-se com todo o rigor. Tal acontece porque não se conhece a topologia da rede aquando do incidente e quais são os grupos que se encontram em funcionamento a alimentar o curto-circuito. Numa rede emalhada este estudo é muito mais complexo que no caso de uma rede radial. Assim, a análise foi simplificada de forma a adaptar-se aos dados e tempo disponível para a sua realização.

No estudo simplificado, começou-se por analisar os RCA's de todas as subestações que estão dentro do intervalo em estudo. Assim, detetaram-se as proteções que arrancaram e adquiriu-se os oscilogramas das mesmas. Através dos oscilogramas, calculou-se a impedância de defeito visualizada para jusante da proteção respetiva (equações (5.3) e (5.4)). Dos locais onde não se conseguiu obter oscilogramas (devido ao não arranque das proteções ou devido a impossibilidades de comunicação nos sistemas), considerou-se o equivalente de impedâncias vistas para jusante⁴⁸. Apenas se considerou a função DIST (portanto somente o SPT2) e apenas o nível de 400kV, porque as contribuições dos níveis de tensão inferiores são mais reduzidas e, por conseguinte, as proteções desses níveis não arrancaram.

O esquema de ligação de todas as instalações em análise, tendo em consideração a localização espacial relativa das instalações, mas não se encontrando à escala, encontra-se na Figura 5.9. No Anexo G encontra-se a tabela construída com os dados do estudo efetuado à função DIST de todos os equipamentos que se encontram nas instalações sob análise. Na mesma, também se apresentam os indicadores individuais que devem ser atualizados devido à investigação efetuada. Na Tabela 5.7, encontra-se a tabela com a atualização dos valores dos indicadores agregados por modelo de equipamento de proteção, onde os indicadores considerados são os seguintes: 13.2 - número de falhas de arranque; 14.2 - número de arranques imprevistos; 19.2 - número de arranques incorretos em caso de defeito na zona 2. Desta última tabela, verifica-se que a proteção 7SA612 v4.70 teve o maior número de falhas de atuação, podendo-se justificar uma verificação de todos os equipamentos desse modelo.

⁴⁸ Salienta-se que, a ideia de aplicação de equivalentes de impedâncias apenas seria correto no caso de a rede ser radial. Assim, é apenas uma aproximação à impedância "vista" pela proteção que será tanto melhor, quanto maior for a contribuição (i.e., o *infeed*) da linha protegida pela proteção em análise, para a corrente de defeito.

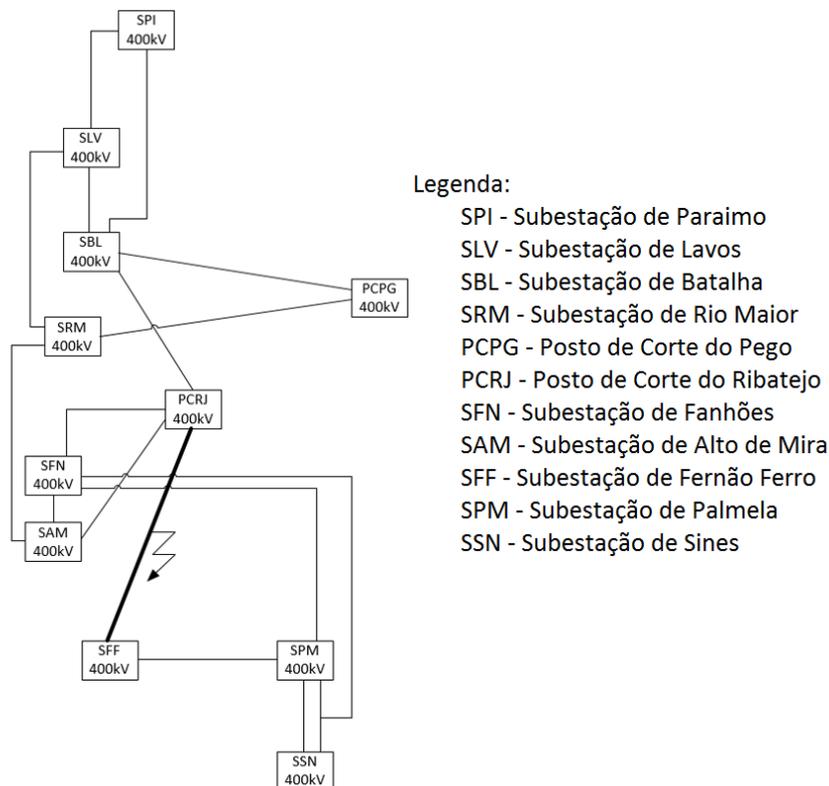


Figura 5.9 - Esquema unifilar da ligação entre as instalações sob análise (tem em conta a localização espacial relativa, mas não se encontra à escala).

Tabela 5.7 - Atualização dos indicadores agregados por modelo de equipamento de proteção como resultado da análise de terceiro nível efetuada à função DIST no âmbito do incidente 92/2015.

Equipamento	13.2	14.2	19.2
REL531	+1	-	-
7SA612 v4.71	+1	-	-
7SA612 v4.70	+2	-	-

Evidencia-se que as conclusões obtidas, logo a atualização dos indicadores, apenas serve como exemplo da sua aplicação. Para se poder aferir o correto funcionamento dos equipamentos, os dados e profundidade do estudo realizado não são suficientes, uma vez que não é possível afirmar que uma proteção deveria ter arrancado, quando não o fez, apenas por cálculos de impedância através de circuitos equivalentes (séries e paralelos). Contudo, através dos oscilogramas obtidos das proteções que arrancaram, podemos dizer se o seu arranque estava ou não previsto com toda a certeza.

O incidente analisado não teve qualquer repercussão ao nível da Energia Não Fornecida e todos os equipamentos funcionaram corretamente: todas as funções de proteção e teleproteção tiveram comportamento correto, o sistema de proteção teve comportamento correto e de boa qualidade, segundo os critérios referidos na secção 2.5. Analisar-se-á, de seguida, um caso de comportamento incorreto do sistema de proteção.

5.3 - Incidente N°244/2014: linha Monte da Pedra - Sines (150kV)

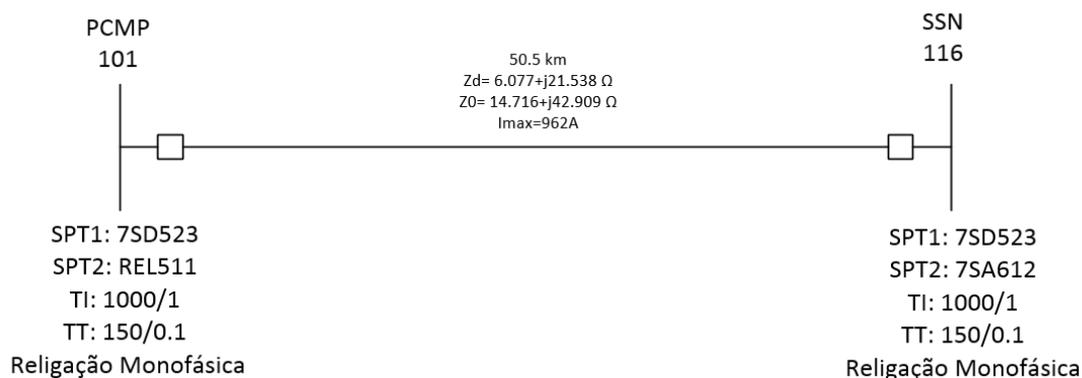


Figura 5.10 - Esquema unifilar da linha Monte da Pedra - Sines (LMP.SN).

A 23 de junho de 2014, às 17:04, ocorreu um incidente na linha que liga o Posto de Corte do Monte da Pedra (PCMP) e a Subestação de Sines (SSN), devido a descargas atmosféricas que se faziam sentir na região. As informações da linha e dos sistemas que a protegem constam na Figura 5.10.

Pela análise dos RCA's gerados (e que se encontram no Anexo H), constata-se o seguinte:

- Do lado de PCMP ocorreram dois disparos trifásicos;
- Em PCMP, atuou o SPT1 (DIFL na fase M4 e neutro) e o SPT2 (DIST na fase M4), o sinal de teleproteção foi enviado para o outro extremo e foi recebida teleproteção já depois de enviada a ordem de disparo ao disjuntor. Cerca de 90ms após o arranque de SPT1 e SPT2, ocorre novo arranque destes sistemas, mas agora na fase M8 e terra. Elaborou, por fim disparo trifásico e definitivo;
- Do lado de SSN ocorreu arranque, em fase M4 e neutro do SPT2 em zona 1, do SPT1, foi enviada teleproteção para o outro extremo, e recebida teleproteção desse mesmo extremo. Cerca de 90ms depois, ocorre novo arranque de SPT1 e SPT2 mas agora em fase M8 e neutro. Ambos os sistemas elaboram disparo trifásico;
- Em SSN há disparo da proteção de Falha de Disjuntor (FDISJ) do painel 116 que abriu os disjuntores dos painéis (ver esquema unifilar no Anexo H): 112, 115, 120, 123, 125, 126, 127 e 617. A atuação da FDISJ foi despoletada cerca de 130ms após o disparo inicial.

O estudo até aqui efetuado sugere um defeito de alguma forma evolutivo. Para esclarecer as dúvidas existentes, passa-se à análise das oscilografias geradas aquando do incidente. De PCMP apenas se obteve o oscilograma de SPT1, enquanto, de SSN, obtiveram-se dos dois sistemas. No Anexo H consta o registo oscilográfico de SPT1 de PCMP e uma compilação dos registos de SPT1 e SPT2 de SSN. Através desta ferramenta é possível verificar a existência de dois defeitos monofásicos e não de um defeito evolutivo: primeiramente ocorre um defeito M4-Terra que é devidamente eliminado pela abertura monofásica dos disjuntores em ambos os extremos. Cerca de 35ms após a extinção desse defeito, verifica-se um novo defeito entre a fase M8 e a terra. Como os disjuntores tinham um polo já aberto, efetuaram abertura trifásica em ambos os extremos. Até aqui, tudo decorreu de acordo com o esperado.

Tabela 5.8 - Tempos determinados pela análise oscilográfica relacionados com o incidente 244/2014 - defeito M4-Terra.

	Tempo do SPT1 de SSN (ms)	Tempo do SPT2 de SSN (ms)	Tempo do SPT1 de PCMP (ms)
Tempo de arranque da DIFL	13	-	12
Tempo de arranque da DIST	-	10	-
Tempo de arranque da DISTEMERG	12	-	11
Tempo de arranque da DIRT	23	25	23
Tempo de atuação da DIFL	13	-	12
Tempo de atuação da DIST	-	30	-
Tempo de operação da DIFL	0	-	0
Tempo de operação da DIST	-	20	-
Tempo de atuação do Sistema de Proteção	52	52	61
Tempo de abertura elétrica do disjuntor	39	23	49

Tabela 5.9 - Tempos determinados pela análise oscilográfica relacionados com o incidente 244/2014 - defeito M8-Terra ((1) - Sem sinalização de arranque).

	Tempo do SPT1 de SSN (ms)	Tempo do SPT2 de SSN (ms)	Tempo do SPT1 de PCMP (ms)
Tempo de arranque da DIFL	13	-	12
Tempo de arranque da DIST	-	(1)	-
Tempo de arranque da DISTEMERG	-	-	-
Tempo de arranque da DIRT	67	64	-
Tempo de atuação da DIFL	23	-	12
Tempo de atuação da DIST	-	19	-
Tempo de operação da DIFL	10	-	0
Tempo de operação da DIST	-	(1)	-
Tempo de atuação do Sistema de Proteção	53	53	63
Tempo de abertura elétrica do disjuntor	41	33	51

Não se verificou qualquer religação de ambos os extremos, pelo facto de não ser permitida a religação trifásica, quer em PCMP, quer em SSN. Os tempos de arranque e funcionamento dos sistemas de proteção obtidos, através da análise dos oscilogramas, estão representados, para o primeiro defeito, na Tabela 5.8 e para o segundo defeito na Tabela 5.9. Repare-se que a função DIST do SPT2 de SSN necessitou de 20ms para disparar em Zona 1, após o seu arranque no defeito na fase M4. Este tempo poderá ser relevante (como se referiu na secção 4.4, terá de ser realizado um estudo para determinar os valores de alarme) para se considerar um disparo com tempo de operação incorreto, o que irá ser considerado neste exemplo.

Tabela 5.10 - Valores RMS para corrente e tensão nas 3 fases e neutro/terra no extremo SSN (ref - a terra é a referência para os valores da tensão nas fases; N/T - neutro/terra).

Fase	Pré-defeito		Durante o defeito em M4		Após eliminação do defeito em M4		Durante o defeito em M8		Após eliminação do defeito em M8	
	I (A)	U (kV)	I (A)	U (kV)	I (A)	U (kV)	I (A)	U (kV)	I (A)	U (kV)
M0	168	91.2	147	89.6	161	90.6	222	89.1	1	0.8
M4	170	90.5	3670	77.5	2	10.9	1	1.13	1	0.2
M8	160	91.2	180	89.2	160	90.6	3830	77.3	0	0.5
N/T	5	Ref	3700	Ref	110	Ref	4030	Ref	2	Ref

Tabela 5.11 - Valores RMS para corrente e tensão nas 3 fases e neutro/terra no extremo PCMP (ref - a terra é a referência para os valores da tensão nas fases; N/T - neutro/terra).

Fase	Pré-defeito		Durante o defeito em M4		Após eliminação do defeito em M4		Durante o defeito em M8		Após eliminação do defeito em M8	
	I (A)	U (kV)	I (A)	U (kV)	I (A)	U (kV)	I (A)	U (kV)	I (A)	U (kV)
M0	166	91.1	144	98.3	159	90.6	106	102	0	0.7
M4	160	90.4	2280	24.1	1	11.2	1	1.1	0	0.4
M8	160	90.8	180	94.4	150	90.1	2310	23.1	1	0.7
N/T	4	Ref	2250	Ref	110	Ref	2220	Ref	0	Ref

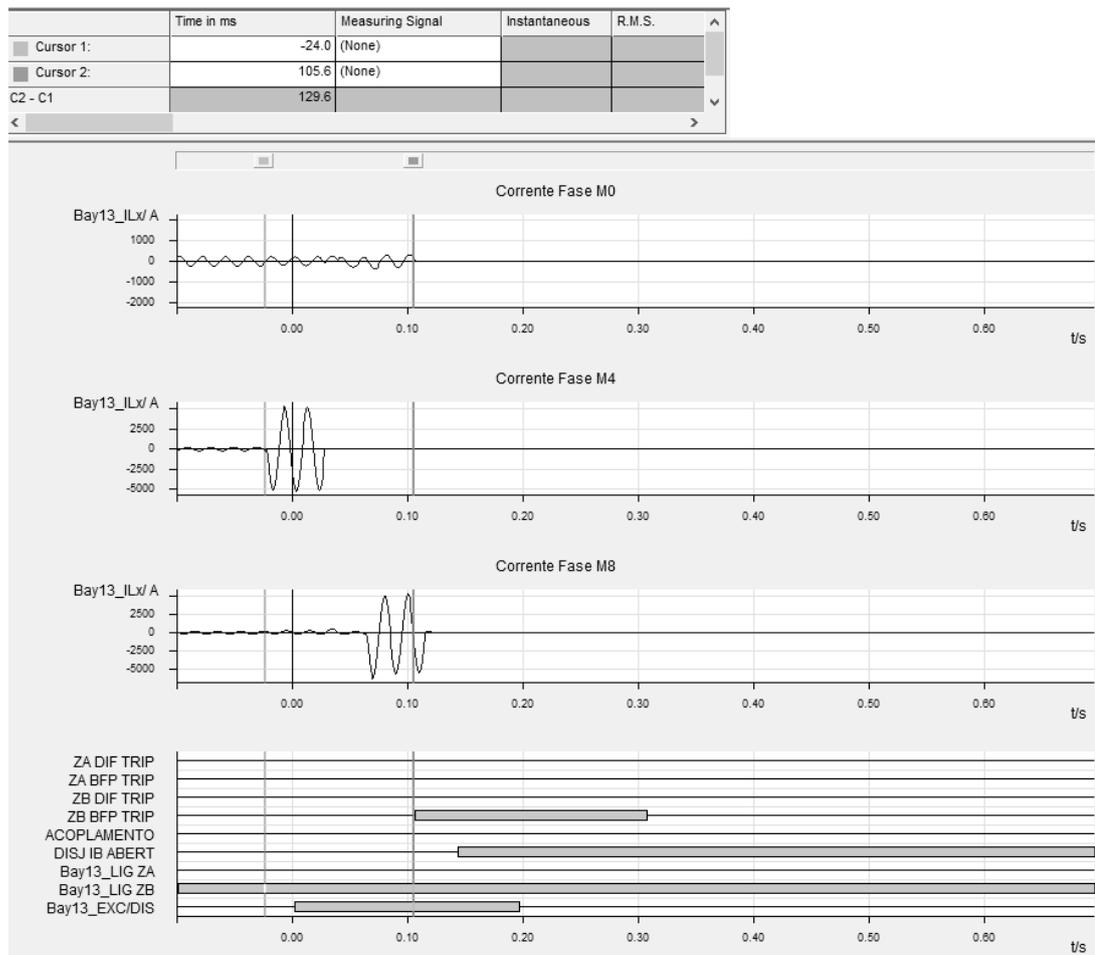


Figura 5.11 - Compilação dos sinais importantes para análise, provenientes dos oscilogramas obtidos do SPB150 de SSN.

Os valores eficazes da corrente e tensão em todas as fases e neutro, em todas as etapas do incidente, podem ser consultados na Tabela 5.10, se medidas no extremo SSN, e na Tabela 5.11 se medidas no PCMP. Como se esperava, a corrente aumentou na fase M4, em ambos os extremos, durante o defeito nessa fase, e observou-se um valor quase nulo para a mesma corrente, após a eliminação desse curto-circuito. Um pouco mais tarde, verifica-se um aumento da corrente na fase M8 que provocou disparo trifásico. O defeito foi isolado, verificando-se valores residuais de corrente e tensão no final.

Analisemos, agora, a atuação da função de Falha de Disjuntor (FDISJ). Esta função está incorporada na proteção de barramento. No caso do barramento de 150kV de SSN, existem os dois sistemas: o SPB, constituído pelo equipamento de modelo REB670 da ABB, e o SPT3, constituído por um 7SS522 da Siemens. A atuação da FDISJ partiu da REB670 e, para a sua análise utilizaram-se as oscilografias geradas por este equipamento. Estes oscilogramas são obtidos por fase. Selecionaram-se os sinais importantes para análise e compilaram-se os mesmos num ficheiro de oscilografia que pode ser visualizado na Figura 5.11. Na Figura:

- *ZA DIF TRIP* - Disparo devido à função DIFB, para os disjuntores de todos os painéis ligados à barra A de 150kV;
- *ZA BFP TRIP* - Disparo devido à função FDISJ, para os disjuntores de todos os painéis ligados à barra A de 150kV;
- *ZB DIFF TRIP* e *ZB BFP TRIP* - mesmo significado que os anteriores, mas o disparo é para todos os painéis ligados à barra B de 150kV;
- *DISJ IB ABERT* - Estado aberto do disjuntor do painel inter-barras;
- *Bay13_LIG ZA* e *Bay13_LIG ZB* - ligação do painel de linha de PCMP ao barramento A e B, respetivamente;
- *Bay13_EXC/DIS*: sinal de excitação da função FDISJ provocada pelo painel de saída de PCMP.

Pela observação da Figura 5.11, percebe-se que o disparo do disjuntor do painel inter-barras e de todos os painéis ligados ao barramento B de 150kV (onde se encontrava ligado o disjuntor em falha, como se pode comprovar pelo sinal *Bay13_LIG ZB*), teve lugar 130ms após a ocorrência do primeiro defeito. A parametrização da função FDISJ deveria ser de, no mínimo 150ms. Conclui-se assim, que existe uma parametrização errada no tempo de operação da proteção. Mas o problema não fica por aqui, pois, como se sabe, o disjuntor do painel de linha de PCMP não teve qualquer falha! Logo, houve uma atuação intempestiva da proteção FDISJ. Este problema teve origem no algoritmo da proteção que teve de ser corrigido. Na Figura 5.12, representa-se a sequência de eventos do incidente, na Subestação de Sines, de forma gráfica.

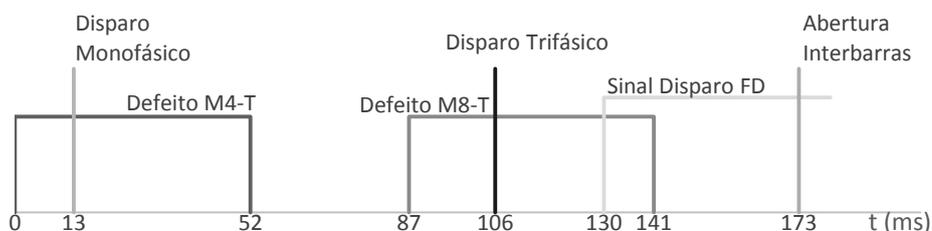


Figura 5.12 - Sequência de eventos ocorridos em SSN devido ao incidente 244/2014 (o eixo vertical representa um sinal lógico e a diferença de amplitudes é apenas para melhor percepção do gráfico).

No que respeita à atuação da função de proteção diferencial de linha, verificou-se um comportamento correto da mesma no SPT1 dos dois extremos e nos dois defeitos. A atuação da proteção de distância pode ser analisada através dos diagramas R-X fornecidos pelo programa SIGRA 4 e que constam na Figura 5.13. Considerando os parâmetros para Zona 1, *loop* monofásico (nos dois extremos: $X=17.23\Omega$ e $R=34.46\Omega$), verifica-se que o arranque nessa zona foi correto, em ambas as instalações. A função direcional de terra, arrancando nos dois extremos e para ambos os defeitos, comportou-se conforme o previsto, uma vez que a corrente de neutro foi superior a 1800A em todos os casos.

A localização do primeiro defeito (e apenas deste) foi possível através do método bidirecional aplicado pelo SIGRA 4, já utilizado na secção anterior. O resultado encontra-se na Figura 5.14: a 34.6km de SSN. A localização dos defeitos indicada pelo "TRIPLOG" de SPT2 de SSN foi: 35.3km para o primeiro defeito e 33.6km do segundo. Já do lado de PCMP, o "TRIPLOG" indicou as seguintes distâncias: 17.1km e 16.1km. Tratam-se, portanto, de defeitos em pontos da linha muito próximos.

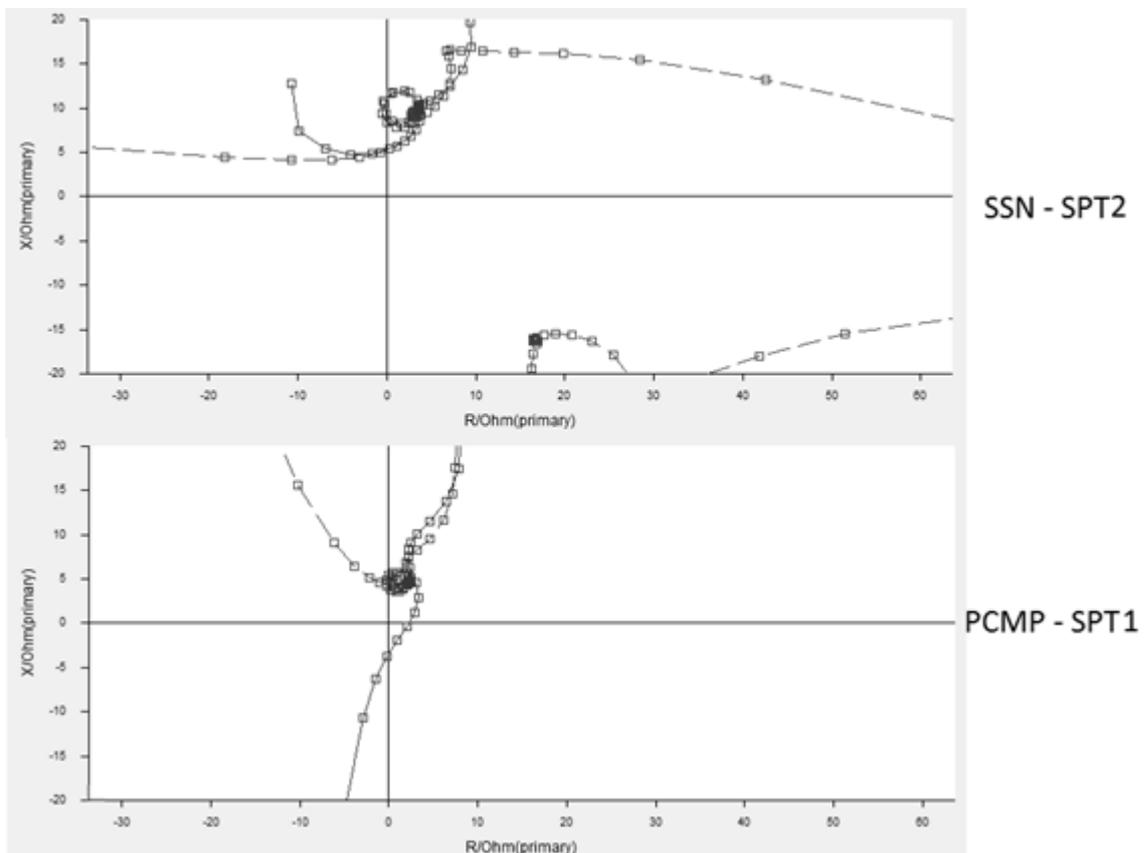


Figura 5.13 - Diagrama de impedâncias com representação da variação da impedância do *loop* M4-Terra (linha a "cheio") e do *loop* M8-Terra (linha a tracejado), "visto" pelas funções DIST de SSN e de PCMP.

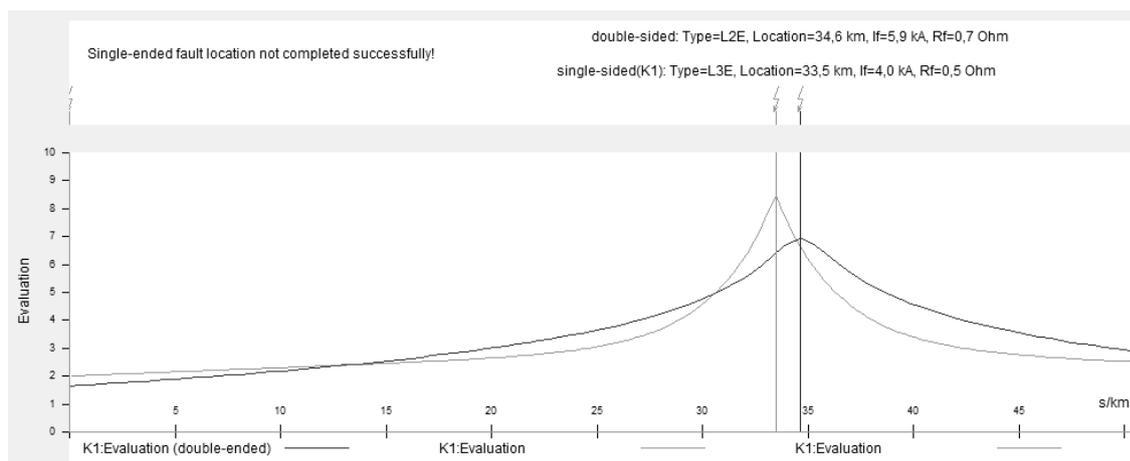


Figura 5.14 - Gráfico Distância Vs Exatidão no cálculo da localização de defeito (numa escala de 0 a 10).

O incidente em análise não causou qualquer interrupção de alimentação aos consumidores. Contudo, um barramento foi inadvertidamente retirado de serviço e isso poderia colocar em causa a estabilidade do sistema. A reposição do barramento e linha foi efetuado pelo Centro de Operação de Rede (COR) nos instantes que se seguiram ao defeito.

Com a análise do incidente, deve-se atualizar os Indicadores Chave de Performance dos sistemas de proteção. Na Tabela 5.12, constam os indicadores individuais que devem ser atualizados e os sistemas aos quais se referem. Os indicadores agregados devem ser atualizados em conformidade com os indicadores individuais. Salienta-se que a atualização realizada ao indicador 10.1, teve em consideração um tempo máximo de tolerância para o disparo de uma proteção em primeiro escalão inferior a 20ms, apenas para exemplo e não deve ser tomado como imperativa. Todas as restantes atualizações são irrefutáveis.

Tabela 5.12 - Atualização dos Indicadores Chave de Performance (KPI) relativos aos painéis da linha sede de defeito e barramento de 150kV de SSN no incidente 244/2014.

Instalação	Painel	SPT	Função	KPI	Valor
PCMP	101 – Sines	SPT1	DIFL	10.1 – Tempo de Operação	0
PCMP	101 – Sines	SPT1	DIFL	11 – Tempo de Arranque	12
PCMP	101 – Sines	SPT1	DISTEMERG	11 – Tempo de Arranque	11
PCMP	101 – Sines	SPT1	DIRT	11 – Tempo de Arranque	23
PCMP	101 – Sines	SPT1	DIFL	10.1 – Tempo de Operação	0
PCMP	101 – Sines	SPT1	DIFL	11 – Tempo de Arranque	12
PCMP	101 – Sines	SPT1	DIFL	12.1 - Número de disparos corretos	+2
PCMP	101 – Sines	SPT2	DIST	12.1 - Número de disparos corretos	+2
PCMP	101 – Sines	SPT1	DIFL	15.1 - Número de arranques bem sucedidos	+2
PCMP	101 – Sines	SPT2	DIST	15.1 - Número de arranques bem sucedidos	+2
PCMP	101 – Sines	SPT1	DISTEMERG	15.1 - Número de arranques bem sucedidos	+1
PCMP	101 – Sines	SPT1	DIRT	15.1 - Número de arranques bem sucedidos	+1

Instalação	Painel	SPT	Função	KPI	Valor
PCMP	101 – Sines	SPT2	DIRT	15.1 - Número de arranques bem sucedidos	+1
PCMP	101 – Sines	SPT1	DIFL	16 - Tempo decorrido desde o último arranque	0
PCMP	101 – Sines	SPT2	DIST	16 - Tempo decorrido desde o último arranque	0
PCMP	101 – Sines	SPT1	DISTEMERG	16 - Tempo decorrido desde o último arranque	0
PCMP	101 – Sines	SPT1	DIRT	16 - Tempo decorrido desde o último arranque	0
PCMP	101 – Sines	SPT2	DIRT	16 - Tempo decorrido desde o último arranque	0
PCMP	101 – Sines		Disjuntor	46 - Tempo de eliminação do defeito	61
PCMP	101 – Sines		Disjuntor	47 - Tempo de abertura do disjuntor	49
PCMP	101 – Sines		Disjuntor	46 - Tempo de eliminação do defeito	63
PCMP	101 – Sines		Disjuntor	47 - Tempo de abertura do disjuntor	51
PCMP	101 – Sines		Disjuntor	53 - Número de aberturas do disjuntor em corrente de curto-circuito	+2
SSN	116 – Monte da Pedra	SPT1	DIFL	10.1 – Tempo de Operação	0
SSN	116 – Monte da Pedra	SPT2	DIST	10.1 – Tempo de Operação	20
SSN	116 – Monte da Pedra	SPT1	DIFL	11 – Tempo de Arranque	13
SSN	116 – Monte da Pedra	SPT1	DISTEMERG	11 – Tempo de Arranque	12
SSN	116 – Monte da Pedra	SPT1	DIRT	11 – Tempo de Arranque	23
SSN	116 – Monte da Pedra	SPT2	DIST	11 – Tempo de Arranque	10
SSN	116 – Monte da Pedra	SPT2	DIRT	11 – Tempo de Arranque	25
SSN	116 – Monte da Pedra	SPT1	DIFL	10.1 – Tempo de Operação	10
SSN	116 – Monte da Pedra	SPT1	DIFL	11 – Tempo de Arranque	13
SSN	116 – Monte da Pedra	SPT1	DIRT	11 – Tempo de Arranque	67
SSN	116 – Monte da Pedra	SPT2	DIRT	11 – Tempo de Arranque	64
SSN	116 – Monte da Pedra	SPT2	DIST	10.2 - Número de Disparos com Tempo de Operação Incorreto	+1
SSN	116 – Monte da Pedra	SPT1	DIFL	12.1 - Número de disparos corretos	+2
SSN	116 – Monte da Pedra	SPT2	DIST	12.1 - Número de disparos corretos	+2
SSN	116 – Monte da Pedra	SPT1	DIFL	15.1- Número de arranques bem sucedidos	+2
SSN	116 – Monte da Pedra	SPT2	DIST	15.1 - Número de arranques bem sucedidos	+1
SSN	116 – Monte da Pedra	SPT1	DISTEMERG	15.1 - Número de arranques bem sucedidos	+1
SSN	116 – Monte da Pedra	SPT1	DIRT	15.1 - Número de arranques bem sucedidos	+2
SSN	116 – Monte da Pedra	SPT2	DIRT	15.1 - Número de arranques bem sucedidos	+2
SSN	116 – Monte da Pedra		Disjuntor	46 - Tempo de eliminação do defeito	52

Instalação	Painel	SPT	Função	KPI	Valor
SSN	116 – Monte da Pedra		Disjuntor	47 - Tempo de abertura do disjuntor	39
SSN	116 – Monte da Pedra		Disjuntor	46 - Tempo de eliminação do defeito	53
SSN	116 – Monte da Pedra		Disjuntor	47 - Tempo de abertura do disjuntor	41
SSN	116 – Monte da Pedra		Disjuntor	53 - Número de aberturas do disjuntor em corrente de curto circuito	+2
SSN	Barramento 150kV	SPB	SPB150	34 – Número de atuações da função de falha de disjuntor	+1
SSN	Barramento 150kV	SPB	SPB150	10.1 – Tempo de Operação	130
SSN	Barramento 150kV	SPB	SPB150	10.2 – Número de disparos com tempo de operação incorreto	+1
SSN	Barramento 150kV	SPB	SPB150	8.1 – Número de disparos intempestivos	+1

5.4 - Determinação do valor dos indicadores agregados com base no registo histórico comportamental dos sistemas de proteção da Rede Nacional de Transporte

No contexto do tema desenvolvido ao longo da presente dissertação, realizou-se um estudo estatístico dos resultados da atividade de análise de incidentes e comportamentos dos sistemas de proteção da Rede Nacional de Transporte. O objetivo foi calcular o valor dos Indicadores Chave de Performance agregados por modelo de proteção que são possíveis com os dados disponíveis. No Anexo I, consta a tabela construída após o tratamento da informação produzida através da análise de incidentes desde o ano 2010 e até junho de 2015.

Na Tabela 5.13, consta o valor dos indicadores agregados de todos os equipamentos que funcionaram, correta ou incorretamente, e daqueles que deveriam ter atuado para eliminar seletivamente o defeito, no período referido no parágrafo anterior. Apenas foi possível determinar os valores dos indicadores seguintes:

- 7 - Número de falhas indicadas pelo *Watchdog* (para este indicador, apenas foram consideradas falhas ocorridas a partir de janeiro de 2015);
- 8.2 - Número de Disparos Intempestivos (indicador agregado por modelo de equipamento de proteção);
- 9.2 - Número de Disparos não seletivos (indicador agregado por modelo de equipamento de proteção);
- 13.2 - Número de falhas de arranque (indicador agregado por modelo de equipamento de proteção).

Da informação contante na Tabela 5.13, percebe-se o mau desempenho da proteção MICOMP545K da Alstom, mais concretamente da sua função DIFL. Trata-se de uma proteção, de tecnologia numérica. O valor dos indicadores é muito expressivo, e, caso a Manutenção Baseada na Condição estivesse implementada, iria despoletar alarmes no sentido de rever todas as proteções deste modelo instaladas na Rede Nacional de Transporte. Dependendo do valor de

alarme para os vários indicadores, a ser determinado em trabalhos futuros, ações de manutenção poderiam ser tomadas para outros modelos.

Tabela 5.13 -Valor dos Indicadores Chave de Performance agregados referentes aos modelos de sistemas de proteção que arrancaram ou deveriam ter arrancado entre janeiro de 2010 e junho de 2015, na RNT.

Modelo/Fabricante/Função Proteção	7	8.2	9.2	13.2
7SA612/Siemens/DIRT	-	0	1	1
7SA612/Siemens/DIST	-	2	3	3
7SA612/Siemens/Equipamento	2	-	-	-
7SA6121/Siemens/DIST	-	1	1	1
7SA6121/Siemens/MAXU	-	1	0	0
7SD523/Siemens/DIFL	-	3	2	2
7SD523/Siemens/DIRT	-	0	1	1
7SD523/Siemens/Equipamento	1	-	-	-
7SS522/Siemens/Equipamento	1	-	-	-
7SS523/Siemens/Equipamento	2	-	-	-
7SS523/Siemens/FD	-	1	0	0
7SV600/Siemens/DIST	-	0	1	1
7UT633/Siemens/Equipamento	2	-	-	-
LZ32/BBC/DIST	-	3	0	0
LZ96/BBC/DIST	-	3	1	1
MICOM545/Alstom/DIFL	-	1	0	0
MICOMP444/Alstom/DIST	-	1	0	0
MICOMP444/Alstom/Equipamento	1	-	-	-
MICOMP543/Alstom/DIFL	-	1	0	0
MICOMP545/Alstom/DIFL	-	1	0	0
MICOMP545/Alstom/DIRT	-	0	2	2
MICOMP545K/Alstom/DIFL	-	4	17	17
MICOMP545K/Alstom/Equipamento	1	-	-	-
RAZFE/ASEA/DIST	-	0	2	2
RAZOA/ASEA/DIST	-	1	0	0
RAZOG/ASEA/DIST	-	0	2	2
REB670/ABB/FD	-	0	1	1
RED670/ABB/DIFL	-	1	0	0
RED670/ABB/DIRT	-	0	1	1
RED670/ABB/Equipamento	6	-	-	-
REL511/ABB/DIRT	-	0	1	1
REL511/ABB/DIST	-	1	0	0
REL521/ABB/DIRT	-	0	1	1
REL521/ABB/DIST	-	0	1	1
REL670/ABB/DIRT	-	1	1	1
REL670/ABB/Equipamento	2	-	-	-
RET521/ABB/DIRT	-	0	1	1
RET670/ABB/Equipamento	1	-	-	-

5.5 - Sumário

Ao longo do Capítulo, mostraram-se algumas potencialidades do modelo de manutenção proposto no Capítulo 4. Para isso, recorreu-se à análise de dois incidentes reais ocorridos na Rede Nacional de Transporte e ainda ao estudo estatístico dos resultados da análise comportamental dos sistemas de proteção obtidos desde 2010. É demonstrado o caráter moroso para se realizar, manualmente, uma análise detalhada. Além disso, é um procedimento sujeito a erros humanos. Neste sentido, a Aplicação Central de Análise de Incidentes irá permitir agilizar o processo de obtenção dos dados necessários e a examinação dos mesmos.

Além da rapidez, a Aplicação Central irá permitir a análise de incidentes em tempo real. Tirando partido desta característica, um estudo mais abrangente do comportamento dos sistemas de proteção é possível. Por estudo mais abrangente, entenda-se a avaliação do comportamento dos sistemas de proteção mais distantes eletricamente do elemento sede de defeito. O estudo simplificado efetuado na secção 5.2 permite a percepção da dificuldade desta análise, dada a exploração em malha da Rede Nacional de Transporte. Contudo, os dados disponibilizados pelo sistema SCADA em tempo real (por exemplo, topologia da rede, valores de corrente nas linhas e tensões nos nós da rede e geradores em paralelo com a rede) permitem aferir o comportamento dos sistemas, com um grau de confiança significativamente maior do que aquele que foi obtido com uma análise simplificada. Com este estudo, é possível detetar problemas existentes nos sistemas de proteção, antes de os mesmos se refletirem na RNT.

Conclui-se que, com base nos Indicadores Chave de Performance atualizados pela Aplicação Central, é possível despoletar ações de manutenção. Por exemplo, no caso de estudo presente na secção 5.3, após a verificação do disparo intempestivo, a Operadora da Rede Nacional de Transporte alterou todos os equipamentos REB670 da rede após contacto com o fornecedor. O mesmo procedeu a alterações de algoritmo da função de Falha de Disjuntor e foram realizados ensaios exaustivos após essas alterações.

Enalteça-se a capacidade de rapidez de eliminação do defeito dos sistemas de proteção atuais, que pode ser comprovada ao longo do Capítulo. Os seus arranques e disparos, em menos de um período do sinal (20ms), de forma seletiva e não intempestiva, permite evitar danos mais graves nos equipamentos da rede e problemas de estabilidade na Rede Nacional de Transporte.

Capítulo 6

Conclusões e possíveis trabalhos futuros

No Capítulo 6 são descritas as principais conclusões do trabalho desenvolvido, seguidas das limitações mais importantes que a implementação do modelo de manutenção poderá ter na Rede Nacional de Transporte em Portugal. Inclui, também, as contribuições do trabalho desenvolvido ao longo da presente dissertação. Algumas sugestões para trabalhos futuros são, por fim, apresentadas.

6.1 - Conclusões

Os sistemas de proteção implementados na REN são completamente redundantes, não apenas ao nível dos sistemas, mas também a nível do processo e das alimentações: dois sistemas de proteção concorrentes (SPT1 e SPT2), alimentação por polaridades distintas, canais duplos de teleproteção, ligação a diferentes núcleos do TI, ligação a diferentes enrolamentos do TT e dois canais de fibra ótica. Apesar de este projeto proporcionar uma elevada fiabilidade, os sistemas de proteção estão sempre sujeitos a falhas que, mesmo que não tragam repercussões imediatas para o processo, podem fazê-lo mais tarde, pois em caso de falha de um sistema a redundância não está garantida. É, assim, essencial uma manutenção adequada dos sistemas de proteção para corrigir as falhas e para evitar que estas tenham consequência no processo.

A Operadora da Rede Nacional de Transporte, atualmente, executa as tarefas de aquisição e análise de registos de oscilografia de forma completamente manual. Contudo, a implementação de um sistema automático de aquisição e tratamento de oscilografia irá revolucionar este paradigma, executando a análise de incidentes de forma rápida e automática. Aproveitando a implementação destes sistemas, a Operadora pretende implementar um modelo de manutenção que tem em conta os resultados dessa análise.

No Capítulo 4 foi proposto um modelo de manutenção que contempla, além das técnicas de manutenção em utilização atual na REN (manutenção corretiva e adaptativa), a Manutenção Baseada na Condição. Esta técnica necessita de monitorizar o equipamento em manutenção para permitir aferir qual o momento no qual o equipamento necessita de ser intervencionado. A monitorização é conseguida através do cálculo de Indicadores Chave de Performance, que foram detalhados no Capítulo 4.

A determinação dos KPI's foi realizada tendo em consideração as características peculiares dos sistemas de proteção. Estes estão no estado de repouso a maior parte do tempo e, quando são chamados a atuar, podem apresentar defeitos ocultos que impedem que o seu comportamento decorra como o previsto. Porém a Rede Nacional de Transporte tem centenas de incidentes por ano. Com uma análise detalhada e automática do funcionamento dos sistemas de proteção, não apenas daqueles que teriam de atuar para eliminar o defeito de forma seletiva, mas também dos sistemas alojados em instalações eletricamente próximas, é possível detetar problemas sem que os mesmos se tornem em defeitos efetivos (i.e., que causem perturbações na rede). Implementa-se, assim, a Manutenção Baseada na Condição.

O módulo de Manutenção Baseada na Condição (CBM) é, implementado na Aplicação Central de Análise de Incidentes. Necessita dos resultados da análise automática, das características da rede, da parametrização dos sistemas de proteção e dos alarmes gerados em tempo real pelos sistemas de proteção. Como resultados, o módulo cria relatórios e alarmes para necessidades de manutenção de acordo com a sua função de tomada de decisão. A tomada de decisão será realizada num trabalho futuro, de acordo com as necessidades e considerações da Operadora da Rede Nacional de Transporte.

Através dos exemplos práticos que foram tratados ao longo da dissertação, concluiu-se que a atualização dos indicadores permitia perceber a existência de problemas nos sistemas de proteção que atuaram ou deveriam de atuar. Além da identificação de falhas, permite realizar um histórico do funcionamento de cada equipamento e de cada modelo de equipamento. Através dos indicadores agregados, problemas sistemáticos de *hardware* e *software* são mais rapidamente detetados e diagnosticados. Através da geração de alarmes numa escala reduzida (apenas três estados), os técnicos podem facilmente identificar o equipamento em avaria e perceber a urgência da intervenção.

A análise até ao terceiro nível de distância elétrica, realizada no primeiro caso de estudo (secção 5.2) permitiu perceber a dificuldade inerente a uma análise deste tipo. Porém, com a informação em tempo real fornecida pelo sistema SCADA, o módulo CBM consegue realizar este estudo mais facilmente, pois tem informação topológica, as medidas das tensões e correntes da rede e quais os geradores que se encontram ao serviço.

A Manutenção Baseada na Condição é uma técnica apropriada aos sistemas de proteção das instalações da REN e, aliada à manutenção corretiva e adaptativa, forma um modelo completo, adequado aos modos de avaria identificados para estes sistemas. Apesar de a sua implementação ser um processo complexo (pois a implementação da Aplicação Central também o é), prevê-se que o modelo desenvolvido irá permitir articular melhor as atividades de manutenção da Operadora da RNT.

6.2 - Limitações da aplicação do trabalho desenvolvido

O modelo de manutenção desenvolvido, sendo implementado na Aplicação Central de Análise de Incidentes, terá todas as limitações desta. É objetivo da presente secção enumerar as limitações e/ou barreiras que a implementação do modelo poderá enfrentar.

Na Rede Nacional de Transporte ainda existem instalações que não estão equipadas com sistemas de proteção digitais/numéricos, encontrando-se equipamentos eletromecânicos e estáticos ao serviço. Nestes equipamentos, não é possível obter registos de oscilografia em formato COMTRADE, e, assim, não serão ligados à Aplicação Central. Não havendo análise oscilográfica, a avaliação do estado dos equipamentos de proteção será mais limitada, tendo

em conta apenas o Registo Cronológico de Acontecimentos (RCA) e nos casos em que o mesmo esteja disponível. Caso contrário, não será possível qualquer monitorização do equipamento de proteção. Esta limitação irá desaparecer à medida que as instalações forem remodeladas.

O módulo CBM terá de enfrentar uma grande diversidade de sistemas de proteção, de funções de proteção e de parametrizações. Uma correta aferição do estado de saúde dos equipamentos terá de ter em conta o tipo tecnológico e modelo de equipamento, quais as funções de proteção que incorpora e se as mesmas estão em condições de funcionar, de acordo com as parametrizações definidas. Só desta forma, a avaliação do estado dos sistemas de proteção é confiável.

Por fim, não existe uma ligação de todas as instalações à Rede de Dados Industrial (RDI) da REN. Em algumas instalações a comunicação remota ainda é apenas realizada via *modem* e, em alguns casos, há mesmo necessidade de deslocação de técnicos ao local. Nestas situações, a Aplicação Central poderá não conseguir adquirir os registos oscilográficos necessários para análise, inviabilizando a Manutenção Baseada na Condição. Recomenda-se a criação de uma ligação efetiva a todas as instalações via RDI para se poder tirar partido de todas as potencialidades na Aplicação Central e do novo modelo de manutenção proposto na presente dissertação.

6.3 - Contribuições da dissertação

O trabalho realizado ao longo da dissertação dá a conhecer a arquitetura das subestações da Rede Nacional de Transporte e, mais detalhadamente a constituição dos seus sistemas de proteção. O método atualmente utilizado para análise de incidentes e comportamento dos sistemas de proteção, com especial enfoque da análise oscilográfica, também é apresentado.

A dissertação apresenta um modelo de manutenção a aplicar aos sistemas de proteção da Operadora da RNT, que tira partido do sistema automático de análise de oscilografias, que se encontra em implementação na REN. Neste âmbito, a constituição do modelo, as ferramentas necessárias e os seus resultados são propostos para aplicação prática na RNT. Os Indicadores Chave de Performance para caracterização do desempenho dos sistemas de proteção foram construídos de forma a ir ao encontro das necessidades e objetivos da REN para os seus sistemas. Os casos de estudo presentes na dissertação permitem comprovar a utilidade e valor acrescentado, para a REN, do modelo de manutenção proposto, permitindo ainda facilitar o processo de implementação. Assim, a REN tem à sua disposição um modelo para manutenção dos seus sistemas de proteção, adaptado às suas necessidades, objetivos e características da sua rede.

Ao longo da dissertação foram realizadas revisões da literatura que permitem perceber o estado atual da arte relacionada com a manutenção dos sistemas de proteção de redes elétricas e com a análise automática de oscilografias. Esta revisão permitiu avançar para um modelo adaptado à Rede Nacional de Transporte em Portugal, mas que poderá também ser adaptada a outras redes. Ao não contemplar uma manutenção preventiva sistemática em prol de um paradigma baseado na condição, tem potencial para ser adotado por outros Operadores de Sistema de Transmissão. Por tudo isto, a dissertação é uma contribuição para o avanço científico na área da manutenção de sistemas de proteção.

6.4 - Possíveis trabalhos futuros

O modelo de Manutenção Baseada na Condição apresentado possui dois módulos. O módulo de Monitorização da Condição, que é devidamente detalhado ao longo da presente dissertação, e o Módulo de Tomada de Decisão, que será um trabalho futuro. Este módulo consistirá num conjunto de testes realizados aos valores dos Indicadores Chave de Performance, que permitirão definir as condições para o surgimento de alarmes de manutenção relacionados com esses indicadores. Os critérios e a aplicação de inteligência computacional (*data mining*) deverão ser alvo de trabalhos futuros por forma a construir o Módulo de Tomada de Decisão.

Propõe-se um estudo de viabilidade económica do modelo apresentado. Apesar de todas as vantagens da aplicação do Modelo, o mesmo requer um investimento inicial sobretudo a nível de *software*, pois a nível de *hardware*, o modelo aproveitará os recursos da Aplicação Central de Análise de Incidentes.

A implementação de Monitorização Baseada para a Condição, através da atualização e registo dos Indicadores Chave de Performance, irá permitir possuir uma base de dados que caracteriza a fiabilidade de cada modelo de equipamento de proteção. Assim, poderão ser calculados os Índices de Fiabilidade de cada modelo e, assim, ter dados significativos para a aplicação de Manutenção Baseada na Fiabilidade ou *Reliability Based Maintenance* (RCM). A aplicação deste paradigma de manutenção deverá ser alvo de trabalhos futuros, para perceber qual a melhor estratégia de manutenção para cada modo de avaria, tendo em conta a fiabilidade dos componentes.

Como as formas de onda obtidas através dos registos oscilográficos contêm informações importantes sobre o estado dos equipamentos e falhas que ocorrem nos mesmos, propõe-se a realização de trabalhos no sentido de aprofundar a investigação nesta área. A aplicação de técnicas de processamento de sinal e algoritmos de tomada de decisão baseados em técnicas de inteligência artificial podem permitir chegar a conclusões significativas passíveis de serem incorporadas no modelo proposto na presente dissertação.

Referências bibliográficas

- [1] A. Grid, *Network Protection & Automation Guide*: ALSTOM, 2011.
- [2] R. E. N. REN. (Acedido em 25 de março de 2015). *REN: Quem Somos - Perfil da Empresa*. Available: Disponível em: http://www.ren.pt/pt-PT/quem_somos/perfil_da_empresa/
- [3] "PAS 55-1: Asset Management. Part 1: Specification for the optimized management of physical assets," British Standards Institution ed, 2008.
- [4] (Acedido em 5 de maio de 2015). *ISO 55000 Standards for Asset Management - Introduction*. Available: Disponível em: <http://www.assetmanagementstandards.com/>
- [5] T. Okamoto and T. Takahashi, "Development of asset management support tools for electric power equipment," in *Condition Monitoring and Diagnosis (CMD), 2012 International Conference on*, 2012, pp. 1-8.
- [6] I.-I. P. Solutions. (2015, Acedido em 14 de maio de 2015). *IPS-EPIS - Enterprise Protection Information System*. Available: Disponível em: <http://www.ips-energy.com/en/Products/epis/>
- [7] A. Pinto, H. Leite, J. Fecha, P. Vidal, H. Pereira, and J. M. Santos, "Path towards PAS-55 in the Portuguese DSO: A working example in the protection and control systems," in *Electricity Distribution (CIRED 2013), 22nd International Conference and Exhibition on*, 2013, pp. 1-4.
- [8] H. F. Tavares, "Aplicação de Metodologias RCM nos Planos de Manutenção de Sistemas de Proteção, Comando e Controlo," Dissertação de Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores, 2012.
- [9] J. Moubray, "Reliability Centered Maintenance," ed Amsterdam: Elsevier Butterworth-Heinemann, 1997.
- [10] E. A. Udren, "Protection system maintenance program choices - TBM, CBM, and PBM," in *Protective Relay Engineers, 2014 67th Annual Conference for*, 2014, pp. 10-22.
- [11] J.-H. Shin and H.-B. Jun, "On condition based maintenance policy," *Journal of Computational Design and Engineering*, vol. 2, pp. 119-127, 2015.
- [12] B. A. Ellis, "Condition based maintenance," *The Jethro Project*, pp. 1-5, 2008.
- [13] R. Ahmad and S. Kamaruddin, "An overview of time-based and condition-based maintenance in industrial application," *Computers & Industrial Engineering*, vol. 63, pp. 135-149, 2012.
- [14] R. Yam, P. Tse, L. Li, and P. Tu, "Intelligent predictive decision support system for condition-based maintenance," *The International Journal of Advanced Manufacturing Technology*, vol. 17, pp. 383-391, 2001.
- [15] M. Bengtsson, *Condition based maintenance systems: an investigation of technical constituents and organizational aspects*: Mälardalen University Eskilstuna, Sweden, 2004.
- [16] R. Kothamasu, S. H. Huang, and W. H. VerDuin, "System health monitoring and prognostics-a review of current paradigms and practices," in *Handbook of Maintenance Management and Engineering*, ed: Springer, 2009, pp. 337-362.
- [17] C. Groba, S. Cech, F. Rosenthal, and A. Gossling, "Architecture of a predictive maintenance framework," in *Computer Information Systems and Industrial*

- Management Applications, 2007. CISIM'07. 6th International Conference on, 2007*, pp. 59-64.
- [18] D. Djurdjanovic, J. Lee, and J. Ni, "Watchdog Agent—an infotronics-based prognostics approach for product performance degradation assessment and prediction," *Advanced Engineering Informatics*, vol. 17, pp. 109-125, 2003.
- [19] J. Yan, M. Koc, and J. Lee, "A prognostic algorithm for machine performance assessment and its application," *Production Planning & Control*, vol. 15, pp. 796-801, 2004.
- [20] C. Fu, L. Ye, Y. Liu, R. Yu, B. lung, Y. Cheng, *et al.*, "Predictive maintenance in intelligent-control-maintenance-management system for hydroelectric generating unit," *Energy Conversion, IEEE Transactions on*, vol. 19, pp. 179-186, 2004.
- [21] J. L. Velasquez, R. Villafafila, P. Lloret, L. Molas, A. Sumper, S. Galceran, *et al.*, "Development and implementation of a condition monitoring system in a substation," in *Electrical Power Quality and Utilisation, 2007. EPQU 2007. 9th International Conference on, 2007*, pp. 1-5.
- [22] Y. Zhu, L. Wu, X. Li, and J. Yuan, "A transformer condition assessment framework based on data mining," in *Power Engineering Society General Meeting, 2005. IEEE, 2005*, pp. 1875-1880.
- [23] K. E. McKone, R. G. Schroeder, and K. O. Cua, "Total productive maintenance: a contextual view," *Journal of Operations Management*, vol. 17, pp. 123-144, 1999.
- [24] K. Sand, O. Gjerde, and D. Nordgård, "Current risk exposure in the distribution sector," *Initial study. Trondheim, SINTEF Energy Research, 2007*.
- [25] I. P. d. Qualidade, "Terminologia da manutenção: NP EN 13306: 2007."
- [26] J. H. Spare, "Building the business case for condition-based maintenance," in *Transmission and Distribution Conference and Exposition, 2001 IEEE/PES, 2001*, pp. 954-956 vol.2.
- [27] C. V. Pinto, *Organização e gestão da manutenção*, 1ª ed.: Editora Monitor 4, 1999.
- [28] J. S. Cabral, *Organização e gestão da manutenção: dos conceitos à prática*, 5ª ed.: Lidel, 1998.
- [29] N. Y. I. S. Operator, "Blackout August 14, 2003 Final Report," New York Independent System Operator 2005.
- [30] UCTE, "FINAL REPORT of the Investigation Committee on the 28 September 2003 Blackout in Italy," 2004.
- [31] UCTE, "Final Report System Disturbance on 4 November 2006."
- [32] REN, *Política e Estratégias de Manutenção*, Coordenação: Asset Management e Planeamento e Engenharia ed.: REN, 2014.
- [33] A. Marques, *GestCSP - Documento de Trabalho*, Documentos Internos ed. Departamento de Engenharia de Sistemas: REN, 2004.
- [34] A. Marques, *Análise Comportamental de Sistemas - Sistemas de Proteção - Critérios de classificação dos defeitos para preenchimento de base de dados da aplicação Gestcomp*, Documentos Internos ed.: REN - Redes Energéticas Nacionais 2008.
- [35] C. Wester, T. Smith, and T. Fahey, "Commissioning and period maintenance of microprocessor-based protection relays at industrial facilities," in *Pulp and Paper Industry Technical Conference (PPIC), Conference Record of 2013 Annual IEEE, 2013*, pp. 135-140.
- [36] H. Tavares, H. Leite, A. Pinto, P. Vidal, and J. Santos, "Applying Reliability Centered Maintenance to a digital protective relay," in *Innovative Smart Grid Technologies (ISGT Europe), 2012 3rd IEEE PES International Conference and Exhibition on, 2012*, pp. 1-5.
- [37] D. Zhao, W. Liang, and X. Zhang, "Relay protection condition assessment based on variable weight fuzzy synthetic evaluation," in *Technologies for Sustainability (SusTech), 2014 IEEE Conference on, 2014*, pp. 115-120.
- [38] REN, *Especificação Técnica e Funcional - Arquitetura e sua funcionalidade*, Documentos Internos ed. Departamento de Engenharia de Sistemas: REN, 2007.
- [39] M. Delgado, "Proteção das Redes Eléctricas de Distribuição, Transporte e Interligação," ed: Porto: Publindústria, Edições Técnicas, 2011.
- [40] PSRC, "Report on Performance of Relaying During Wide-Ared Stressed Conditions," IEEE PSRC - Power System Relaying Committee 2010.

- [41] REN, *Especificação Técnica e Funcional - Sistemas de Proteção*, Documentos Internos ed. Departamento de Engenharia de Sistemas: REN, 2006.
- [42] S. D. Costa, *Proteção de linhas MAT - Ligação à RNT: Função Diferencial de Linha*, Documentos Internos ed. Departamento de Engenharia de Sistemas: REN, 2009.
- [43] REN, *Especificação Técnica e Funcional - Funções de Proteção*, Documentos Internos ed. Departamento de Engenharia de Sistemas: REN, 2008.
- [44] REN, *Especificação Técnica e Funcional - Arquitetura particular dos SPT*, Documentos Internos ed. Departamento de Engenharia de Sistemas: REN, 2007.
- [45] N. Martins, *Proteção de linhas MAT - Ligação à RNT: Função de Distância*, Documentos Internos ed. Departamento de Engenharia de Sistemas: REN, 2009.
- [46] N. Martins, *Proteção de linhas MAT - Ligação à RNT: Esquemas de Teleproteção*, Documentos Internos ed. Departamento de Engenharia de Sistemas: REN, 2009.
- [47] A. d. Santos, *Proteção de linhas MAT - Ligação à RNT: Funções de Proteção de Máxima Intensidade, Direcional de Terra e SOTF*, Documentos Internos ed. Departamento de Engenharia de Sistemas: REN, 2009.
- [48] S. Almeida and A. Marques, *Proteção dos elementos da RNT*, Documentos Internos ed. Departamento de Engenharia de Sistemas: REN, 2003.
- [49] S. Almeida, *Proteção de Falha de Disjuntor*, Documentos Internos ed. Departamento de Engenharia de Sistemas: REN.
- [50] REN, *Proteção de linhas MAT - Ligação à : Restantes Funções SCP1010*, Documentos Internos ed. Departamento de Engenharia de Sistemas: REN, 2009.
- [51] M. A. Ibrahim, *Disturbance analysis for power systems*: John Wiley & Sons, 2011.
- [52] e. a. William Strang, "Considerations for Use Of Disturbance Recorders," *IEEE Power Engineering Society 27/12/2006* 2006.
- [53] X. Luo and M. Kezunovic, "Fault analysis based on integration of digital relay and DFR data," in *Power Engineering Society General Meeting, 2005. IEEE*, 2005, pp. 746-751 Vol. 1.
- [54] J. Perez, "A guide to digital fault recording event analysis," in *Protective Relay Engineers, 2010 63rd Annual Conference for*, 2010, pp. 1-17.
- [55] L. L. Grigsby, *Power system stability and control* vol. 5: CRC press, 2012.
- [56] S. H. Horowitz and A. G. Phadke, *Power system relaying* vol. 22: John Wiley & Sons, 2008.
- [57] F. V. Lopes, D. Fernandes, and W. L. A. Neves, "A Traveling-Wave Detection Method Based on Park's Transformation for Fault Locators," *Power Delivery, IEEE Transactions on*, vol. 28, pp. 1626-1634, 2013.
- [58] A. A. Girgis and C. M. Fallon, "Fault location techniques for radial and loop transmission systems using digital fault recorded data," *Power Delivery, IEEE Transactions on*, vol. 7, pp. 1936-1945, 1992.
- [59] M. Kezunovic and B. Perunicic, "Synchronized sampling improves fault location," *Computer Applications in Power, IEEE*, vol. 8, pp. 30-33, 1995.
- [60] M. Kezunovic, I. Rikalo, C. Fromen, and D. Sevcik, "New automated fault analysis approaches using intelligent system technologies," in *International Conference on Power System Technology, Beijing, China*, 1998.
- [61] M. Kezunovic, "Practical applications of automated fault analysis," in *Power System Technology, 2000. Proceedings. PowerCon 2000. International Conference on*, 2000, pp. 819-824 vol.2.
- [62] A. A. M. Zin and S. P. Abdul Karim, "The utilization of digital fault recorders in protection system analysis on Tenaga Nasional Berhad transmission system," *Power Delivery, IEEE Transactions on*, vol. 22, pp. 2040-2046, 2007.
- [63] M. Kezunovic, "Use of Intelligent Techniques for Analysis of Faults and Protective Relay Operations," in *Power Engineering Society General Meeting, 2007. IEEE*, 2007, pp. 1-3.
- [64] M. M. Guerra, "Especificação dos Requisitos de um Sistema Automático de Aquisição e Tratamento de Oscilografia para apoio à manutenção dos Sistemas de Proteção da Rede Nacional de Transporte," Mestrado, Dissertação de Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores, 2014.
- [65] REN, *Relatório de Qualidade de Serviço 2014*: REN, 2015.

- [66] E. I. Inc. (2015, Acedido em 20 de abril de 2015). *CAPE Software - The power that protection engineers need*. Available: Disponível em: <http://www.electrocon.com/capeintro.php>
- [67] T. Hjartarson, B. Jesus, D. T. Hughes, and R. M. Godfrey, "Development of health indices for asset condition assessment," in *Transmission and Distribution Conference and Exposition, 2003 IEEE PES, 2003*, pp. 541-544 vol.2.
- [68] L. Zhijun, D. Zhihui, and J. Yanjun, "Research on condition-based maintenance strategy of protection systems based on multistage fuzzy comprehensive evaluation," in *Fuzzy Systems and Knowledge Discovery (FSKD), 2014 11th International Conference on, 2014*, pp. 268-272.
- [69] P.-C. Lin, J.-C. Gu, and M.-T. Yang, "An intelligent maintenance model to assess the condition-based maintenance of circuit breakers," *International Transactions on Electrical Energy Systems*, 2014.
- [70] Siemens, *SIPROTEC - Distance Protection 7SA6 - Manual*, 2003.
- [71] Siemens, "SIGRA 4 HTML Help - Fault Locator," ed: Siemens AG.
- [72] R. Dias, *Sistemas de Comando e Controle - Arquiteturas e Funções*, Documentos Internos ed. Departamento de Engenharia de Sistemas: REN, 2014.

Anexo A

Indicadores de desempenho dos sistemas de proteção da Operadora da Rede Nacional de Transporte - Últimos 10 anos

Os dados que constam do presente Anexo, foram retirados de [65]. Na Tabela A.1 são caracterizados os incidentes ocorridos na rede REN e nas redes externas com repercussão na rede REN. A evolução do número de incidentes ao longo dos últimos dez anos encontra-se na Figura A.1.

Tabela A.1 - Caracterização do número de incidentes com repercussões na rede REN.

Rede MAT	Rede AT		Redes externas à REN		TOTAL
	Com repercussão MAT	Sem repercussão MAT	Com repercussão MAT	Com repercussão AT-ENF	
167	2	25	21	0	215

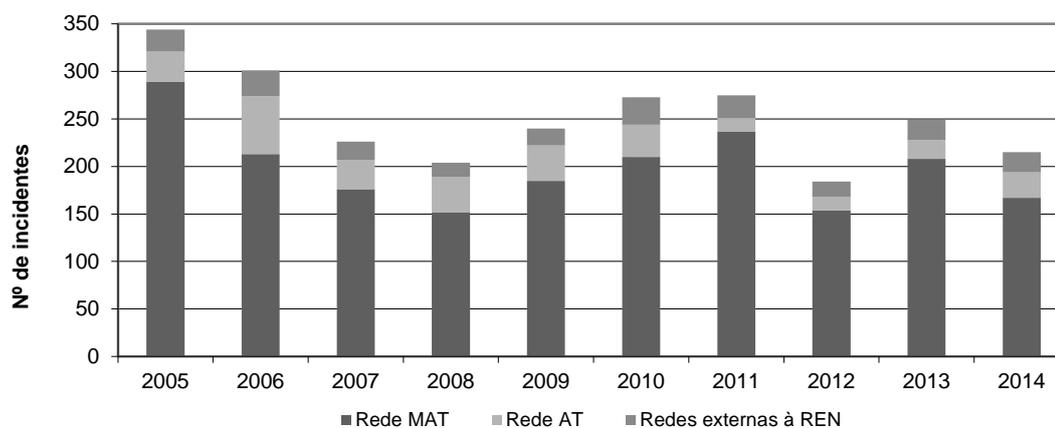


Figura A.1 - Evolução do número de incidentes com repercussões na rede REN.

A evolução dos indicadores, ao longo dos últimos 10 anos, relativos ao funcionamento dos sistemas de proteção podem ser vistos nos gráficos das figuras seguintes, junto das quais também são tecidos alguns comentários.

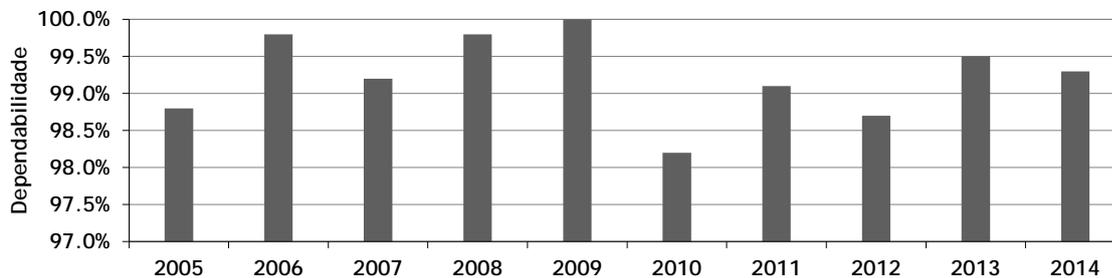


Figura A.2 - Evolução da dependabilidade das funções de proteção ao longo dos últimos 10 anos.

O indicador de dependabilidade de 2014 situou-se acima da média dos últimos 10 anos (99.2%), sendo identificadas 4 falhas de atuação que não interferiram no bom funcionamento dos sistemas de proteção. Em 2009, a dependabilidade foi de 100%!

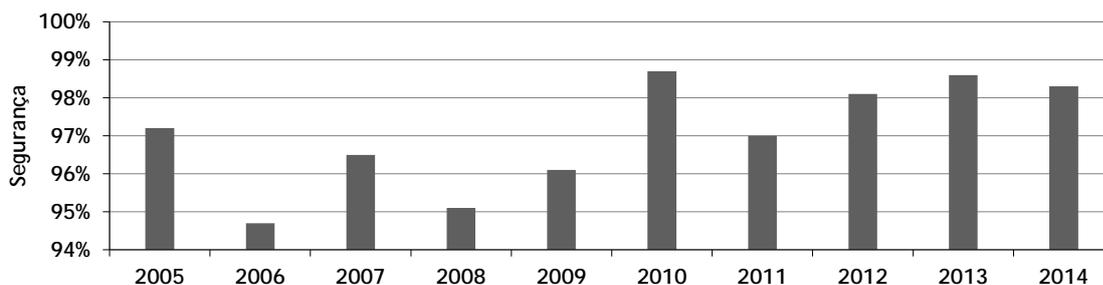


Figura A.3 - Evolução da segurança das funções de proteção ao longo dos últimos 10 anos.

O indicador de segurança de 2014 teve uma pequena redução em relação a 2013. O ano de 2014 registou mesmo menos 160 atuações ou faltas de atuação do que no ano anterior. Não obstante, o indicador situou-se acima da média dos últimos 10 anos (97%).

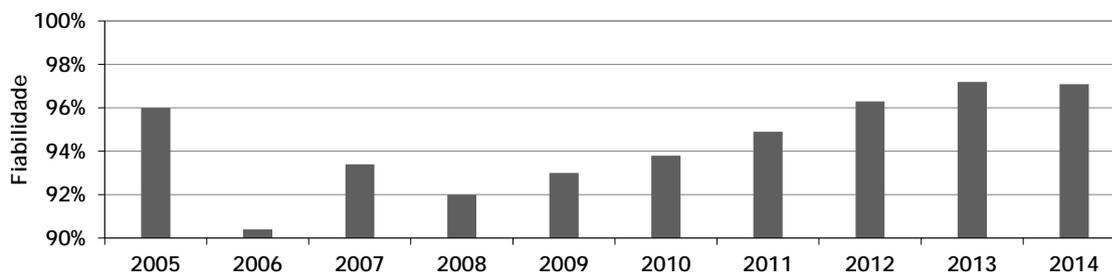


Figura A.4 - Evolução da fiabilidade das funções de proteção ao longo dos últimos 10 anos.

O indicador de fiabilidade, que crescia desde 2008, desceu uma décima em 2014. Apesar disso, situa-se acima da média 94.4%.

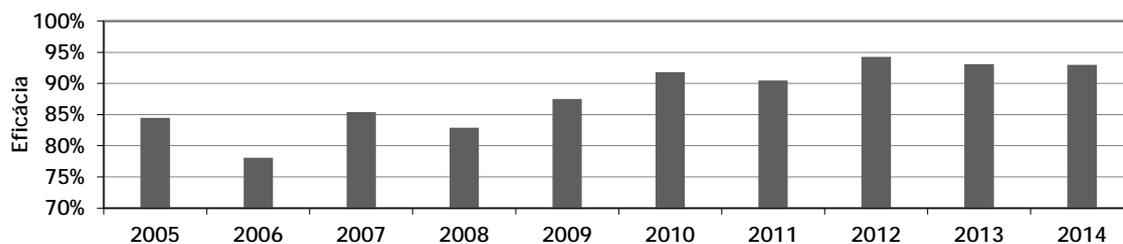


Figura A.5 - Evolução da Eficácia dos sistemas de proteção ao longo dos últimos 10 anos.

Relativamente ao comportamento dos sistemas de proteção, a sua eficácia ficou com um valor superior à média do período em análise (88.1%), embora tenha reduzido desde 2012. O valor do indicador eficácia, referente ao ano de 2014, encontra-se desagregado por nível de tensão na Tabela A.2.

Tabela A.2 - Eficácia dos sistemas de proteção por elemento origem de defeito e nível de tensão.

Elemento origem	Nível de tensão (kV)			
	400	220	150	RNT
Linhas e Cabos				
Total de atuações	52	60	59	171
Comportamento Correto	50	53	57	160
Comportamento Incorreto	2	7	2	11
EFICÁCIA (%)	96,2	88,3	96,6	93,6
Transformadores e Autotransformadores(*)				
Total de atuações	1	0	1	2
Comportamento Correto	1	0	1	2
Comportamento Incorreto	0	0	0	0
EFICÁCIA (%)	100	-	100	100
Barramentos e Inter-barras/Bypass				
Total de atuações	1	0	0	1
Comportamento Correto	1	0	0	1
Comportamento Incorreto	0	0	0	0
EFICÁCIA (%)	100	-	-	100
Outras Redes com Repercussão na RNT (**)				
Total de atuações	3	3	6	12
Comportamento Correto	3	3	4	10
Comportamento Incorreto	0	0	2	2
EFICÁCIA (%)	100	100	67,7	83,3
TOTAL				
Total de atuações	57	63	66	186
Comportamento Correto	55	56	62	173
Comportamento Incorreto	2	7	4	13
EFICÁCIA (%)	96,5	88,9	93,9	93

(*) As perturbações com origem em autotransformadores e transformadores de potência são contabilizadas no nível de tensão mais elevado.

(**) As perturbações com origem noutras redes são contabilizadas no nível de tensão mais alto em que houve repercussão.

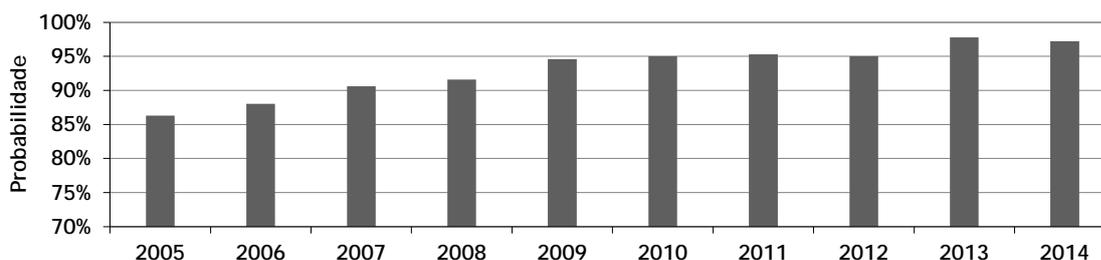


Figura A.6 - Evolução da probabilidade dos sistemas de proteção atuarem num tempo máximo de 150ms.

Apesar de não ser um indicador, a probabilidade dos sistemas de proteção atuarem num tempo inferior ao tempo máximo permitido (150ms para o primeiro escalão) permite perceber a rapidez de isolamento proporcionada pelos sistemas de proteção atuais. Este valor, desde 2009 que se situa acima da meta para 2014 (94.5%), encontrando-se a 97.2%.

Em 2014, o tempo médio de atuação dos sistemas de proteção da RNT foi de 36.17ms. A Tabela A.3, apresenta os tempos médios de atuação por nível de tensão.

Tabela A.3 - Tempo médio de atuação dos sistemas de proteção da RNT por nível de tensão (valores em milissegundos).

	Nível de tensão (kV)			
	400	220	150	RNT
	18,4	52,7	37,3	36,2

A Tabela A.4 mostra, por nível de tensão, o número de atuações seletivas e não seletivas dos sistemas de proteção da RNT e os respetivos graus de seletividade.

Tabela A.4 - Número de atuações seletivas e não seletivas na RNT por nível de tensão.

Atuações	Nível de tensão (kV)			
	400	220	150	RNT
Total de atuações	57	59	65	181
Seletivas	57	57	62	176
Não Seletivas	0	2	3	5
GRAU DE SELECTIVIDADE (%)	100	96,6	95,4	97,2

Relativamente à religação automática, o seu índice de eficácia encontra-se na Tabela A.5 individualizado por nível de tensão, onde se destaca o valor alcançado no nível de tensão de 400kV.

Tabela A.5 - Número de religações e respetiva eficácia na RNT, por nível de tensão.

Religação automática	Nível de tensão (kV)			
	400	220	150	RNT
Total de religações	74	71	84	229
Eficazes	68	55	74	197
Não Eficazes	6	16	10	32
EFICÁCIA (%)	91,9	77,5	88,1	86

Anexo B

Arquitetura dos Sistemas de Proteção Comando e Controlo em implementação nas subestações da Rede Nacional de Transporte

A arquitetura dos sistemas de proteção, comando e controlo, em implementação nas subestações e postos de corte da Rede Nacional de Transporte, está representada na Figura B.1.

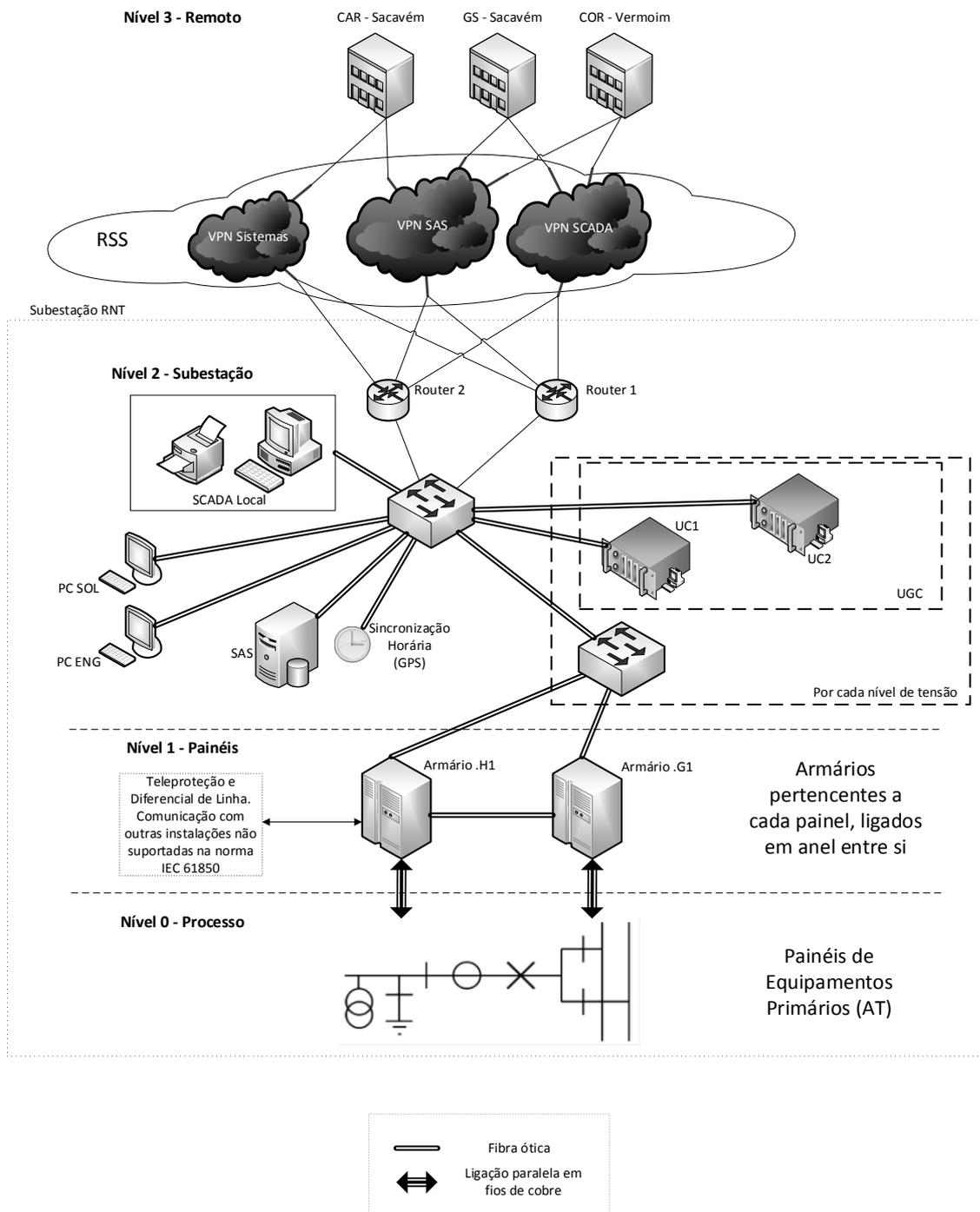


Figura B.1 - Arquitetura dos Sistemas de Proteção Comando e Controlo em implementação nas subestações da Rede Nacional de Transporte.

Anexo C

Funções dos Sistemas de Comando e Controlo

O Sistema de Comando e Controlo de uma subestação é a infraestrutura e o conjunto de funções que suportam o comando e a monitorização local e remota da instalação. É objetivo do presente Anexo realizar um resumo das funções mais importantes destes sistemas, além das referidas na secção 3.2.3, com a ajuda de [72].

Formação de Polaridades

A Unidade de Formação de Polaridades (UFP) tem como objetivo promover a redundância de equipamentos e funções através da alimentação em corrente contínua (DC) via polaridades distintas, i.e., circuitos distintos de alimentação. A UFP é, então o quadro de alimentação em DC existente nos armários do sistema de comando e controlo (armários G).

Modos e regimes de Exploração

Tabela C.1 - Modos e regimes de exploração.

Entidades do Quadro de Seleção de Operador			Operador de Serviço
Nível 2 (central)		Nível 1 (painel) LOC/DIST (local/distância)	
LOC/REM (local/remoto)	MAN/AUT (manual/automático) (apenas onde existe Operador Automático)		
LOC	MAN	DIST	Sala de Comando da Subestação
REM	MAN	DIST	SCADA da REN
X	AUT	DIST	Operador Automático (OPA)
X	X	LOC	Sinótico de comando local (Armário G)

Função que define a hierarquia de comandos da instalação, evitando o comando da instalação por mais do que um operador em simultâneo. O seu funcionamento está resumido na Tabela C.1.

Aquisição e tratamento de medidas

Função de aquisição e tratamento de medidas provenientes de painéis de Alta Tensão (tensão, corrente, potência ativa e reativa, frequência e temperatura de transformadores) e dos painéis de gerais situados no edifício de comando (tensão alternada e contínua, temperatura ambiente, radiação solar e humidade relativa).

Encravamentos de manobra da aparelhagem

É uma função fulcral que tem como objetivo promover a segurança das manobras locais e remotas da aparelhagem de alta tensão das instalações. Suporta-se em equações lógicas implementadas com base nos estados da aparelhagem. É uma função implementada ao nível das Unidades de Gestão de Painel (UGP).

Registo Cronológico de Acontecimentos

É uma função com o objetivo de registar e disponibilizar para consulta, todos os eventos ocorridos na subestação.

Gestão de alarmes

O objetivo da função é auxiliar a manutenção e a operação das instalações, pela clara identificação de elemento em avaria e a causa da mesma.

Regime Especial de Exploração

O Regime Especial de Exploração tem por objetivo incrementar o nível de segurança dos intervenientes nos trabalhos em tensão a realizar nas linhas energizadas a partir dos painéis da REN. Todos os painéis do tipo linha são equipados com esta função.

Telecontrolo das instalações (RTU)

A função RTU suporta a comunicação entre os sistemas de comando e controlo e o Despacho/COR através de VPN respetiva. Tem a seu cargo a receção de comandos e o envio de informação local digital e analógica para o SCADA do Despacho/COR. É duplicada e funciona de modo redundante.

Gestão de Serviços Auxiliares (GSA)

Automatiza os serviços auxiliares de corrente alternada das instalações pela gestão das fontes de alimentação disponíveis com o objetivo de manter o barramento de serviços essenciais alimentado. Dá prioridade às fontes de alimentação suportadas nos transformadores de potência da instalação, atendendo à prioridade estabelecida. Caso não haja energia disponível nos transformadores de potência, pede o arranque do grupo *diesel* de socorro e liga-o ao barramento de serviços essenciais. Assim, que haja energia disponível nos transformadores, faz retornar o serviço a um deles. Conta, ainda, a energia consumida pelos serviços auxiliares da instalação e faz a regulação automática da tensão dos transformadores de serviços auxiliares quando alimentados por autotransformadores.

Regulação de Tensão e do Trânsito de Potência

Ao nível de 60kV, promove a regulação automática de tensão nos barramentos desse nível, de acordo com o valor de referência e a banda morta pré-estabelecida. Atua em função do desvio da tensão, segundo uma curva de tempo inverso. Além disso, minimiza a corrente de circulação num paralelo de transformadores.

Nos níveis de tensão mais elevados, implementa comandos aos reguladores em carga dos autotransformadores e autotransformadores desfasadores para o controlo do trânsito de potência entre redes de diferentes níveis de tensão. A regulação é manual a partir da instalação ou por telecomando desde o SCADA da REN.

Comando sequencial de equipamento AT

Função que permite o comando de aparelhagem de Alta Tensão por uma emissão sequencial de comando pré-definidos, para um ou mais painéis. O pedido para iniciar a execução de uma sequência de comandos pode ser feito pelo operador quer localmente (PCC da instalação), quer por telecomando.

Armazenamento seletivo de informação (SAS)

O objetivo da função é a aquisição cronológica de toda a informação espontânea ocorrida numa subestação ou posto de corte, através de uma ligação com todas as Unidades de Gestão Central (UGC's) do sistema de comando e controlo.

Corte por tensão zero (CTZ)

O objetivo da função é promover a abertura automática dos disjuntores na situação de apagão. Nos sistemas atuais existe um automatismo por painel (exceto inter-barras e gerais). O sistema abre o disjuntor se ocorrerem, simultaneamente, as condições de tensão nula no painel por um período superior a 5 segundos:

- Tensão nas 3 fases inferior a 30% do valor nominal da tensão;
- Corrente nas três fases inferior a 3% do valor nominal da corrente;
- Informação digital de tensão com origem na caixa de reagrupamento dos TT's ("Tensão OK")

Religação Lenta

A função tem como objetivo repor automaticamente o serviço na sequência de disparo simples ou após uma religação mal sucedida. Os tempos para tentativa de reposição do serviço são os seguintes:

- Após disparo simples, nível de Muito Alta Tensão: 30 segundos após disparo;
- Após disparo simples, nível de Alta Tensão: 15 segundos após disparo;
- Após religação mal sucedida pelo sistema de proteção: 2.5 minutos após disparo definitivo.

A religação lenta está naturalmente sujeita a um conjunto de condições:

- Religação Lenta Ligada (localmente);
- Religações permitidas (pelo COR);
- Regime Especial de Exploração Desligado;
- Painel preparado para entrar ao serviço;
- Disjuntor fechado durante mais de 60 segundos antes dos disparos;
- Ausência de alarmes no disjuntor;
- Ausência de ordem de fecho manual;

- Disparo não provocado pelo sistema de proteção de barramento ou falha de disjuntor.

Point on wave (POW)

A função consiste na manobra controlada do disjuntor, fazendo que esta ocorra, em cada uma das fases, na passagem da tensão por um valor estabelecido de acordo com o tipo de carga protegida pelo disjuntor. O objetivo é minimizar fenómenos transitórios na rede, aumentando a vida útil dos equipamentos primários e reduzir o risco de disparos intempestivos devidos às componentes harmónicas da corrente de magnetização de núcleos ferromagnéticos. Reside na UGP do painel, possuindo dois modos de funcionamento (tripolar e monopolar) consoante o tipo de comando do disjuntor.

Monitorização de disjuntores

Função com objetivo de monitorização, para efeitos de manutenção, de vários parâmetros de operação de disjuntores.

Oscilografia

Função com o objetivo de registo de grandezas analógicas e de sinais digitais, na ocorrência de determinados acontecimentos.

Deslastre Frequenciométrico

O objetivo da função é o de promover a abertura automática de disjuntores em caso de sub-frequência na rede. Esta função é aplicada nos painéis de linha de 60kV. A sua atuação é realizada por níveis pré-determinados, de acordo com o programa nacional de deslastre, atualmente com cinco níveis de atuação.

Anexo D

Parametrização das funções de proteção na Rede Nacional de Transporte

No presente anexo será descrita a constituição de cada painel tipo existente na Rede Nacional de Transporte ao nível das funções de proteção, com a ajuda de [41]. Os critérios utilizados na sua parametrização também serão enumerados, tendo em consideração os dados constantes em [64].

SPT3

A constituição do SPT3 é idêntica a todos os tipos de painel, sendo constituído pelas funções de proteção de falha de disjuntor e pela função diferencial de barramento (DIFB). As regulações destas funções encontram-se na Tabela D.1, onde:

- I_{op} é a corrente de operação parametrizada na função de proteção;
- t_{op} é o tempo de operação da função de proteção;
- I_{N_TI} é a corrente nominal do primário do transformador de intensidade com maior relação de transformação;
- $I_{cc_{min}}$ é a corrente de curto-circuito mínima no barramento protegido pelo SPT3.

Tabela D.1 - Parametrizações das funções de proteção pertencentes ao SPT3.

Função de Proteção	Parametrizações (valores no primário)
Falha de Disjuntor	$I_{op} = 1.2 \times I_{N_TI} [A]$ $t_{op} = 150ms$ $I_{op} < 1.2 \times I_{N_TI} [A]$
DIFB	ou $t_{op} = 0ms$ $I_{op} < I_{cc_{min}} [A]$

Painel de Linha de Muito Alta Tensão

Cada painel de linha MAT é constituído por três sistemas de proteção: SPT1, SPT2 e SPT3. As funções de proteção que constituem os sistemas SPT1 e SPT2 constam na Tabela D.2. A parametrizações das funções de proteção constam na Tabela D.3, onde, além das variáveis já enumeradas, constam as seguintes variáveis:

- Z_{op} é a impedância de operação da função de proteção;
- Z_{linha} é a impedância direta da linha;

- $Zd_{l,max}$ é a impedância direta da maior linha adjacente à linha a proteger;
- K é um parâmetro característico da curva inversa, de acordo com a normalização da Comissão Eletrotécnica Internacional;
- Z_ARRFW é a zona correspondente ao escalão de arranque “para a frente”;
- Z_REV é a zona correspondente ao escalão de arranque “para trás”;
- DB significa topologia de Duplo Barramento;
- DM significa topologia de Disjuntor e Meio.

Tabela D.2 - Funções de proteção que constituem os sistemas SPT1 e SPT2 dos painéis de linha MAT.

Função de Proteção	SPT1	SPT2
DIFL	Sim	Não
DIST	Não	Sim
DITEMERG	Sim	Não
DIRT	Sim	Sim
MIEMERG	Sim	Sim
SOTF	Sim	Sim
RELIG	Sim	Sim
SYNC	Sim	Sim

Tabela D.3 - Parametrizações das funções de proteção pertencentes ao sistemas SPT1 e SPT2 do painel de linha MAT.

Função de Proteção	Parametrizações (Valores no primário)				
DIFL	$I_{op} = 300A$			$t_{op} = 0ms$	
	Zona 1	Zona 2	Zona 3	Z_ARRFW	Z_REV
DIST e DISTEMERG ⁴⁹	$Z_{op} (\Omega)$ $= 0.8 \times Zd_{linha}$	$\geq 1.2 \times Zd_{linha}$	$\geq 1.2 \times (Zd_{linha} + Zd_{l,max})$	$\geq 1.2 \times (Zd_{linha} + Zd_{l,max})$	$= 0.5 \times Z_ARRFW$
	$t_{op} (ms)$	0	300 a 400	800 a 1000	1000 a 3000
DIRT	$I_{op} = 200A$			Curva de Tempo Normalmente Inverso	
				$K = 0.4$	
MIEMERG	$I_{op} = 1800A$			150/220 kV	400 KV
	Curva de Tempo Definido			$t_{op} = 2.8s$	$t_{op} = 0.4s$
	Corrente	DB e DM	$I_{op} = 3 \times I_{N, TI} [A]$	$t_{op} = 0s$	Não direcional
SOTF	Distância	DB	$Z_{op} = Z_{ARRFW} [\Omega]$	$t_{op} = 0s$	Não direcional
		DM	$Z_{op} = Z_{ARRFW} [\Omega]$	$t_{op} = 0s$	Direcional

⁴⁹ Nota: As parametrizações da impedância operacional nas funções DIST e DISTEMERG correspondem ao valor da reatância operacional. O valor da resistência operacional é igual ao da reatância operacional, no caso de *loop* bifásico, e igual ao dobro da reatância operacional no caso de *loop* monofásico.

Painel de Linha de Alta Tensão

Os sistemas de proteção dos painéis de linha AT têm a mesma filosofia dos painéis de linha MAT, com as seguintes diferenças:

- Tem função de proteção de Máxima Intensidade Homopolar;
- Não têm esquemas de teleproteção;
- O primeiro escalão de DIST é “alongado”, i.e., a impedância de operação da Zona 1 é igual à da Zona 2, sendo os tempos correspondentes a cada zona iguais aos constantes na Tabela D.3. No caso de a religação estar ativa, o primeiro escalão apenas está ativo no primeiro disparo.

A parametrização das funções de proteção constituintes dos painéis de linha AT é definida pela Operadora da Rede Nacional de Distribuição em Portugal (EDP Distribuição, à data da realização da dissertação).

Painel de Transformador

O painel de transformador é constituído pelos sistemas de proteção SPT1, SPT2 e SPT3. O SPT2 é normalmente constituído por dois equipamentos designados por SPT2.1 e SPT2.2. Os sistemas SPT1 e SPT2.1 são exatamente iguais.

Tabela D.4 - Funções de proteção que constituem os sistemas SPT1 e SPT2 dos painéis de transformador.

Função de Proteção	SPT1	SPT2
DIFT	Sim	Sim
DIST	Não	Sim
MI	Sim	Sim
DIRT	Não	Sim
MIEMERG	Não	Sim
MIHBIB	Sim	Sim
MIH	Sim	Sim
REF	Sim	Sim

As parametrizações das funções de proteção nos painéis de transformador deverão estar de acordo com a Tabela D.5. Além das variáveis já definidas, na tabela encontram-se ainda as seguintes variáveis:

- $Z_{TRANSF_{min}}$ é a impedância mínima⁵⁰ equivalente do transformador “vista” do lado AT;
- $Z_{TRANSF_{max}}$ é a impedância máxima⁵⁰ equivalente do transformador “vista” do lado AT;
- $I_{N_{Tr_MAT}}$ é a corrente nominal do transformador de potência, do lado MAT;
- $I_{N_{Tr_AT}}$ é a corrente nominal do transformador de potência, do lado AT.

⁵⁰ A impedância equivalente do transformador varia com a posição da tomada de regulação em carga.

Tabela D.5 - Parametrizações das funções de proteção pertencentes ao sistemas SPT1 e SPT2 do painel de transformador.

Função de Proteção	Parametrizações (Valores no primário)			
DIFT	$I_{op} = 0.3 \times I_{N_TI} [A]$	$t_{op} = 0ms$	2ªHarmónica 20%	3ªHarmónica 30%
	Zonas para o transformador		Zonas para a linha AT	
	Zona 1	Zona 2	Zona 1	Zona 2
DIST e DISTEMERG ⁵¹	$Z_{op} (\Omega) = 0.8 \times Z_{TRANSF_{min}}$	$= 1.2 \times Z_{TRANSF_{max}}$	Zonas coordenadas como sistemas de proteção dos painéis de linha AT	
	$t_{op} (s) = 0.2$	1.2	$0.3-0.7$	2.5
DIRT	$I_{op} = 500A$	Curva de Tempo Definido	$t_{op} = 2.5s$	
MI (regulada lado MAT)	$I_{op} = 1.8 \times I_{N_Tr_MAT} [A]$	Curva de Tempo Definido	$t_{op} = 2.8s$	
MIEMERG (regulada lado AT)	$I_{op} = 1.8 \times I_{N_Tr_AT} [A]$	Curva de Tempo Definido	$t_{op} = 2.5s$	
	Neutro	$I_{op} = 400A$	Tempo Definido	$t_{op} = 2.8s$
	Reatância	$I_{op} = 120A$	Tempo Definido	$t_{op} = 2.8s$
MIH	Transformador "Biberão" (TSA)	$I_{op} = 30A$	Tempo Definido	$t_{op} = 4.5s$
REF	$I_{op} = 0.3 \times I_{N_TI} [A]$			

Painel de Autotransformador

O painel de autotransformador é constituído pelos sistemas de proteção SPT1 (SPT1/H e SPT1/L), SPT2 (SPT2/H e SPT2/L) e SPT3 (SPT3/H e SPT3/L). /H e /L representam, respetivamente, o lado de mais alta e o lado de mais baixa tensão do autotransformador. As funções de proteção que constituem o painel de proteção de autotransformador constam na Tabela D.6.

⁵¹ Nota: As parametrizações da impedância operacional nas funções DIST e DISTEMERG correspondem ao valor da reatância operacional. O valor da resistência operacional é igual ao da reatância operacional, no caso de *loop* bifásico, e igual ao dobro da reatância operacional no caso de *loop* monofásico, nas zonas para as linhas. Nas zonas para o transformador, o valor da resistência é igual ao da reatância para os dois tipos de *loop*.

Tabela D.6 - Funções de proteção que constituem os sistemas SPT1 e SPT2 dos painéis de autotransformador.

Função de Proteção	SPT1	SPT2
DIFT	Sim	Sim
DIST	Sim	Sim
MI	Sim	Sim
DIRT	Sim	Sim
MIEMERG	Sim	Sim
MIHBIB	Sim	Sim
MIH	Sim	Sim
REF	Sim	Sim

Tabela D.7 - Parametrizações das funções de proteção pertencentes ao sistemas SPT1 e SPT2 do painel de autotransformador.

Função de Proteção	Parametrizações (Valores no primário)			
DIFT	$I_{op} = 0.3 \times I_{N_TI} [A]$	$t_{op} = 0ms$	2ª Harmónica 20%	3ª Harmónica 30%
	Zonas para o transformador		Zonas para as linhas	
	Zona 1	Zona 2	Zona 1	Zona 2
DIST e DISTEMERG ⁵²	$Z_{op} (\Omega) = 0.8 \times Z_{TRANSF_{min}}$	$= 1.2 \times Z_{TRANSF_{max}}$	$= 0.4 \times Z_{d_{min}}$	$= 1.2 \times Z_{d_{max}}$
	$t_{op} (s) = 0.2$	<i>Dependente do nível de tensão</i>		
DIRT	$I_{op} = 300A$	Curva de Tempo Normalmente Inverso	$k = 0.4$	
MI (regulada lado H)	$I_{op} = 1.8 \times I_{N_Tr_H} [A]$	Curva de Tempo Definido	$t_{op} = 3.2s$	
MIEMERG	$I_{op} = 1.8 \times I_{N_Tr} [A]$	Curva de Tempo Definido	$t_{op} = 3.2s$	
MIHBIB	$I_{op} = 30A$	Curva de Tempo Definido	$t_{op} = 4.5s$	
MIH (neutro)	$I_{op} = 1.2 \times I_{N_Tr_L} [A]$	Curva de Tempo Definido	$t_{op} = 3.2s$	
REF	$I_{op} = 0.3 \times I_{N_TI} [A]$			

⁵² Nota: As parametrizações da impedância operacional nas funções DIST e DISTEMERG correspondem ao valor da reatância operacional. O valor da resistência operacional é igual ao da reatância operacional, no caso de *loop* bifásico, e igual ao dobro da reatância operacional no caso de *loop* monofásico, nas zonas para as linhas. Nas zonas para o autotransformador, o valor da resistência é igual ao da reatância para os dois tipos de *loop*.

As parametrizações típicas para as funções de proteção que pertencem ao painel de autotransformador constam na Tabela D.7. Além das variáveis atrás definidas, na tabela encontram-se as seguintes variáveis:

- $ZTRANSF_{min}$ é a impedância direta mínima equivalente “vista” do lado de mais alta ou mais baixa tensão do autotransformador, de acordo com o painel a ser parametrizado;
- $ZTRANSF_{max}$ é a impedância direta máxima equivalente “vista” do lado de mais alta ou mais baixa tensão do autotransformador, de acordo com o painel a ser parametrizado;
- Zd_{min} é a impedância da linha com menor impedância, “vista” do lado de mais alta ou mais baixa tensão do autotransformador, de acordo com o painel a ser parametrizado;
- Zd_{max} é a impedância da linha com maior impedância, “vista” do lado de mais alta ou mais baixa tensão do autotransformador, de acordo com o painel a ser parametrizado;
- $I_{N_Tr_H}$ é a corrente nominal do autotransformador do lado de mais alta tensão;
- I_{N_Tr} é a corrente nominal do autotransformador do lado de mais alta ou mais baixa tensão do autotransformador, de acordo com o painel a ser parametrizado;
- $I_{N_Tr_L}$ é a corrente nominal do autotransformador do lado de mais baixa tensão.

Painel de Bateria de Condensadores

O painel de bateria de condensadores é constituído pelos sistemas de proteção SPT1, SPT2 e SPT3. A constituição de SPT1 e SPT2 consta da Tabela D.8. Estas funções encontram-se parametrizadas de acordo com o constante na Tabela D.9. Além das variáveis atrás definidas, na tabela encontram-se as seguintes variáveis:

- I_{N_Bat} é a corrente nominal da bateria de condensadores;
- U_{op} é a tensão de operação da função de proteção (tensão composta).

Tabela D.8 - Funções de proteção que constituem os sistemas SPT1 e SPT2 dos painéis de bateria de condensadores.

Função de Proteção	SPT1	SPT2
MI	Sim	Sim
MIH	Sim	Sim
MAXU	Sim	Sim
Sobrecarga	Sim	Sim
Desequilíbrio	Sim	Sim

Tabela D.9 - Parametrizações das funções de proteção pertencentes aos sistemas SPT1 e SPT2 do painel de bateria de condensadores.

Função de Proteção	Parametrizações (Valores no primário)		
MI	Com sincronização ao fecho	$I_{op} = 1.5 \times I_{N_Bat}$	$t_{op} = 50ms$
	Sem sincronização ao fecho	$I_{op} = 1.5 \times I_{N_Bat}$	$t_{op} = 200ms$
MIH	Com sincronização ao fecho	$I_{op} = 0.8 \times I_{N_Bat}$	$t_{op} = 50ms$
	Sem sincronização ao fecho	$I_{op} = 0.8 \times I_{N_Bat}$	$t_{op} = 150ms$
MAXU	$U_{op} = 69kV$		$t_{op} = 5s$
Sobrecarga	$I_{op} = 1.2 \times I_{N_Bat}$		$t_{op} \geq 5s$

Painel de Reatância *Shunt*

O painel de reatância *shunt* é constituído pelos sistemas de proteção SPT1, SPT2 (SPT2.1 e SPT2.2) e pelo SPT3. As funções de proteção que constituem o SPT1 e o SPT2 constam na Tabela D.10. Como o número de reatâncias *shunt* que se encontram nas instalações da REN é reduzido, a parametrização das funções é realizada caso a caso não existindo, até ao momento, qualquer normalização.

 Tabela D.10 - Funções de proteção que constituem os sistemas SPT1 e SPT2 dos painéis de reatância *shunt*.

Função de Proteção	SPT1	SPT2
DIF	Sim	Sim
DIST	Não	Sim
REF	Sim	Sim
MIH (neutro)	Sim	Sim
DIRT	Não	Sim
MAXU	Não	Sim

Painel de Inter-barras (IB)

O painel de Inter-barras tem apenas o sistema SPT3, à exceção do nível de 60kV que também possui a função de proteção de Máxima Intensidade (MI). Esta função é parametrizada com curva de tempo definido, $I_{op} = 1.5 \times I_{N_TI}$ [A] e $t_{op} = 2.2s$.

Painel de Inter-barras/*By-pass* (IBBP)

O painel de IBBP é constituído pelo SPT1, SPT2 e SPT3. O SPT1 e SPT2 são constituídos apenas pela função DIST cujas parametrizações são realizadas recorrendo ao agrupamento de painéis de linha. Este agrupamento é necessário uma vez que existem, no máximo, 4 grupos de regulação por sistema de proteção (6 grupos já são admitidos em proteções mais recentes).

Aquando da realização de um *By-pass*, as proteções do painel de linha em *By-pass* continuam ativas, embora o equipamento primário não o esteja. Assim, se uma proteção do painel de linha atuar, envia teleproteção ao painel IBBP que irá emitir ordem de disparo ao seu disjuntor se:

- A tensão na linha for inferior a 60% da tensão nominal e receber o sinal de teleproteção referido;
- Ocorrer disparo de função MI, regulada com curva de tempo definido, $I_{op} = 1.5 \times I_{N_TI}$ [A] e $t_{op} = 0s$, e receber o sinal de teleproteção referido.

Anexo E

Quadro Resumo dos Indicadores Chave de Performance (KPI's)

Segue-se a listagem completa dos Indicadores Chave de Performance (KPI's) definidos ao longo da presente dissertação. Na tabela resumo, consta o código do indicador, o seu nome, a classe à qual pertence, o modo de avaria respetivo ou a justificação para a sua determinação e ainda o grau de alarme que o indicador deverá gerar de acordo com o seu valor.

Tabela E.1 - Quadro resumo dos Indicadores Chave de Performance (KPI's)

Número	Indicador	Unidade	Tipo de Indicador	Modo de Avaria/Justificação	Grau de Alarme
1	Temperatura	°C	Individual - IED	Sub e sobretemperatura pode danificar o equipamento	Escala crescente
2	Humidade Relativa	%	Individual - IED	Humidade acima do especificado pode danificar o equipamento	Escala crescente
3	Tempo total em operação	anos	Individual - IED	Envelhecimento do equipamento	I
4	Tempo decorrido após a última manutenção efetuada	anos	Individual - IED	Envelhecimento do equipamento e necessidades sistemáticas de manutenção	I
5	Tempo decorrido após a última manutenção efetuada/alteração de parâmetros	anos	Individual - IED	Avaria causada por erro humano durante a manutenção	0
6	MTTF	anos	Agregado por modelo de proteção - IED	Envelhecimento do equipamento e necessidades sistemáticas de manutenção	I
7	Número de falhas indicadas pelo Watchdog	-	Agregado por modelo de proteção - IED	Avaria identificada pela ferramenta de autoteste	II
8.1	Número de Disparos Intempestivos (NDI)	-	Individual - Funções de Proteção Gerais	Disparo de uma função de proteção na ausência de defeito	II
8.2	Número de Disparos Intempestivos	-	Agregado por modelo de proteção - Funções de Proteção Gerais	Número excessivo de disparos de uma função de proteção na ausência de defeito, para equipamentos do mesmo modelo	II

Número	Indicador	Unidade	Tipo de Indicador	Modo de Avaria/Justificação	Grau de Alarme
9.1	Número de Disparos não seletivos (NDNS)	-	Individual - Funções de Proteção Gerais	Disparo de uma função de proteção que não corresponde ao isolamento da zona estritamente necessária para eliminar o defeito	II
9.2	Número de Disparos não seletivos	-	Agregado por modelo de proteção - Funções de Proteção Gerais	Número excessivo de disparos de uma função de proteção que não corresponde ao isolamento da zona estritamente necessária para eliminar o defeito, para equipamentos do mesmo modelo	II
10.1	Tempo de Operação da Função de Proteção	ms	Individual - Funções de Proteção Gerais	Implementação de monitorização de curva P-F e permite a atualização do indicador 10.2 e 10.3.	II
10.2	Número de Disparos com Tempo de Operação Incorreto (NDTOI)	-	Individual - Funções de Proteção Gerais	Tempo de operação verificado distante do tempo de operação previsto	II
10.3	Número de Disparos com Tempo de Operação Incorreto	-	Agregado por modelo de proteção - Funções de Proteção Gerais	Tempo de atuação verificado distante do tempo de atuação previsto para um número excessivo de casos num mesmo modelo de proteção	II

132 Quadro Resumo dos Indicadores Chave de Performance (KPI's)

Número	Indicador	Unidade	Tipo de Indicador	Modo de Avaria/Justificação	Grau de Alarme
11	Tempo de Arranque da Função de Proteção	ms	Individual - Funções de Proteção Gerais	Implementação de monitorização de curva P-F, para o tempo correspondente. Permite detetar tempos de arranque anormais das funções de proteção.	II
12.1	Número de disparos corretos (NDC)	-	Individual - Funções de Proteção Gerais	Permite o cálculo de 12.2	0
12.2	Taxa de Ordens de Disparo corretas (TODC)	%	Individual - Funções de Proteção Gerais	Taxa inferior a valor especificado como limite mínimo	I
13.1	Número de Falhas de Arranque (NFA)	-	Individual - Funções de Proteção Gerais	Perante um defeito, uma função de proteção que deveria ter arrancado não o fez	II
13.2	Número de falhas de arranque	-	Agregado por modelo de proteção - Funções de Proteção Gerais	Perante um defeito, a função de proteção que deveria ter arrancado não o fez, para todos os IED's do mesmo modelo	II
14.1	Número de Arranques Imprevistos (NAI)	-	Individual - Funções de Proteção Gerais	Arranque de uma função de proteção imprevista	II
14.2	Número de Arranques Imprevistos	-	Agregado por modelo de proteção - Funções de Proteção Gerais	Arranque de uma função de proteção imprevista em IED's do mesmo fabricante	II
15.1	Número de Arranques Bem Sucedidos (NABS)	-	Individual - Funções de Proteção Gerais	Permite o cálculo de 15.2	0

Número	Indicador	Unidade	Tipo de Indicador	Modo de Avaria/Justificação	Grau de Alarme
15.2	Taxa de Arranques Bem Sucedidos (TABS)	%	Individual - Funções de Proteção Gerais	Taxa inferior a valor especificado como limite mínimo	I
16	Tempo decorrido desde o último arranque	anos	Individual - Funções de Proteção Gerais	Avárias incipientes e avarias causadas por um estado de repouso muito extenso da função de proteção	I
17	Tempo decorrido desde a última alteração de parâmetros	anos	Individual - Funções de Proteção Gerais	Estudos de coordenação para a função de proteção não realizados há um tempo considerável e a rede de transporte está em constante evolução	I
18.1	Número de arranques incorretos em caso de defeito na zona 1	-	Individual - Proteção de Distância	Proteção não arranca em zona 1 para um defeito nessa zona	II
18.2	Número de arranques incorretos em caso de defeito na zona 1	-	Agregado por modelo de proteção - Proteção de Distância	Proteções de determinado modelo não arrancam em zona 1 para um defeito nessa zona	II
19.1	Número de arranques incorretos em caso de defeito na zona 2	-	Individual - Proteção de Distância	Proteção não arranca em zona 2 para um defeito nessa zona	II
19.2	Número de arranques incorretos em caso de defeito na zona 2	-	Agregado por modelo de proteção - Proteção de Distância	Proteções de determinado modelo não arrancam em zona 2 para um defeito nessa zona	II
20	Número de arranques incorretos em caso de defeito dentro das zonas de escalão "para a frente"	-	Individual - Proteção de Distância	Proteção não arranca em escalão "para a frente" para um defeito nesse escalão	II

Número	Indicador	Unidade	Tipo de Indicador	Modo de Avaria/Justificação	Grau de Alarme
21	Número de arranques incorretos em caso de defeito dentro das zonas de escalão "para trás"	-	Individual - Proteção de Distância	Proteção não arranca em escalão "para trás" para um defeito nesse escalão	II
22.1	Número de ausências de atuação de teleproteção quando disparo por PUTT deveria ser executado	-	Individual - Teleproteção	Problemas no envio, receção ou transmissão do sinal de teleproteção para o esquema PUTT	II
22.2	Número de ausências de atuação de teleproteção quando disparo por PUTT deveria ser executado	-	Agregado por modelo de proteção - Teleproteção	Problemas no envio, receção ou transmissão do sinal de teleproteção para o esquema PUTT, em proteções de um modelo específico	II
23.1	Número de ausências de atuação de teleproteção quando disparo por POTT deveria ser executado	-	Individual - Teleproteção	Problemas no envio, receção ou transmissão do sinal de teleproteção para o esquema POTT	II
23.2	Número de ausências de atuação de teleproteção quando disparo por POTT deveria ser executado	-	Agregado por modelo de proteção - Teleproteção	Problemas no envio, receção ou transmissão do sinal de teleproteção para o esquema POTT, em proteções de um modelo específico	II
24.1	Número de ausências de atuação de teleproteção quando disparo por WEI deveria ser executado	-	Individual - Teleproteção	Problemas no envio, receção ou transmissão do sinal de teleproteção para o esquema WEI	II

Número	Indicador	Unidade	Tipo de Indicador	Modo de Avaria/Justificação	Grau de Alarme
24.2	Número de ausências de atuação de teleproteção quando disparo por WEI deveria ser executado	-	Agregado por modelo de proteção - Teleproteção	Problemas no envio, receção ou transmissão do sinal de teleproteção para o esquema WEI, em proteções de um modelo específico	II
25.1	Número de disparos não seletivos provocados pela saturação do Transformador de Intensidade	-	Individual - Proteção diferencial	Problemas de saturação num TI específico e/ou inadequação do TI ao local	II
25.2	Número de disparos não seletivos provocados pela saturação do Transformador de Intensidade	-	Agregado por modelo de TI - Proteção diferencial	Problemas de saturação em TI's do mesmo fabricante	II
26.1	Número de disparos não seletivos provocados por causas não relacionadas com a saturação dos TI's	-	Individual - Proteção diferencial	Erros de <i>hardware</i> ou <i>software</i> de uma proteção específica	II
26.2	Número de disparos não seletivos provocados por causas não relacionadas com a saturação dos TI's	-	Agregado por modelo de proteção - Proteção diferencial	Erros de <i>hardware</i> ou <i>software</i> de um modelo específico de proteção	II
27.1	Valor de corrente diferencial	A	Individual - Proteção diferencial	Monitorização do valor de corrente diferencial; Permite calcular 27.2	0
27.2	Diferença entre o valor de arranque da proteção e o valor de corrente diferencial	A	Individual - Proteção diferencial	Valor de diferença muito reduzido poderá provocar atuações intempestivas	II

Número	Indicador	Unidade	Tipo de Indicador	Modo de Avaria/Justificação	Grau de Alarme
28	Número de defeitos intempestivos provocados por dessincronização temporal	-	Individual - Proteção diferencial	Dessincronização temporal poderá provocar atuações intempestivas	II
29	Número de falhas de canal em topologia de comunicação em cadeia	-	Individual - Proteção diferencial	Falha num canal de comunicação sem redundância	II
30	Número de falhas de apenas um canal em topologia de comunicação em anel	-	Individual - Proteção diferencial	Falha num canal de comunicação com redundância	I
31	Número de falhas de segundo canal em topologia de comunicação em anel	-	Individual - Proteção diferencial	Falha num segundo canal de comunicação com redundância	II
32	Número de atuações da função SOTF	-	Individual - Switch-On To Fault	Indicador de consulta	0
33.1	Número de atuações incorretas da função SOTF	-	Individual - Switch-On To Fault	Atuação da função SOTF no caso de um fecho do disjuntor na ausência de defeito	II
33.2	Número de atuações incorretas da função SOTF	-	Agregado por modelo de proteção - Switch-On To Fault	Atuação da função SOTF em IED's do mesmo modelo no caso de um fecho do disjuntor na ausência de defeito	II
34	Número de atuações da função de falha de disjuntor	-	Agregado por modelo de disjuntor - Proteção de falha de disjuntor	Falha na abertura dos disjuntores de um modelo, após o tempo especificado	II
35.1	Valor da corrente diferencial calculada	A	Individual - Proteção Diferencial de Barramento	Indicador de monitorização da corrente diferencial; permite calcular 35.2	0

Número	Indicador	Unidade	Tipo de Indicador	Modo de Avaria/Justificação	Grau de Alarme
35.2	Diferença entre o valor de arranque da proteção e o valor de corrente diferencial	A	Individual - Proteção Diferencial de Barramento	Valor de diferença muito reduzido poderá provocar atuações intempestivas	II
36.1	Número de atuações da proteção diferencial de barras com perda de todo o serviço de um nível de tensão	-	Individual - Proteção Diferencial de Barramento	Problemas na abertura do disjuntor de Inter-Barras, outro problema na proteção ou todas as linhas ligadas ao mesmo barramento	II
36.2	Número de atuações da proteção diferencial de barras com perda de todo o serviço de um nível de tensão	-	Agregado por modelo de proteção - Proteção Diferencial de Barramento	Problemas na abertura do disjuntor de Inter-Barras ou outro problema nas proteções do mesmo modelo	II
37.1	Número de atuações da função de vigilância dos circuitos secundários do TI	-	Agregado por modelo de proteção - Função de Vigilância do secundário do TI	Problemas nos circuitos secundários dos TI's ou na função que vigia esses circuitos, nos IED's do mesmo modelo	II
37.2	Número de atuações da função de vigilância dos circuitos secundários do TI	-	Agregado por modelo de TI - Função de Vigilância do secundário do TI	Problemas nos circuitos secundários dos TI's ou na função que vigia esses circuitos, nos TI's do mesmo modelo	II
38.1	Número de atuações da função de vigilância dos circuitos secundários do TT	-	Agregado por modelo de proteção - Função de Vigilância do secundário do TT	Problemas nos circuitos secundários dos TT's ou na função que vigia esses circuitos, nos IED's do mesmo modelo	II

Número	Indicador	Unidade	Tipo de Indicador	Modo de Avaria/Justificação	Grau de Alarme
38.2	Número de atuações da função de vigilância dos circuitos secundários do TT	-	Agregado por modelo de TT - Função de Vigilância do secundário do TT	Problemas nos circuitos secundários dos TT's ou na função que vigia esses circuitos, nos TT's do mesmo modelo	II
39.1	Número de atuações da função de vigilância dos circuitos de disparo	-	Agregado por modelo de proteção - Função de Vigilância do circuito de disparo	Problemas nos circuitos de disparo do disjuntor ou na função que vigia esses circuitos, nos IED's do mesmo modelo	II
39.2	Número de atuações da função de vigilância dos circuitos de disparo	-	Agregado por modelo do disjuntor - Função de Vigilância do circuito de disparo	Problemas nos circuitos de disparo do disjuntor ou na função que vigia esses circuitos, nos disjuntores do mesmo modelo	II
40	Número de atuações da função de vigilância dos circuitos de imagem dos seccionadores	-	Agregado por modelo de proteção - Função de Vigilância do circuito de imagem dos seccionadores	Problemas nos circuitos de imagem dos seccionadores ou na função que vigia esses circuitos, nos IED's do mesmo modelo	II
41	Número de religações monofásicas (NRM)	-	Individual - Função de Religação	Permite calcular 42.2	0
42.1	Número de Religações Monofásicas mal sucedidas (NRMMS)	-	Individual - Função de Religação	A religação monofásica pode ser mal sucedida se o defeito é permanente (religação não eficaz) ou se não foi efetuada e deveria ter sido	0

Número	Indicador	Unidade	Tipo de Indicador	Modo de Avaria/Justificação	Grau de Alarme
42.2	Taxa de Religações Monofásicas Bem Sucedidas (TRMBS)	-	Individual - Função de Religação	Taxa inferior a valor especificado como limite mínimo (problemas no religador ou na sua configuração)	I
43	Número de Religações Trifásicas (NRT)	-	Individual - Função de Religação	Permite calcular 44.2	0
44.1	Número de Religações Trifásicas mal sucedidas (NRTMS)	-	Individual - Função de Religação	A religação trifásica pode ser mal sucedida se o defeito é permanente (religação não eficaz) ou se não foi efetuada e deveria ter sido	I
44.2	Taxa de Religações Trifásicas Bem Sucedidas (TRTBS)	-	Individual - Função de Religação	Taxa inferior a valor especificado como limite mínimo (problemas no religador ou na sua configuração)	I
45	Número de falhas de atuação da função <i>Syncrocheck</i>	-	Individual - Função Syncrocheck	Atuação errada da função de sincronismo aquando de uma religação trifásica	II
46	Tempo de eliminação do defeito	ms	Individual - Disjuntor	Tempo de eliminação do defeito superior ao estipulado como tempo máximo devido a problemas nas proteções, transformadores de medida, disjuntores, etc,	II
47	Tempo de abertura do disjuntor	ms	Individual - Disjuntor	Deterioração dos contactos do disjuntor	II
48	Tempo de fecho do disjuntor	ms	Individual - Disjuntor	Deterioração dos contactos do disjuntor	II

140 Quadro Resumo dos Indicadores Chave de Performance (KPI's)

Número	Indicador	Unidade	Tipo de Indicador	Modo de Avaria/Justificação	Grau de Alarme
49	Tempo de operação do motor do disjuntor	ms	Individual - Disjuntor	Má condição das molas do disjuntor	II
50	Número de aberturas dos disjuntores em vazio	-	Individual - Disjuntor	Desgaste das peças mecânicas do disjuntor	II
51	Número de aberturas dos disjuntor em corrente nominal	-	Individual - Disjuntor	Desgaste das peças mecânicas do disjuntor	II
52	Número de fechos do disjuntor	-	Individual - Disjuntor	Desgaste das peças mecânicas do disjuntor	II
53	Número de aberturas do disjuntor em corrente de curto-circuito	-	Individual - Disjuntor	Desgaste das peças mecânicas do disjuntor	II
54	Tempo de serviço do disjuntor	anos	Individual - Disjuntor	Degradação do disjuntor devido à idade	I
55	Desgaste dos contactos do disjuntor	%	Individual - Disjuntor	Desgaste dos contactos do disjuntor	Escala crescente
56	Rácio de erro no canal de fibra ótica	%	Individual - Canais de comunicação	Deterioração do canal de transmissão	II
57	Número de falhas de receção de oscilografias e de sinalizações SAS/RCA	-	Individual - Canais de comunicação	Deterioração do canal de transmissão	I

Anexo F

Dados para análise do incidente 92/2015

Nas Tabelas e Figuras que se seguem contam as ferramentas a que se recorreu para a análise detalhada do incidente 92/2015.

Tabela F.1 - Registo Cronológico de Acontecimentos relativo ao incidente 92/2015 - Subestação de Fernão Ferro (SFF).

Hora	Painel	Sinalização	Estado
06:12:10,76	442 RIBATEJO	SP2 NEUTRO	ARRANQUE
06:12:10,77	442 RIBATEJO	SP2 DIST	ARRANQUE
06:12:10,77	442 RIBATEJO	SP2 DIRT	ARRANQUE
06:12:10,78	442 RIBATEJO	SP2 TELE PT EMISSAO	
06:12:10,78	442 RIBATEJO	SP2 TELE PT RECEP	INICIO
06:12:10,78	442 RIBATEJO	SP2 DIST Z1	DISPARO
06:12:10,78	442 RIBATEJO	SP2 TELEPROT	DISPARO
06:12:10,78	432 PALMEL 5	SP2 NEUTRO	ARRANQUE
06:12:10,78	432 PALMEL 5	SP2 DIST	ARRANQUE
06:12:10,78	442 RIBATEJO	SP2 FASE 0	ARRANQUE
06:12:10,78	431 ATR5	SP2H DIRT	ARRANQUE
06:12:10,78	431 ATR5	SP2H NEUTRO	ARRANQUE
06:12:10,78	431 ATR5	SP2H FASE 0	ARRANQUE
06:12:10,78	442 RIBATEJO	AGR RTU: DISPL2	INICIO
06:12:10,78	442 RIBATEJO	SP1 FASE 0	ARRANQUE
06:12:10,78	442 RIBATEJO	SP1 DIF LINHA	DISPARO
06:12:10,78	442 RIBATEJO	SP1 GERAL	DISPARO
06:12:10,79	442 RIBATEJO	SP2 GERAL	DISPARO
06:12:10,79	432 PALMEL 5	SP2 FASE 0	ARRANQUE
06:12:10,79	442 RIBATEJO	DISJ2 -	?
06:12:10,79	M44 RES/RJ	DISJ3 -	?
06:12:10,80	442 RIBATEJO	SP3 D2 FD EXCITADA	INICIO
06:12:10,80	629 MATA 2	UDF DFREQ BLOQ	INICIO

Hora	Painel	Sinalização	Estado
06:12:10,80	442 RIBATEJO	SP3 D3 FD EXCITADA	INICIO
06:12:10,81	637 AROEIR 2	UDF DFREQ BLOQ	INICIO
06:12:10,81	627 BARREIRO	UDF DFREQ BLOQ	INICIO
06:12:10,81	432 PALMEL 5	SP1 FASE 0	ARRANQUE
06:12:10,81	626 C.BARRE	UDF DFREQ BLOQ	INICIO
06:12:10,81	633 QCD/SANT	UDF DFREQ BLOQ	INICIO
06:12:10,82	636 AROEIR 1	UDF DFREQ BLOQ	INICIO
06:12:10,82	442 RIBATEJO	TENSAO OK	FIM
06:12:10,84	637 AROEIR 2	UDF DFREQ BLOQ	FIM
06:12:10,84	627 BARREIRO	UDF DFREQ BLOQ	FIM
06:12:10,84	633 QCD/SANT	UDF DFREQ BLOQ	FIM
06:12:10,84	629 MATA 2	UDF DFREQ BLOQ	FIM
06:12:10,84	636 AROEIR 1	UDF DFREQ BLOQ	FIM
06:12:10,84	626 C.BARRE	UDF DFREQ BLOQ	FIM
06:12:10,85	442 RIBATEJO	SP2 DIRT BLOQ	INICIO
06:12:10,89	442 RIBATEJO	SP2 TELE PT RECEP	FIM
06:12:10,89	442 RIBATEJO	AGR RTU: DISPL2	FIM
06:12:10,90	442 RIBATEJO	SP3 D2 FD EXCITADA	FIM
06:12:10,91	442 RIBATEJO	SP3 D3 FD EXCITADA	FIM
06:12:10,92	442 RIBATEJO	SP2 RELIG EM ESPERA	INICIO
06:12:10,92	441 RESERVA	SP2 RELIG EM ESPERA	INICIO
06:12:11,00	GSA 2	GSA U NORM TSA1	FIM
06:12:11,00	GSA 2	GSA U NORM TSA2	FIM
06:12:11,00	GSA 2	GSA U NORM TSA3	FIM
06:12:11,00	GSA 1	GSA U NORM TSA1	FIM
06:12:11,00	GSA 1	GSA U NORM TSA2	FIM
06:12:11,00	GSA 1	GSA U NORM TSA3	FIM
06:12:11,10	GSA 1	GSA U NORMAL SE	FIM
06:12:11,10	GSA 1	GSA U NORMAL SNE	FIM
06:12:11,10	GSA 2	GSA U NORMAL SE	FIM
06:12:11,10	GSA 2	GSA U NORMAL SNE	FIM
06:12:11,62	442 RIBATEJO	AGR RTU: RELIGL2	INICIO
06:12:11,62	442 RIBATEJO	SP1 RELIGADOR	RELIGAC
06:12:11,72	442 RIBATEJO	TENSAO OK	INICIO
06:12:11,73	442 RIBATEJO	DISJ2 -	FECHADO
06:12:11,76	441 RESERVA	SP2 RELIG EM ESPERA	FIM
06:12:11,76	442 RIBATEJO	SP2 DIRT BLOQ	FIM
06:12:11,76	442 RIBATEJO	SP2 RELIG EM ESPERA	FIM
06:12:11,81	442 RIBATEJO	AGR RTU: RELIGL2	FIM
06:12:12,03	442 RIBATEJO	SP2 RELIGADOR	RELIGAC
06:12:12,03	442 RIBATEJO	AGR RTU: RELIGL2	INICIO
06:12:12,07	441 RESERVA	SP2 RELIGADOR	RELIGAC
06:12:12,08	441 RESERVA	AGR RTU: RELIGL1	INICIO
06:12:12,14	M44 RES/RJ	DISJ3 -	FECHADO

Hora	Painel	Sinalização	Estado
06:12:12,23	442 RIBATEJO	AGR RTU: RELIGL2	FIM
06:12:12,27	441 RESERVA	AGR RTU: RELIGL1	FIM
06:12:16,10	GSA 2	GSA U NORM TSA3	INICIO
06:12:16,20	GSA 1	GSA U NORM TSA1	INICIO
06:12:16,20	GSA 1	GSA U NORM TSA2	INICIO
06:12:16,20	GSA 1	GSA U NORM TSA3	INICIO
06:12:16,20	GSA 2	GSA U NORM TSA1	INICIO
06:12:16,20	GSA 2	GSA U NORM TSA2	INICIO
06:12:16,30	GSA 1	GSA U NORMAL SE	INICIO
06:12:16,30	GSA 1	GSA U NORMAL SNE	INICIO
06:12:16,30	GSA 2	GSA U NORMAL SE	INICIO
06:12:16,30	GSA 2	GSA U NORMAL SNE	INICIO
06:12:16,62	442 RIBATEJO	SP1 RELIGADOR BLOQ	INICIO
06:12:17,03	442 RIBATEJO	SP2 RELIGADOR BLOQ	INICIO
06:12:17,07	441 RESERVA	SP2 RELIGADOR BLOQ	INICIO
06:12:41,08	442 RIBATEJO	SP2 RELIGADOR BLOQ	FIM
06:12:41,08	441 RESERVA	SP2 RELIGADOR BLOQ	FIM
06:12:43,43	442 RIBATEJO	SP1 RELIGADOR BLOQ	FIM
07:12:10,79	442 RIBATEJO	SP2 LOC DEF KM	62

Tabela F.2 - Registo Cronológico de Acontecimentos relativo ao incidente 92/2015 - Posto de Corte do Ribatejo (PCRJ).

Hora	Painel	Sinalização	Estado
06:02:51,11	422 BATALHA	SP2 FASE 0	ARRANQUE
06:02:51,11	422 BATALHA	SP2 NEUTRO	ARRANQUE
06:02:51,11	422 BATALHA	SP2 DIST Z 4	DISPARO
06:02:51,22	422 BATALHA	SP2 RELIG SINCRO OK	
06:12:10,77	400 TT/ST	TENSAO OK B1	FIM
06:12:10,77	400 TT/ST	TENSAO OK B2	FIM
06:12:10,77	451 FANHOES	TENSAO OK	FIM
06:12:10,77	452 GRUPO 3	TENSAO OK	FIM
06:12:10,77	432 F.FERRO	TENSAO OK	FIM
06:12:10,77	441 A MIRA	TENSAO OK	FIM
06:12:10,77	442 GRUPO 2	TENSAO OK	FIM
06:12:10,78	432 F.FERRO	SP2 FASE 0	ARRANQUE
06:12:10,78	451 FANHOES	SP2 FASE 0	ARRANQUE
06:12:10,78	452 GRUPO 3	TENSAO OK	INICIO
06:12:10,78	422 BATALHA	TENSAO OK	FIM
06:12:10,78	451 FANHOES	SP2 NEUTRO	ARRANQUE
06:12:10,78	451 FANHOES	SP2 DIST Z 4	DISPARO
06:12:10,78	432 F.FERRO	SP2 NEUTRO	ARRANQUE
06:12:10,78	432 F.FERRO	SP2 DIST/DIR/MI EMER	DISPARO
06:12:10,78	432 F.FERRO	SP2 TELEPROT TX	INICIO

Hora	Painel	Sinalização	Estado
06:12:10,78	432 F.FERRO	SP2 DIST REDE FASE 0	ARRANQUE
06:12:10,78	432 F.FERRO	SP2 EXCIT FALHA DISJ	INICIO
06:12:10,78	432 F.FERRO	SP2 DIST Z 1	DISPARO
06:12:10,78	432 F.FERRO	SP2 DIST BARRAS	ARRANQUE
06:12:10,79	432 F.FERRO	SP2	DISPARO
06:12:10,79	432 F.FERRO	SP1 FASE 0	ARRANQUE
06:12:10,79	452 GRUPO 3	TENSAO OK	FIM
06:12:10,79	M43 RES/FF	D -	?
06:12:10,79	432 F.FERRO	D -	?
06:12:10,79	432 F.FERRO	SP2 RELIGAC EM CURSO	INICIO
06:12:10,80	432 F.FERRO	SP1 DIF	DISPARO
06:12:10,80	432 F.FERRO	SP1	DISPARO
06:12:10,80	432 F.FERRO	SP2 TELEPROT RX	INICIO
06:12:10,80	432 F.FERRO	SP2 TELEPROT DIST	DISPARO
06:12:10,82	400 TT/ST	TENSAO OK B2	INICIO
06:12:10,82	452 GRUPO 3	TENSAO OK	INICIO
06:12:10,82	400 TT/ST	TENSAO OK B1	INICIO
06:12:10,82	442 GRUPO 2	TENSAO OK	INICIO
06:12:10,83	422 BATALHA	TENSAO OK	INICIO
06:12:10,83	451 FANHOES	TENSAO OK	INICIO
06:12:10,83	441 A MIRA	TENSAO OK	INICIO
06:12:10,87	432 F.FERRO	SP2 TELEPROT TX	FIM
06:12:10,88	432 F.FERRO	TENSAO OK	INICIO
06:12:10,88	432 F.FERRO	SP2 EXCIT FALHA DISJ	FIM
06:12:10,89	441 A MIRA	SP2 RELIG SINCRO OK	
06:12:10,89	451 FANHOES	SP2 RELIG SINCRO OK	
06:12:10,90	432 F.FERRO	SP2 TELEPROT RX	FIM
06:12:10,90	432 F.FERRO	SP2 RELIGAC EM CURSO	FIM
06:12:10,92	432 F.FERRO	TENSAO OK	FIM
06:12:11,12	432 F.FERRO	TENSAO OK	INICIO
06:12:11,23	432 F.FERRO	TENSAO OK	FIM
06:12:11,72	432 F.FERRO	TENSAO OK	INICIO
06:12:11,79	432 F.FERRO	SP1	RELIGAC
06:12:11,91	432 F.FERRO	D -	FECHADO
06:12:11,93	432 F.FERRO	SP2 RELIG SINCRO OK	
06:12:11,94	432 F.FERRO	DISJUNTOR BOMBA FUNC	ARRANQUE
06:12:11,94	432 F.FERRO	SP2 RELIGAC EM CURSO	INICIO
06:12:12,73	432 F.FERRO	SP2 RELIGAC EM CURSO	FIM
06:12:12,74	432 F.FERRO	SP2	RELIGAC
06:12:12,87	M43 RES/FF	D -	FECHADO
06:12:12,89	M43 RES/FF	DISJUNTOR BOMBA FUNC	ARRANQUE
06:12:15,91	432 F.FERRO	DISJUNTOR BOMBA FUNC	PARAGEM
06:12:16,69	M43 RES/FF	DISJUNTOR BOMBA FUNC	PARAGEM

Number	Indication	Value	Date and time	Initiator	Cause	State	Add. Cause
00301	Power System fault	23 - ON	30.04.2015 06:12:10.782				
00302	Fault Event	23 - ON	30.04.2015 06:12:10.782				
00501	Relay PICKUP	ON	0 ms				
03132	Diff: Fault detection	ON	0 ms				
03133	Diff: Fault detection in phase L1	ON	0 ms				
03137	Diff: Fault detection of I-Diff>	ON	0 ms				
03142	Diff: TRIP - Only L1	ON	0 ms				Arranque e disparo monofásico da DIFL
03146	Diff: TRIP 1pole	ON	0 ms				
03141	Diff: General TRIP	ON	0 ms				
00512	Relay TRIP command - Only Phase L1	ON	0 ms				
03682	Distance Pickup L1E	ON	4 ms				
03701	Distance Loop L1E selected forward	ON	4 ms				
01358	E/F picked up FORWARD	ON	5 ms				Arranque da função DISTEMERG
01336	E/F phase selector L1 selected	ON	5 ms				
01357	E/F 30p PICKED UP	ON	5 ms				
02844	AR 1st cycle running	ON	5 ms				
02801	AR: Auto-reclose in progress	ON	5 ms				
00533	Primary fault current I _{L1}	3.16 kA	6 ms				Valor da corrente de defeito
03136	Diff: Earth fault detection	ON	20 ms				
03139	Diff: Fault detection of I-Diff>	ON	20 ms				
02715	>AR: External 1pole trip for AR start	ON	38 ms				
03136	Diff: Earth fault detection	OFF	50 ms				
03671	Distance PICKED UP	OFF	54 ms				
03701	Distance Loop L1E selected forward	OFF	54 ms				
03137	Diff: Fault detection of I-Diff>	OFF	70 ms				
03133	Diff: Fault detection in phase L1	OFF	70 ms				
03132	Diff: Fault detection	OFF	70 ms				
03139	Diff: Fault detection of I-Diff>	OFF	70 ms				
00591	Single pole open detected in L1	ON	81 ms				
14083	E/F 30p is blocked	ON	82 ms				
01332	Earth fault protection is BLOCKED	ON	82 ms				
01336	E/F phase selector L1 selected	OFF	84 ms				
01345	Earth fault protection PICKED UP	OFF	84 ms				
03142	Diff: TRIP - Only L1	OFF	100 ms				Desligamento das ordens de disparo 100ms depois
03141	Diff: General TRIP	OFF	100 ms				
03146	Diff: TRIP 1pole	OFF	100 ms				
00511	Relay GENERAL TRIP command	OFF	100 ms				
01123	Fault Locator Loop L1E	ON	16 ms				
01117	Fl Locator: secondary RESISTANCE	0.57 Ohm	16 ms				
01118	Fl Locator: secondary REACTANCE	9.91 Ohm	16 ms				
01114	Fl Locator: primary RESISTANCE	1.14 Ohm	16 ms				Informações fornecidas pelo localizador de defeitos
01115	Fl Locator: primary REACTANCE	19.82 Ohm	16 ms				
01119	Fl Locator: Distance to fault	61.2 km	16 ms				
01120	Fl Locator: Distance [%] to fault	72.8 %	16 ms				
02839	AR dead time after 1pole trip running	ON	135 ms				
02851	AR: Close command	ON	835 ms				
02784	AR: Auto-reclose is not ready	ON	835 ms				Ordem de religação enviada ao disjuntor
00591	Single pole open detected in L1	OFF	947 ms				
00410	>CB1 aux. 3p Closed (for AR, CB-Test)	ON	974 ms				
14083	E/F 30p is blocked	OFF	987 ms				
01332	Earth fault protection is BLOCKED	OFF	987 ms				
02784	AR: Auto-reclose is not ready	ON	5835 ms				

Figura F.1 - Registo "TRIPLOG" gerado pelo SPT1 de PCRJ.

Number	Indication	Value	Date and time	Initiator	Cause	State	Add. Cause
00301	Power System fault	22 - ON	30.04.2015 06:12:10.769				
00302	Fault Event	22 - ON	30.04.2015 06:12:10.769				
00501	Relay PICKUP	ON	0 ms				
00503	Relay PICKUP Phase L1	ON	0 ms				
00506	Relay PICKUP Earth	ON	0 ms				Arranque da função de distância: loop M0-Terra
03682	Distance Pickup L1E	ON	1 ms				
03701	Distance Loop L1E selected forward	ON	1 ms				
01358	E/F picked up FORWARD	ON	9 ms				
01336	E/F phase selector L1 selected	ON	9 ms				
01357	E/F 30p PICKED UP	ON	10 ms				Arranque DIRT
03802	Distance TRIP command - Only Phase L1	ON	14 ms				
00512	Relay TRIP command - Only Phase L1	ON	14 ms				Disparo e envio de Teleproteção
04056	Dis. Telep. Carrier SEND signal	ON	14 ms				
02848	AR cycle is running in ADT mode	ON	15 ms				
02801	AR: Auto-reclose in progress	ON	15 ms				
00533	Primary fault current I _{L1}	3.12 kA	18 ms				Valor da corrente de defeito
04006	>Dis. Tele. Carrier RECEPTION Channel 1	ON	19 ms				
02715	>AR: External 1pole trip for AR start	ON	42 ms				
03671	Distance PICKED UP	OFF	54 ms				
03701	Distance Loop L1E selected forward	OFF	54 ms				
00591	Single pole open detected in L1	ON	79 ms				
14083	E/F 30p is blocked	ON	89 ms				
01332	Earth fault protection is BLOCKED	ON	89 ms				
01336	E/F phase selector L1 selected	OFF	90 ms				
01345	Earth fault protection PICKED UP	OFF	90 ms				
01123	Fault Locator Loop L1E	ON	21 ms				
01117	Fl Locator: secondary RESISTANCE	0.47 Ohm	21 ms				
01118	Fl Locator: secondary REACTANCE	9.99 Ohm	21 ms				
01114	Fl Locator: primary RESISTANCE	0.95 Ohm	21 ms				Informação calculada pelo localizador de defeitos
01115	Fl Locator: primary REACTANCE	19.98 Ohm	21 ms				
01119	Fl Locator: Distance to fault	61.7 km	21 ms				
01120	Fl Locator: Distance [%] to fault	73.4 %	21 ms				
00511	Relay GENERAL TRIP command	OFF	115 ms				
00591	Single pole open detected in L1	OFF	949 ms				
14083	E/F 30p is blocked	OFF	993 ms				
01332	Earth fault protection is BLOCKED	OFF	993 ms				
02851	AR: Close command	ON	1250 ms				
02727	>AR: Remote Close signal	ON	1300 ms				Religação
00410	>CB1 aux. 3p Closed (for AR, CB-Test)	ON	1382 ms				
02784	AR: Auto-reclose is not ready	ON	6290 ms				

Figura F.2 - Registo "TRIPLOG" gerado pelo SPT2 de SFF.

Number	Indication	Value	Date and time	Initiator	Cause	State	Add. Cause
00301	Power System fault	18 - ON	30.04.2015 06:12:10.782				
00302	Fault Event	19 - ON	30.04.2015 06:12:10.782				
03132	Diff: Fault detection	ON	0 ms				
03133	Diff: Fault detection in phase L1	ON	0 ms				Deteção do defeito na fase M0 pela DIFF
03137	Diff: Fault detection of I-Diff>>	ON	1 ms				
03142	Diff: TRIP - Only L1	ON	1 ms				
03146	Diff: TRIP 1pole	ON	1 ms				Disparo monofásico
03141	Diff: General TRIP	ON	1 ms				
02844	AR: 1st cycle running	ON	5 ms				
02801	AR: Autoreclose in progress	ON	5 ms				
00533	Primary fault current I _{L1}	9.33 kA	7 ms				Corrente de defeito
03136	Diff: Earth fault detection	ON	21 ms				
03139	Diff: Fault detection of I-Diff>	ON	21 ms				
04006	>Dis.Tele_Carrier RECEPTION Channel 1	ON	25 ms				Recebe Teleproteção APÓS disparo da DIFF
03137	Diff: Fault detection of I-Diff>>	OFF	71 ms				
03133	Diff: Fault detection in phase L1	OFF	71 ms				
03136	Diff: Earth fault detection	OFF	71 ms				
03132	Diff: Fault detection	OFF	71 ms				
03139	Diff: Fault detection of I-Diff>	OFF	71 ms				
00591	Single pole open detected in L1	ON	82 ms				
02839	AR dead time after 1 pole trip running	ON	95 ms				
03142	Diff: TRIP - Only L1	OFF	99 ms				Desligamento de ordens de disparo 98ms após a sua ligação
03141	Diff: General TRIP	OFF	99 ms				
03146	Diff: TRIP 1pole	OFF	99 ms				
00511	Relay GENERAL TRIP command	OFF	99 ms				
01123	Fault Locator Loop L1E	ON	18 ms				
01117	Flt Locator: secondary RESISTANCE	0.23 Ohm	18 ms				Informação calculada pelo localizador de defeitos
01118	Flt Locator: secondary REACTANCE	2.51 Ohm	18 ms				
01114	Flt Locator: primary RESISTANCE	0.45 Ohm	18 ms				
01115	Flt Locator: primary REACTANCE	5.03 Ohm	18 ms				
01119	Flt Locator: Distance to fault	15.5 km	18 ms				
01120	Flt Locator: Distance [%] to fault	18.5 %	18 ms				
00591	Single pole open detected in L1	OFF	945 ms				
02839	AR dead time after 1 pole trip running	OFF	994 ms				
02851	AR: Close command	ON	995 ms				Ordem de religação seguida de bloqueio do religador
02784	AR: Autoreclose is not ready	ON	995 ms				

Figura F.3 - Registo "TRIPLOG" gerado pelo SPT1 de PCRJ.

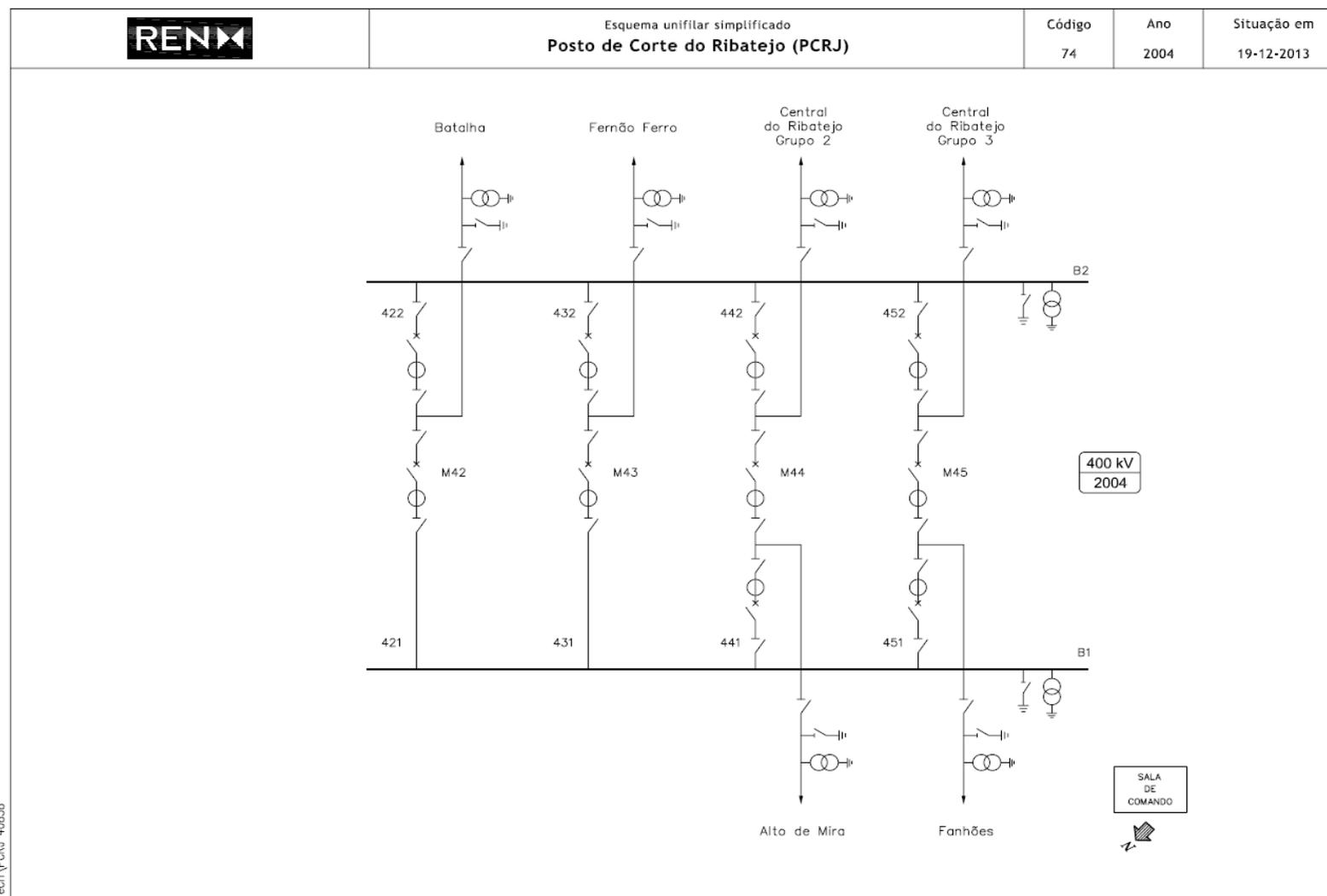


Figura F.5 - Esquema unifilar do Posto de Corte do Ribatejo (PCRJ).

Anexo G

Dados da análise do funcionamento da função DIST realizada ao incidente 92/2015

Na Tabela G.1, constam os resultados e observações do estudo até ao terceiro nível de distância elétrica, no âmbito do incidente 92/2015. Na coluna "Caraterística", consta a Zona que deveria ter arrancado de acordo com as parametrizações e estudo simplificado realizado. Na coluna "Arranque" consta a Zona de arranque da DIST efetivamente verificado. As colunas com cabeçalho numérico, correspondem à codificação dos Indicadores Chave de Performance que devem ser atualizados de acordo com o valor indicado. Estes indicadores são individuais (cada linha corresponde a uma proteção) e são os seguintes:

- 13.1 - Número de Falhas de Arranque;
- 14.1 - Número de Arranques Imprevistos;
- 15.1 - Número de Arranques Bem Sucedidos;
- 16 - Tempo decorrido desde o último arranque;
- 19.1 - Número de arranques incorretos em caso de defeito na zona 2;
- 20 - Número de Arranques Incorretos em caso de defeito dentro das zonas de escalão "para a frente";
- 21 - Número de Arranques Incorretos em caso de defeito dentro das zonas de escalão "para trás".

No texto, coluna "Arranque" destaca-se a negrito os casos de incoerência da atuação da proteção com a previsão de atuação realizada. Segundo as simplificações efetuadas, não se pode afirmar com certeza que uma proteção deveria ter arrancado se não o fez, pois se não arrancou não se consegue obter um registo de oscilografia. Mas se a proteção arrancou e se conseguiu obter o oscilograma, já é possível aferir se a proteção arrancou corretamente.

Tabela G.1 - Tabela resumo do comportamento da função de proteção de distância presente no SPT2, dos painéis pertencentes ao nível de 400kV, das subestações sob o estudo de terceiro nível realizado no âmbito do incidente 92/2015.

Instalação	Painel	Direção	Caraterística	Arranque	Observações	13.1	14.1	15.1	16	19.1	20	21
SFF	442-Ribatejo	Frente	Z1	Z1	Obteve-se oscilografia			+1	0			
SFF	432-Palmela5	Trás	Zrev	Zrev	Obteve-se oscilografia			+1	0			
PCRJ	432-Fernão Ferro	Frente	Z1	Z1	Obteve-se oscilografia			+1	0			
PCRJ	422-Batalha	Trás	Zrev	Zrev	Verificação através de RCA, não se conseguiu obter oscilografia			+1	0			
PCRJ	451-Fanhões	Trás	Zrev	Zrev	Verificação através de RCA, não se conseguiu obter oscilografia			+1	0			
PCRJ	441-Alto de Mira	Trás	Zrev	Não		+1						+1
SBL	412-Ribatejo	Frente	Z4	Z4	Obteve-se oscilografia			+1	0			
SBL	422-Paraimo	Trás	Fora	Não								
SBL	432-Lavos	Trás	Fora	Não								
SBL	421-Pego	Trás	Fora	Não								
SPI	432-Batalha	Frente	Fora	Não								
SPI	422-Lavos	Trás	Fora	Não								
SPI	442-Recarei	Trás	Fora	Não								
SPI	472-Bodiosa	Trás	Fora	Não								
SLV	451-Paraimo	Frente	Fora	Não								
SLV	452-Batalha	Frente	Fora	Não								
SLV	442-Rio Maior	Frente	Fora	Não								
SLV	422-Feira	Trás	Fora	Não								
SLV	432-Central Lares 1	Trás	Fora	Não								
SLV	441-Central Lares 2	Trás	Fora	Não								
SAM	408-Ribatejo	Frente	Z4	Z4	Obteve-se oscilografia			+1	0			

Instalação	Painel	Direção	Caraterística	Arranque	Observações	13.1	14.1	15.1	16	19.1	20	21
SAM	410-Fanhões	Frente	Fora	Não	Arranque DIRT Obteve-se oscilografia							
SAM	406-Rio Maior	Trás	Fora	Não								
SFN	407-Ribatejo	Frente	Z2	Sim	Não se conseguiu adquirir oscilogramas de SPT1 nem de SPT2. Verificação através de RCA			+1	0			
SFN	406-Alto Mira	Frente	Não	Não	Arranque da DIRT Obteve-se oscilografia							
SFN	412-Palmela/Sines3	Trás	Zrev	Não		+1						+1
SFN	414-Palmela	Frente	Fora	Não	Arranque da DIRT Obteve-se oscilografia							
SRM	421-Alto de Mira	Frente	Fora	Não	Arranque da DIRT Não se conseguiu adquirir oscilogramas de SPT1 nem de SPT2.							
SRM	412-Lavos	Trás	Fora	Não								
SRM	417-Pego	Trás	Fora	Não								
PCPG	422-Rio Maior	Frente	Fora	Não								
PCPG	452-Batalha	Frente	Fora	Não								
PCPG	412-Falagueira	Trás	Fora	Não								
PCPG	411-C.Pego1	Trás	Fora	Não								
PCPG	421-C.Pego2	Trás	Fora	Não								
PCPG	451-C.Pego3	Trás	Fora	Não								
PCPG	461-C.Pego4	Trás	Fora	Não								
SPM	414-Fernão Ferro 5	Frente	Z3	Z3	Obteve-se oscilografia			+1	0			
SPM	403-Fanhões	Trás	Não	Não								
SPM	407-Sines3/Fanhões	Trás	Zrev	Não		+1						+1
SPM	416-Sines2	Trás	Zrev	Não		+1						+1
SSN	405-Palmela 2	Frente	Não	Não	Arranque da DIRT Obteve-se oscilografia							
SSN	406-Palmela 3/Fanhões	Frente	Z4	Z4	Obteve-se oscilografia			+1	0			

152 Dados da análise do funcionamento da função DIST realizada ao incidente 92/2015

Instalação	Painel	Direção	Caraterística	Arranque	Observações	13.1	14.1	15.1	16	19.1	20	21
SSN	407-Ferreira do Alentejo	Trás	Não	Não								
SSN	410-C.Sines2	Trás	Não	Não								
SSN	412-C.Sines3	Trás	Não	Não								
SSN	413-C.Sines4	Trás	Não	Não								
SSN	414-Portimão3	Trás	Não	Não								
SSN	416-C.C.Sines1	Trás	Não	Não								
SSN	417-C.C.Sines2	Trás	Não	Não								

Anexo H

Dados para análise do incidente 244/2014

Nas Tabelas e Figuras que se seguem contam as ferramentas a que se recorreu para a análise detalhada do incidente 244/2014.

Tabela H.1 - Registo Cronológico de Acontecimentos relativo ao incidente 244/2014 - Posto de Corte do Monte da Pedra (PCMP).

Hora	Painel	Sinalização	Estado
17:04:36.54	SINES/REF1	TENSAO OK	FIM
17:04:36.54	SINES/REF1	TENSAO NORMAL	FIM
17:04:36.55	SINES/REF1	SPT1 GERAL	DISPARO
17:04:36.55	SINES/REF1	SPT1 NEUTRO	ARRANQUE
17:04:36.55	SINES/REF1	SPT1 DIF LINHA	DISPARO
17:04:36.55	SINES/REF1	SPT1 FASE 4	ARRANQUE
17:04:36.80	PM/PGS/REF2	TENSAO NORMAL	FIM
17:04:36.56	SINES/REF1	PROT DIST PR FASE 4	ARRANQUE
17:04:36.56	SINES/REF1	PROT DIST PR NEUTRO	ARRANQUE
17:04:36.57	SINES/REF1	PROT DIST PRINCIPAL	DISPARO
17:04:36.81	PM/PGS/REF2	TENSAO OK	FIM
17:04:36.82	PM/PGS/REF2	PROT DIST PR FASE 4	ARRANQUE
17:04:36.82	PM/PGS/REF2	PROT DIST PR NEUTRO	ARRANQUE
17:04:36.84	PM/PGS/REF2	SPT1 NEUTRO	ARRANQUE
17:04:36.84	PM/PGS/REF2	SPT1 FASE 4	ARRANQUE
17:04:36.86	PM/PGS/REF2	TENSAO OK	INICIO
17:04:36.86	PM/PGS/REF2	TENSAO NORMAL	INICIO
17:04:36.89	PM/PGS/REF2	TENSAO NORMAL	FIM
17:04:36.89	PM/PGS/REF2	TENSAO OK	FIM
17:04:36.91	PM/PGS/REF2	PROT DIST PR FASE 8	ARRANQUE
17:04:36.93	PM/PGS/REF2	SPT1 NEUTRO	ARRANQUE
17:04:36.93	PM/PGS/REF2	SPT1 FASE 8	ARRANQUE
17:04:36.95	PM/PGS/REF2	TENSAO OK	INICIO
17:04:36.95	PM/PGS/REF2	TENSAO NORMAL	INICIO

Hora	Painel	Sinalização	Estado
17:04:36.57	SINES/REF1	D -	ABERTO
17:04:36.58	SINES/REF1	SPT1 RECEPCAO TELEPT	INICIO
17:04:36.59	SINES/REF1	PROT DIST PR RX AF	INICIO
17:04:36.63	SINES/REF1	SPT1 DEFINITIVO	DISPARO
17:04:36.64	SINES/REF1	SPT1 FASE 8	ARRANQUE
17:04:36.64	SINES/REF1	PROT DIST PR FASE 8	ARRANQUE
17:04:36.65	SINES/REF1	SPT1 NEUTRO	ARRANQUE
17:04:36.65	SINES/REF1	PROT DIST DEFINITIVO	DISPARO
17:04:36.66	SINES/REF1	PROT DIST PRINCIPAL	DISPARO
17:04:36.66	SINES/REF1	PROT DIST PR REL BLQ	INICIO
17:04:36.67	SINES/REF1	PROT DIST PR RX AF	FIM
17:04:36.67	SINES/REF1	SPT1 RECEPCAO TELEPT	FIM
17:04:36.68	SINES/REF1	D -	ABERTO
17:04:36.71	SINES/REF1	PROT DIR TERRA/MI PR	ARRANQUE
17:04:36.77	SINES/REF1	TENSAO NULA	INICIO
17:04:36.77	SINES/REF1	TENSAO OK	INICIO
17:04:36.78	SINES/REF1	TENSAO OK	FIM
17:04:36.78	SINES/REF1	TENSAO NULA	FIM
17:04:36.88	SINES/REF1	TENSAO NULA	INICIO
17:04:36.88	SINES/REF1	TENSAO OK	INICIO
17:04:36.88	SINES/REF1	TENSAO ZERO	INICIO
17:04:37.16	SINES/REF1	SPT1 RELIGADOR BLOQ	INICIO
17:04:39.32	SINES/REF1	OPA MARCHA	INICIO
17:04:39.39	OPA	OPA MARCHA	INICIO
17:05:18.64	OPA	SOS	INICIO
17:05:18.64	OPA	QUER MANOBRAR	INICIO
17:08:02.69	SINES/REF1	TENSAO ZERO	FIM
17:08:02.69	SINES/REF1	TENSAO NULA	FIM
17:08:02.79	SINES/REF1	TENSAO NORMAL	INICIO
17:08:04.64	OPA	QUER MANOBRAR	FIM
17:08:12.64	OPA	SOS	INICIO
17:08:12.64	OPA	QUER MANOBRAR	INICIO
17:11:32.07	GERAIS 1	SINCRONIZ EM CURSO	INICIO
17:11:32.39	OPA	QUER MANOBRAR	FIM
17:11:34.23	SINES/REF1	D -	FECHADO
17:11:34.83	GERAIS 1	SINCRONIZ EM CURSO	FIM
17:11:35.52	SINES/REF1	OPA MARCHA	FIM
17:11:35.52	SINES/REF1	OPA ACTIVO	FIM
17:11:35.89	OPA	OPA MARCHA	FIM
17:11:40.52	SINES/REF1	OPA ACTIVO	INICIO
17:11:42.41	SINES/REF1	SPT1 RELIGADOR BLOQ	FIM
17:11:42.42	SINES/REF1	PROT DIST PR REL BLQ	FIM
17:24:43.25	GERAIS 1	Q1 (PT AT) -	ABERTO
17:24:43.28	GERAIS 1	QGCA SE TENSAO NULA	INICIO

Hora	Painel	Sinalização	Estado
17:24:43.33	GERAIS 1	Q1 (PT AT) -	FECHADO
17:24:43.33	GERAIS 1	QGCA SE TENSAO NULA	FIM

Tabela H.2 - Registo Cronológico de Acontecimentos relativo ao incidente 244/2014 - Subestação de Sines (SSN).

Hora	Painel	Sinalização	Estado	Hora
17:04:36.69	17	411 ATR6 MAT	SP2L NEUTRO	ARRANQUE
17:04:36.69	17	411 ATR6 MAT	SP2L DIRT	ARRANQUE
17:04:36.69	17	411 ATR6 MAT	SP2L FASE 4	ARRANQUE
17:04:36.69	15	409 ATR5 MAT	SP2L NEUTRO	ARRANQUE
17:04:36.69	15	409 ATR5 MAT	SP2L DIRT	ARRANQUE
17:04:36.69	15	409 ATR5 MAT	SP2L FASE 4	ARRANQUE
17:04:36.71	33	116 M.PEDRA	SP2 DIST	ARRANQUE
17:04:36.71	33	116 M.PEDRA	SP2 NEUTRO	ARRANQUE
17:04:36.71	33	116 M.PEDRA	SP1 GERAL	DISPARO
17:04:36.71	33	116 M.PEDRA	AGR RTU: DISP	
17:04:36.71	33	116 M.PEDRA	SP2 FASE 4	ARRANQUE
17:04:36.72	33	116 M.PEDRA	SP2 DIRT	ARRANQUE
17:04:36.72	33	116 M.PEDRA	SP1 FASE 4	ARRANQUE
17:04:36.72	33	116 M.PEDRA	SP1 DIF LINHA	DISPARO
17:04:36.73	33	116 M.PEDRA	D -	?
17:04:36.73	33	116 M.PEDRA	SP2 LOC DEF KM	35 300
17:04:36.73	33	116 M.PEDRA	SP2 TELE PT EMISSAO	
17:04:36.73	33	116 M.PEDRA	SP2 DIST Z1	DISPARO
17:04:36.73	33	116 M.PEDRA	SP2 GERAL	DISPARO
17:04:36.74	33	116 M.PEDRA	SP2 TELEPROT	DISPARO
17:04:36.74	33	116 M.PEDRA	SP3 FD EXCITADA	INICIO
17:04:36.75	33	116 M.PEDRA	SP2 TELE PT RECEP	INICIO
17:04:36.76	33	116 M.PEDRA	SP2 DIRT BLOQ	INICIO
17:04:36.77	17	411 ATR6 MAT	SP2L NEUTRO	ARRANQUE
17:04:36.77	17	411 ATR6 MAT	SP2L DIRT	ARRANQUE
17:04:36.77	17	411 ATR6 MAT	SP2L FASE 8	ARRANQUE
17:04:36.77	33	116 M.PEDRA	TENSAO OK	FIM
17:04:36.78	15	409 ATR5 MAT	SP2L NEUTRO	ARRANQUE
17:04:36.78	15	409 ATR5 MAT	SP2L DIRT	ARRANQUE
17:04:36.78	15	409 ATR5 MAT	SP2L FASE 8	ARRANQUE
17:04:36.78	33	116 M.PEDRA	CTZ:ACTIVO	FIM
17:04:36.80	33	116 M.PEDRA	SP1 DEFINITIVO	DISPARO
17:04:36.81	33	116 M.PEDRA	SP2 LOC DEF KM	33 600
17:04:36.81	33	116 M.PEDRA	SP1 FASE 8	ARRANQUE
17:04:36.81	33	116 M.PEDRA	SP2 FASE 4	ARRANQUE
17:04:36.81	33	116 M.PEDRA	SP2 FASE 0	ARRANQUE
17:04:36.81	33	116 M.PEDRA	SP2 FASE 8	ARRANQUE
17:04:36.81	33	116 M.PEDRA	SP2 DEFINITIVO	DISPARO

Hora	Painel	Sinalização	Estado	Hora
17:04:36.83	33	116 M.PEDRA	D -	ABERTO
17:04:36.84	1	GERAIS EC	SPB 150 B2 GERAL	DISPARO
17:04:36.84	1	GERAIS EC	FD 150 DISP RETIDO	INICIO
17:04:36.84	1	GERAIS EC	AGR RTU: DISP	
17:04:36.84	1	GERAIS EC	SPB 150 FD116	DISPARO
17:04:36.84	33	116 M.PEDRA	SP2 DIRT BLOQ	FIM
17:04:36.85	33	116 M.PEDRA	SP2 TELE PT RECEP	FIM
17:04:36.85	33	116 M.PEDRA	SP2 DIRT	ARRANQUE
17:04:36.85	33	116 M.PEDRA	SP2 NEUTRO	ARRANQUE
17:04:36.86	40	123 PORTIM 2	D -	ABERTO
17:04:36.86	44	127 IBTTST	D -	ABERTO
17:04:36.86	42	125 TR 3	D -	ABERTO
17:04:36.87	32	115 ARTENIU2	D -	ABERTO
17:04:36.88	29	112 COGER	D -	ABERTO
17:04:36.88	44	127 IBTTST	CANCEL RELIG LENTA	INICIO
17:04:36.88	40	123 PORTIM 2	SP2 RELIGADOR BLOQ	INICIO
17:04:36.88	40	123 PORTIM 2	CANCEL RELIG LENTA	INICIO
17:04:36.88	40	123 PORTIM 2	SP1 RELIGADOR BLOQ	INICIO
17:04:36.88	32	115 ARTENIU2	CANCEL RELIG LENTA	INICIO
17:04:36.88	33	116 M.PEDRA	CANCEL RELIG LENTA	INICIO
17:04:36.89	43	126 ATR5 AT	D -	ABERTO
17:04:36.89	37	120 OURIQUE2	D -	ABERTO
17:04:36.89	29	112 COGER	CANCEL RELIG LENTA	INICIO
17:04:36.89	43	126 ATR5 AT	CTZ:ATIVO	FIM
17:04:36.89	32	115 ARTENIU2	SP1 RELIGADOR BLOQ	INICIO
17:04:36.89	32	115 ARTENIU2	SP2 RELIGADOR BLOQ	INICIO
17:04:36.89	44	127 IBTTST	AGR RTU: NMAN	INICIO
17:04:36.90	37	120 OURIQUE2	SP2 RELIGADOR BLOQ	INICIO
17:04:36.90	37	120 OURIQUE2	SP1 RELIGADOR BLOQ	INICIO
17:04:36.90	40	123 PORTIM 2	CTZ:ATIVO	FIM
17:04:36.91	66	617 TR3	D -	ABERTO
17:04:36.91	66	617 TR3	CTZ:ATIVO	FIM
17:04:36.91	37	120 OURIQUE2	CANCEL RELIG LENTA	INICIO
17:04:36.91	32	115 ARTENIU2	CTZ:ATIVO	FIM
17:04:36.91	42	125 TR 3	CTZ:ATIVO	FIM
17:04:36.92	66	617 TR3	TENSAO OK	FIM
17:04:36.92	33	116 M.PEDRA	TENSAO NULA	INICIO
17:04:36.92	29	112 COGER	CTZ:ATIVO	FIM
17:04:36.93	37	120 OURIQUE2	CTZ:ATIVO	FIM
17:04:36.93	33	116 M.PEDRA	TENSAO OK	INICIO
17:04:36.93	44	127 IBTTST	TENSAO OK B2	FIM
17:04:36.93	76	GSA1 150	TSA1 TENSAO NORMAL	FIM
17:04:36.93	76	GSA1 150	TSA3 TENSAO NORMAL	FIM
17:04:36.93	66	617 TR3	TENSAO OK	INICIO

Hora	Painel	Sinalização	Estado	Hora
17:04:36.93	33	116 M.PEDRA	SP3 FD EXCITADA	FIM
17:04:36.94	66	617 TR3	TENSAO NULA	INICIO
17:04:36.95	32	115 ARTENIU2	TENSAO OK	FIM
17:04:36.96	44	127 IBTTST	TENSAO NULA B2	INICIO
17:04:36.96	44	127 IBTTST	TENSAO OK B2	INICIO
17:04:36.97	75	GSA1 400	TSA1 TENSAO NORMAL	FIM
17:04:36.97	75	GSA1 400	TSA2 TENSAO NORMAL	FIM
17:04:36.97	32	115 ARTENIU2	TENSAO OK	INICIO
17:04:36.97	32	115 ARTENIU2	TENSAO NULA	INICIO
17:04:37.07	75	GSA1 400	SE TENSAO NORMAL	FIM
17:04:37.07	75	GSA1 400	SNE TENSAO NORMAL	FIM
17:04:37.07	37	120 OURIQUE2	CANCEL RELIG LENTA	FIM
17:04:37.08	44	127 IBTTST	CANCEL RELIG LENTA	FIM
17:04:37.08	40	123 PORTIM 2	CANCEL RELIG LENTA	FIM
17:04:37.08	32	115 ARTENIU2	CANCEL RELIG LENTA	FIM
17:04:37.08	29	112 COGER	CANCEL RELIG LENTA	FIM
17:04:37.08	33	116 M.PEDRA	CANCEL RELIG LENTA	FIM
17:04:37.08	44	127 IBTTST	AGR RTU: NMAN	FIM
17:04:37.31	33	116 M.PEDRA	SP2 RELIGADOR BLOQ	INICIO
17:04:37.32	33	116 M.PEDRA	SP1 RELIGADOR BLOQ	INICIO
17:04:37.36	43	126 ATR5 AT	DISJ BOMBA	ARRANQUE
17:04:41.92	43	126 ATR5 AT	DISJ BOMBA	PARAGEM
17:04:42.02	76	GSA1 150	TSA1 TENSAO NORMAL	INICIO
17:04:42.17	75	GSA1 400	TSA1 TENSAO NORMAL	INICIO
17:04:42.17	75	GSA1 400	TSA2 TENSAO NORMAL	INICIO
17:04:42.27	75	GSA1 400	SE TENSAO NORMAL	INICIO
17:04:42.27	75	GSA1 400	SNE TENSAO NORMAL	INICIO
17:04:53.28	29	112 COGER	TENSAO OK	FIM
17:04:53.35	29	112 COGER	TENSAO OK	INICIO
17:04:53.36	29	112 COGER	TENSAO NULA	INICIO
17:07:04.55	44	127 IBTTST	SINC EM CURSO	INICIO
17:07:04.81	44	127 IBTTST	SINC EM CURSO	FIM
17:07:04.92	44	127 IBTTST	DISJ FECHO	BLOQUEIO
17:07:04.92	44	127 IBTTST	D -	FECHADO
17:07:04.92	44	127 IBTTST	TENSAO NULA B2	FIM
17:07:04.92	44	127 IBTTST	TENSAO OK B2	FIM
17:07:04.93	44	127 IBTTST	TENSAO OK B2	INICIO
17:07:12.49	43	126 ATR5 AT	SINC EM CURSO	INICIO
17:07:12.75	43	126 ATR5 AT	SINC EM CURSO	FIM
17:07:12.95	43	126 ATR5 AT	D -	FECHADO
17:07:12.95	43	126 ATR5 AT	CTZ:ACTIVO	INICIO
17:07:15.57	44	127 IBTTST	DISJ FECHO	F/BLOQ
17:07:17.07	66	617 TR3	TENSAO NULA	FIM
17:07:17.07	66	617 TR3	TENSAO OK	FIM

Hora	Painel	Sinalização	Estado	Hora
17:07:17.08	66	617 TR3	TENSAO OK	INICIO
17:07:17.09	42	125 TR 3	D -	FECHADO
17:07:17.09	42	125 TR 3	DISJ FECHO	BLOQUEIO
17:07:17.10	42	125 TR 3	SP1 DIFT	ARRANQUE
17:07:17.10	42	125 TR 3	SP2.1 DIFT	ARRANQUE
17:07:17.12	42	125 TR 3	SP1 DIFT BLOQ 2 HAR	INICIO
17:07:17.12	42	125 TR 3	SP1 DIFT BLOQ	INICIO
17:07:17.12	42	125 TR 3	SP2.1 DIFT BLOQ	INICIO
17:07:17.12	42	125 TR 3	SP2.1 DIFT BLOQ HARM	INICIO
17:07:17.12	42	125 TR 3	SP2.1 DIF BLQ 2 HARM	INICIO
17:07:17.12	42	125 TR 3	SP1 DIFT BLOQ HAR	INICIO
17:07:17.13	42	125 TR 3	CTZ:ACTIVO	INICIO
17:07:19.64	42	125 TR 3	SP1 DIFT BLOQ	FIM
17:07:19.64	42	125 TR 3	SP1 DIFT BLOQ 2 HAR	FIM
17:07:19.64	42	125 TR 3	SP1 DIFT BLOQ HAR	FIM
17:07:19.66	42	125 TR 3	SP2.1 DIFT BLOQ	FIM
17:07:19.66	42	125 TR 3	SP2.1 DIFT BLOQ HARM	FIM
17:07:19.66	42	125 TR 3	SP2.1 DIF BLQ 2 HARM	FIM
17:07:23.20	37	120 OURIQUE2	SINC EM CURSO	INICIO
17:07:23.47	37	120 OURIQUE2	SINC EM CURSO	FIM
17:07:23.53	76	GSA1 150	TSA3 TENSAO NORMAL	INICIO
17:07:23.58	37	120 OURIQUE2	DISJ FECHO	BLOQUEIO
17:07:23.61	37	120 OURIQUE2	D -	FECHADO
17:07:23.66	37	120 OURIQUE2	CTZ:ACTIVO	INICIO
17:07:25.17	42	125 TR 3	DISJ FECHO	F/BLOQ
17:07:29.87	66	617 TR3	SINC EM CURSO	INICIO
17:07:29.88	66	617 TR3	SINC SINCRONA	INICIO
17:07:30.13	66	617 TR3	SINC EM CURSO	FIM
17:07:30.23	66	617 TR3	SINC SINCRONA	FIM
17:07:30.25	66	617 TR3	D -	FECHADO
17:07:30.25	66	617 TR3	CTZ:ACTIVO	INICIO
17:07:30.25	66	617 TR3	DISJ FECHO	BLOQUEIO
17:07:31.57	37	120 OURIQUE2	DISJ FECHO	F/BLOQ
17:07:31.59	37	120 OURIQUE2	SP1 RELIGADOR BLOQ	FIM
17:07:31.59	37	120 OURIQUE2	SP2 RELIGADOR BLOQ	FIM
17:07:34.22	66	617 TR3	DISJ FECHO	F/BLOQ
17:07:37.13	32	115 ARTENIU2	SINC EM CURSO	INICIO
17:07:37.39	32	115 ARTENIU2	SINC EM CURSO	FIM
17:07:37.45	32	115 ARTENIU2	TENSAO OK	FIM
17:07:37.45	32	115 ARTENIU2	D -	FECHADO
17:07:37.45	32	115 ARTENIU2	TENSAO NULA	FIM
17:07:37.47	32	115 ARTENIU2	TENSAO OK	INICIO
17:07:37.53	32	115 ARTENIU2	CTZ:ACTIVO	INICIO
17:07:42.42	32	115 ARTENIU2	SP2 RELIGADOR BLOQ	FIM

Hora	Painel	Sinalização	Estado	Hora
17:07:42.42	32	115 ARTENIU2	SP1 RELIGADOR BLOQ	FIM
17:07:43.43	32	115 ARTENIU2	SP1 RELIGADOR BLOQ	INICIO
17:07:43.43	32	115 ARTENIU2	SP2 RELIGADOR BLOQ	INICIO
17:07:44.05	29	112 COGER	SINC EM CURSO	INICIO
17:07:44.32	29	112 COGER	SINC EM CURSO	FIM
17:07:44.40	29	112 COGER	DISJ FECHO	BLOQUEIO
17:07:44.44	29	112 COGER	D -	FECHADO
17:07:44.44	29	112 COGER	TENSAO OK	FIM
17:07:44.44	29	112 COGER	TENSAO NULA	FIM
17:07:44.45	29	112 COGER	TENSAO OK	INICIO
17:07:44.50	29	112 COGER	CTZ:ACTIVO	INICIO
17:07:45.11	32	115 ARTENIU2	SP1 RELIGADOR BLOQ	FIM
17:07:45.11	32	115 ARTENIU2	SP2 RELIGADOR BLOQ	FIM
17:07:54.06	29	112 COGER	DISJ FECHO	F/BLOQ
17:08:02.50	33	116 M.PEDRA	SINC EM CURSO	INICIO
17:08:02.76	33	116 M.PEDRA	SINC EM CURSO	FIM
17:08:02.86	33	116 M.PEDRA	DISJ FECHO	BLOQUEIO
17:08:02.86	33	116 M.PEDRA	D -	FECHADO
17:08:02.86	33	116 M.PEDRA	TENSAO NULA	FIM
17:08:02.86	33	116 M.PEDRA	TENSAO OK	FIM
17:08:02.88	33	116 M.PEDRA	TENSAO OK	INICIO
17:08:02.91	33	116 M.PEDRA	CTZ:ACTIVO	INICIO
17:08:09.19	33	116 M.PEDRA	DISJ FECHO	F/BLOQ
17:08:09.20	33	116 M.PEDRA	SP1 RELIGADOR BLOQ	FIM
17:08:09.20	33	116 M.PEDRA	SP2 RELIGADOR BLOQ	FIM
17:08:26.01	67	618 STGO/PRK	SP2 MI EMERG	ARRANQUE
17:08:26.01	67	618 STGO/PRK	SP2 FASE 4	ARRANQUE
17:08:26.01	67	618 STGO/PRK	SP2 FASE 8	ARRANQUE
17:08:26.02	67	618 STGO/PRK	SP2 FASE 0	ARRANQUE
17:08:26.03	67	618 STGO/PRK	SP1 FASE 0	ARRANQUE
17:08:26.03	67	618 STGO/PRK	SP1 FASE 8	ARRANQUE
17:08:26.03	67	618 STGO/PRK	SP1 FASE 4	ARRANQUE
17:08:26.03	67	618 STGO/PRK	SP1 MI EMERG	ARRANQUE
17:10:57.26	40	123 PORTIM 2	SINC EM CURSO	INICIO
17:10:57.53	40	123 PORTIM 2	SINC EM CURSO	FIM
17:10:57.63	40	123 PORTIM 2	D -	FECHADO
17:10:57.63	40	123 PORTIM 2	DISJ FECHO	BLOQUEIO
17:10:57.68	40	123 PORTIM 2	CTZ:ACTIVO	INICIO
17:11:04.24	40	123 PORTIM 2	DISJ FECHO	F/BLOQ
17:11:04.26	40	123 PORTIM 2	SP2 RELIGADOR BLOQ	FIM
17:11:04.26	40	123 PORTIM 2	SP1 RELIGADOR BLOQ	FIM
17:11:34.38	33	116 M.PEDRA	SP1 RELIGADOR BLOQ	INICIO
17:11:39.38	33	116 M.PEDRA	SP1 RELIGADOR BLOQ	FIM
17:12:39.78	1	GERAIS EC	FD 150 DISP RETIDO	FIM

Hora	Painel	Sinalização	Estado	Hora
17:12:39.78	1	GERAIS EC	AGR RTU: URSPT	INICIO
17:12:40.78	1	GERAIS EC	AGR RTU: URSPT	FIM
17:52:59.48	66	617 TR3	TR REG MARCHA	INICIO
17:53:02.09	66	617 TR3	TOMADA TRANSFORMADOR	5
17:53:02.70	66	617 TR3	TR REG MARCHA	FIM
17:53:35.38	58	609 TR2	TR REG MARCHA	INICIO
17:53:36.04	58	609 TR2	TOMADA TRANSFORMADOR	63
17:53:37.46	58	609 TR2	TOMADA TRANSFORMADOR	5
17:53:38.50	58	609 TR2	TR REG MARCHA	FIM
18:03:31.71	1	GERAIS EC	PRESENCA AGENTE INST	FIM

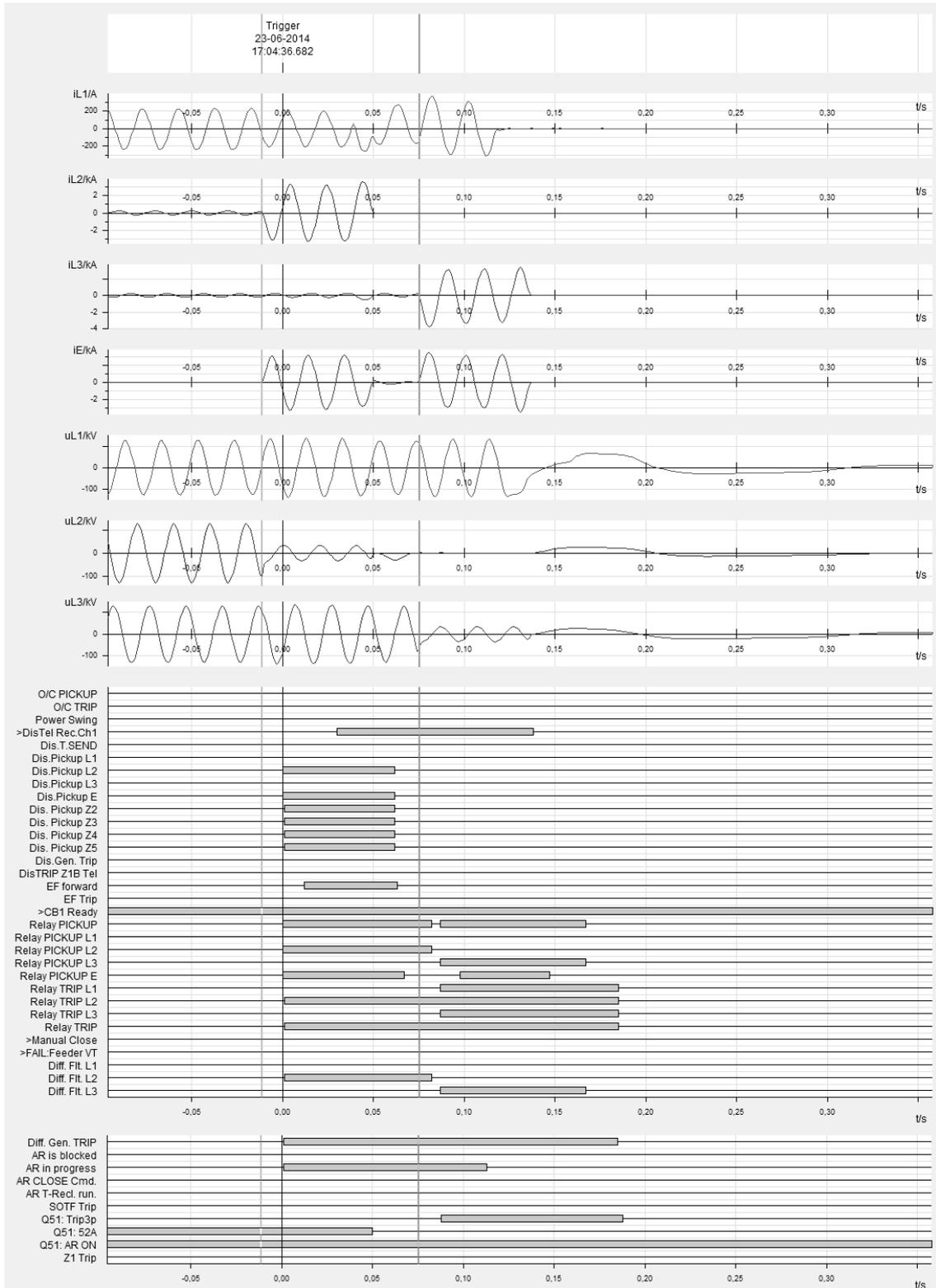


Figura H.1 - Oscilograma completo obtido do SPT1, do painel de saída para SSN, de PCMP no contexto do incidente 244/2014.

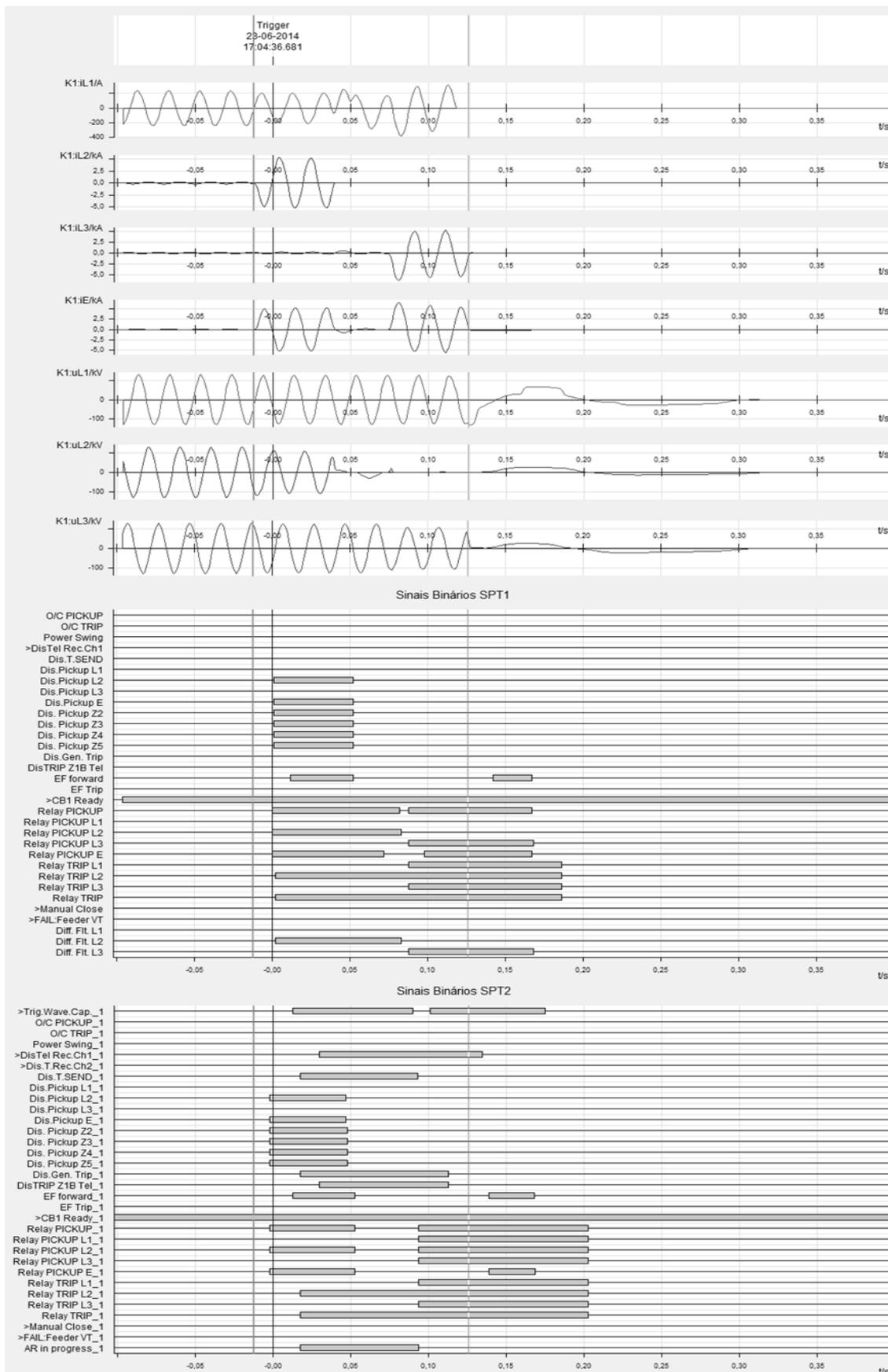


Figura H.2 - Compilação dos oscilogramas obtidos do SPT1 e SPT2, do painel de saída para PCMP, de SSN no contexto do incidente 244/2014.

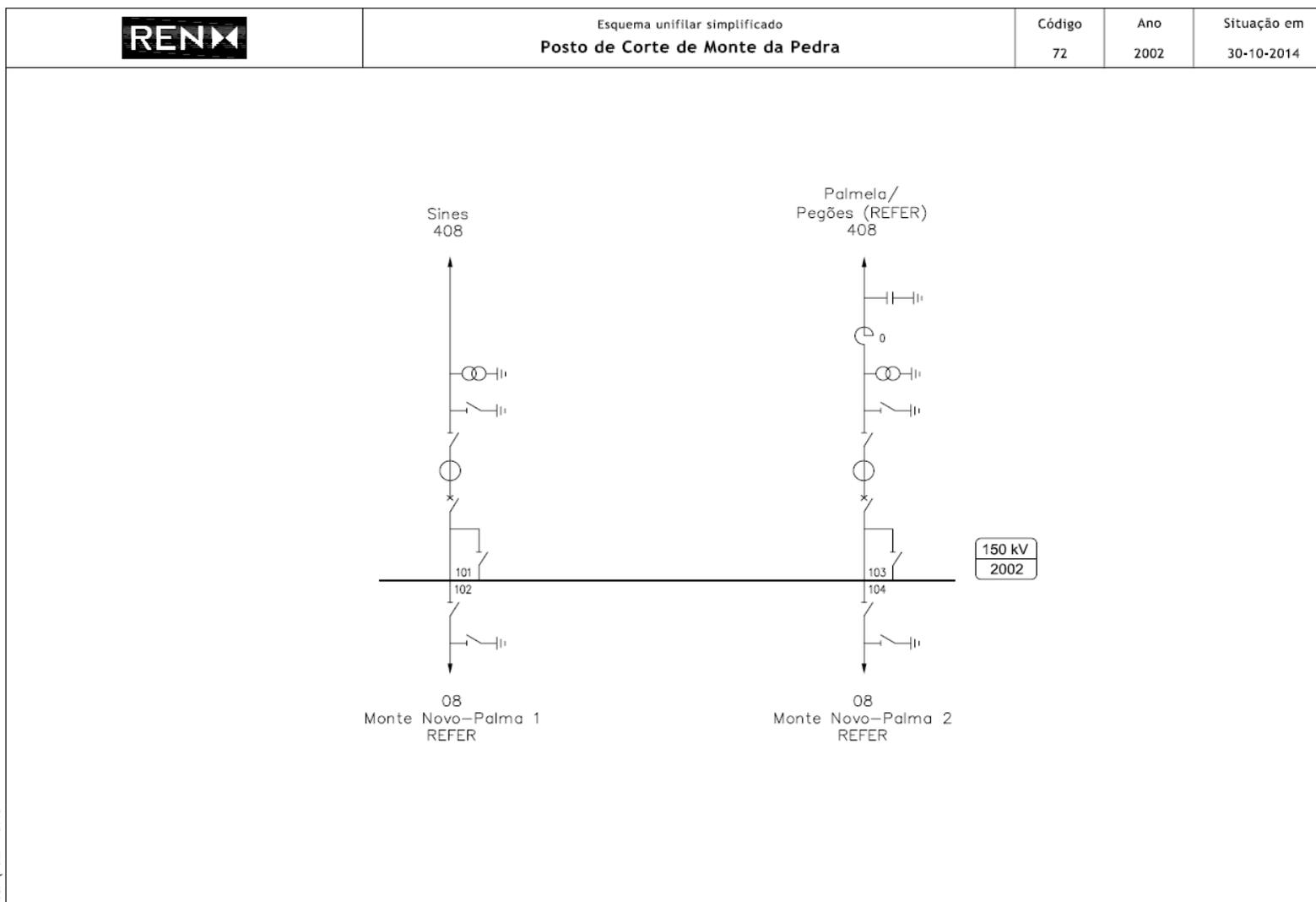


Figura H.3 - Esquema unifilar do Posto de Corte de Monte da Pedra (PCMP).

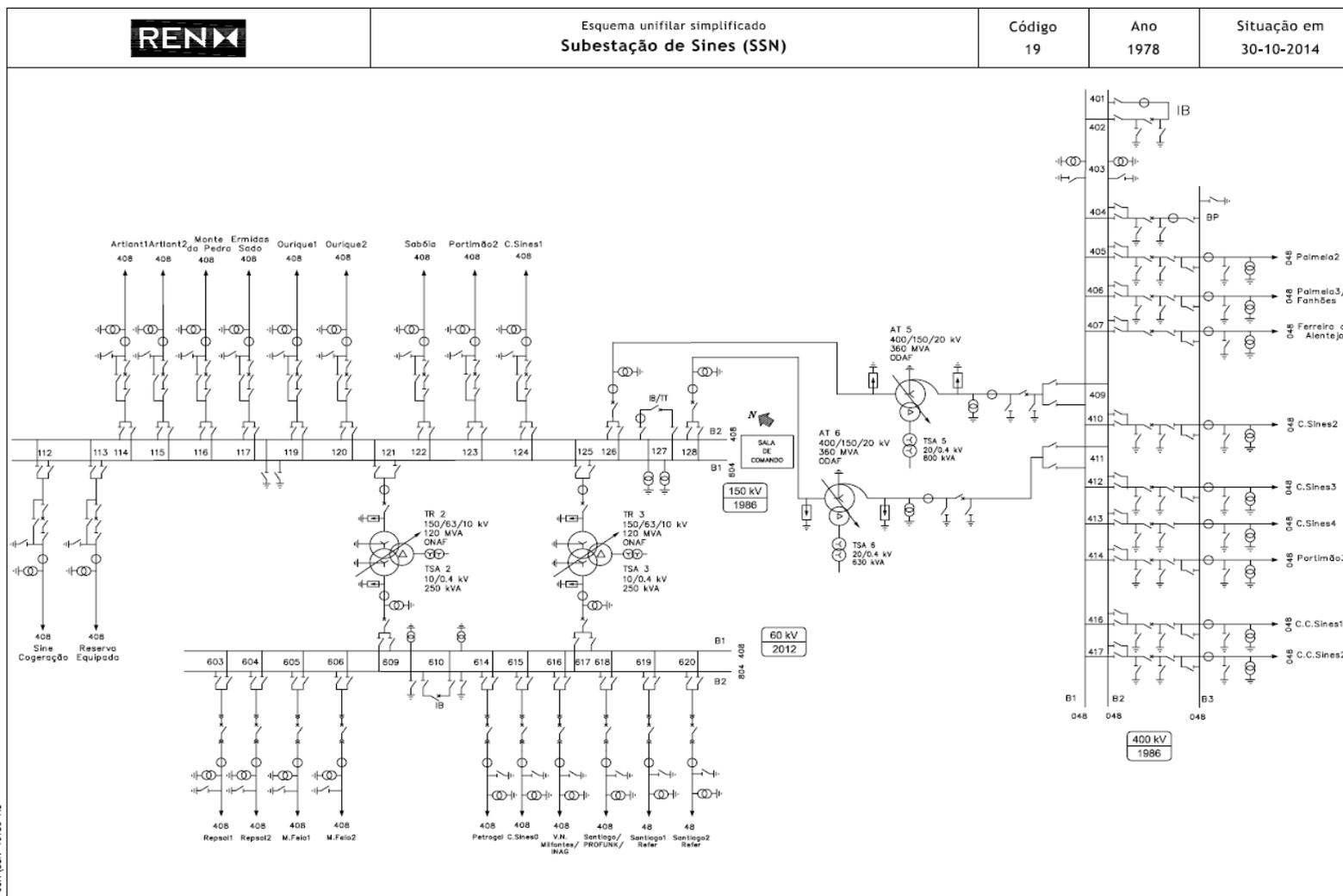


Figura H.4 - Esquema unifilar da Subestação de Sines (SSN).

Anexo I

Tabela resumo dos resultados de análise comportamental desde 2010, agregados por modelo de equipamento de proteção

No âmbito da presente dissertação, realizou-se um estudo dos resultados da análise comportamental dos sistemas de proteção com objetivo de calcular os valores dos indicadores agregados dos equipamentos de proteção. Salienta-se que apenas aparecem na listagem os modelos de equipamentos e respetivas funções de proteção que funcionaram ou que deveriam ter funcionado no âmbito de um incidente. Dos restantes equipamentos e/ou funções de proteção, o valor dos indicadores determinados é naturalmente nulo. O estudo foi realizado tendo em conta os dados existentes desde janeiro de 2010 a junho de 2015, que foram tratados, construindo-se a Tabela I.1. Na Tabela:

- CC - Comportamento Correto;
- AI - Atuação Intempestiva;
- FA - Falha de Atuação;
- FS - Falta de Seletividade;
- Watchdog - Número de atuações da função de autodiagnóstico das proteções e que apenas começou a ser registada em 2015;
- CF é a função de proteção Comparação de Fase, que tem funcionamento idêntico à função diferencial mas apenas compara a fase da corrente dos extremos. Não foi detalhada no corpo da dissertação dado o seu uso muito raro.

Tabela I.1 - Tabela resumo dos resultados de análise comportamental desde 2010, agregado por modelo de equipamento de proteção.

Modelo/Comportamento/Função	2010	2011	2012	2013	2014	2015
7SA522/Siemens				2		
CC				2		
DIST				2		
7SA611/Siemens				3		
CC				3		
DIFL				1		

166 Tabela resumo dos resultados de análise comportamental desde 2010, agregados por modelo de equipamento de proteção

Modelo/Comportamento/Função	2010	2011	2012	2013	2014	2015
DIST				2		
7SA6121/Siemens	59	162	85	117	48	
AI			1	1		
DIST			1			
MaxU				1		
CC	59	161	83	116	48	
DifC		1				
DIFL	20	32	38	54	32	
DIST	39	127	45	60	16	
MI				1		
TELEPT		1				
WEI				1		
FA			1			
DIRT			1			
FS		1				
DIST		1				
7SD511/Siemens			1			
CC			1			
DIFL			1			
7SS523/Siemens	1	1	1	2		2
AI	1					
FD	1					
CC		1	1	2		
DIFL			1	2		
DIST		1				
Watchdog						2
D21/BBC			1			
CC			1			
DIFT			1			
D21se3/BBC	2	1	2			
CC	2	1	2			
DIFT	2	1	2			
DLP1112/GE	4	18				
CC	4	18				
DIST	4	18				
L3wys/BBC	14	10	4	2	1	
CC	14	10	4	2	1	
DIFL	3	2	2	1	1	
DIST	11	8	2	1		
L3wys/BBC	2		2			
CC	2		2			
DIFL			1			
DIST	2		1			
L6f/BBC	1	1		1	1	

Tabela resumo dos resultados de análise comportamental desde 2010, agregados por modelo de equipamento de proteção 167

Modelo/Comportamento/Função	2010	2011	2012	2013	2014	2015
CC	1	1		1	1	
FDISJ					1	
DIST	1	1		1		
L6ft/BBC	1	5	1			
CC	1	5	1			
FDISJ			1			
DIST	1	5				
L6kt/BBC	6		1			
CC	6		1			
DIST	6		1			
LZ32/BBC	37	30	14	19	14	
AI	1		1		1	
DIST	1		1		1	
CC	36	27	13	19	12	
DIFL	3	6	2	5	3	
FDISJ	1					
DIST	32	21	11	14	9	
FA		3			1	
DIST		3			1	
LZ96/BBC	11	6	2	4	2	
AI		1		2		
DIST		1		2		
CC	10	5	2	2	1	
DIFL	3			2		
DIST	7	5	2		1	
FA					1	
DIST					1	
FS	1					
DIST	1					
LZ96a/BBC	5	6	1	5	5	
CC	5	6	1	5	5	
CF				1		
DIFL		1		4	2	
DIST	5	5	1		3	
PXLC3008/GEC	2			4	1	
CC	2			4	1	
DIST	2			4	1	
QUADRAMHO-SHPM101/GEC	5	2	2			
CC	5	2	2			
FDISJ	1					
DIST	4	2	2			
R3Z25+R3Z2	2					
CC	2					
DIST	2					

168 Tabela resumo dos resultados de análise comportamental desde 2010, agregados por modelo de equipamento de proteção

Modelo/Comportamento/Função	2010	2011	2012	2013	2014	2015
RADSB/ASEA	1					
CC	1					
DIFT	1					
RADSS/ASEA		3		2		
CC		3		2		
DifB		3		2		
RAICC/ASEA		1				
CC		1				
DIST		1				
RAZFE/ASEA		3		3		
CC		1		3		
DIST		1		3		
FS		2				
DIST		2				
RAZOA/ASEA	19	20	3	7	10	
AI		1				
DIST		1				
CC	19	19	3	7	10	
DIFL		1		1		
DIST	19	18	3	6	10	
RAZOG/ASEA	22	26	21	19	8	
CC	21	25	21	19	8	
DIFL			2	8		
DIST	21	25	19	11	8	
FS	1	1				
DIST	1	1				
REL316/ABB	6	1	5	4	2	
CC	6	1	5	4	2	
DIST	6	1	5	4	2	
RELZ100/ABB	5	11		2	5	
CC	2	11		2	4	
DIFL		1				
DIST	2	10		2	4	
FA	3				1	
DIST	3				1	
REZ1/ABB	5	4		4	3	
CC	5	4		4	3	
DIFL	4	1		1	1	
DIST	1	3		3	2	
RXPE47+RXIDF2H/ASEA	1					
CC	1					
DIRT	1					
SD33/Siemens		1		3	2	
CC		1		3	2	

Tabela resumo dos resultados de análise comportamental desde 2010, agregados por modelo de equipamento de proteção 169

Modelo/Comportamento/Função	2010	2011	2012	2013	2014	2015
CF				1		
DIST		1		2	2	
SEL221-16/SEL	1	1		1		
CC	1	1		1		
DIST	1	1		1		
SEL221F/SEL	1		2			
CC	1		2			
DIST	1					
FI			2			
SEL321/SEL	9	18	8	5	4	
CC	9	18	8	5	4	
DIST	9	12	8	5	3	
FI		6			1	
MICOMP545K/Alstom	92	130	81	89	66	1
AI	1	1			2	
DIFL	1	1			2	
CC	88	120	71	87	62	
DifC		2				
DIFL	52	47	39	33	29	
DIRT			1	1	2	
DIST	36	70	31	53	31	
TELEPT		1				
FA	3	1	4	1		
DIST	3	1	4	1		
FS		8	6	1	2	
DIFL		8	6	1	2	
Watchdog						1
MICOMP444/Alstom	21	15	14	21	22	1
AI				1		
DIST				1		
CC	21	15	14	20	22	
DIFL	12	8	11	16	14	
DIRT			1	1	2	
DIST	9	7	2	3	5	
FD					1	
Watchdog						1
7SD523/Siemens	161	186	140	233	171	1
AI	1			2		
DIFL	1			2		
CC	160	185	139	231	169	
DIFL	61	52	80	157	101	
DIST	99	133	59	74	67	
FD					1	
FA			1			

170 Tabela resumo dos resultados de análise comportamental desde 2010, agregados por modelo de equipamento de proteção

Modelo/Comportamento/Função	2010	2011	2012	2013	2014	2015
DIRT			1			
FS		1			2	
DIFL					2	
DIRT		1				
Watchdog						1
RED670/ABB	7	12	5	11	18	6
AI					1	
DIFL					1	
CC	6	12	5	11	17	
DIFL					7	
DIRT			1		1	
DIST	5	12	4	11	9	
TELEPT	1					
FS	1					
DIRT	1					
Watchdog						6
REL670/ABB	6	5	2	13	12	2
AI		1				
DIRT		1				
CC	5	4	2	13	12	
DifC		1				
DIFL				5	6	
DIRT			1			
DIST	4	3	1	8	6	
TELEPT	1					
FS	1					
DIRT	1					
Watchdog						2
7SV600/Siemens	1					
FS	1					
DIST	1					
MICOMP545/Alstom	7	24	11	29	25	
AI		1				
DIFL		1				
CC	5	20	10	28	25	
DIFL	3	6	8	26	22	
DIST	2	12	2	2	3	
FD		2				
FA	2	2	1			
DIST	2	2	1			
FS		1		1		
DIRT		1		1		
RET521/ABB	5		1	2		
CC	4			2		

Tabela resumo dos resultados de análise comportamental desde 2010, agregados por modelo de equipamento de proteção 171

Modelo/Comportamento/Função	2010	2011	2012	2013	2014	2015
DIFT	3			2		
MI	1					
FA	1					
DIFT	1					
FS			1			
DIRT			1			
MICOMP542/Alstom		2				
CC		2				
DIFT		2				
MICOMP632/Alstom		2				
CC		2				
DIFT		2				
MICOM545/Alstom		1				
AI		1				
DIFL		1				
MICOMP543/Alstom			1			
AI			1			
DIFL			1			
MICOMP545G/Alstom				1	1	1
CC					1	
DIFL					1	
FA				1		
DIST				1		
RET670/ABB				1		1
CC				1		
DIST				1		
Watchdog						1
REB670/ABB					2	
CC					1	
DifB					1	
FS					1	
FD					1	
MICOMP741/Alstom					1	
CC					1	
FD					1	
7UT633/Siemens	2	4		5		2
CC	2	4		5		
DIFT	2	4		4		
MI				1		
Watchdog						2
7SA612/Siemens	64	57	42	89	107	4
AI						2
CC	64	56	42	87	106	
DIFL	23	14	23	47	52	

172 Tabela resumo dos resultados de análise comportamental desde 2010, agregados por modelo de equipamento de proteção

Modelo/Comportamento/Função	2010	2011	2012	2013	2014	2015
DIRT					1	
DIST	41	42	19	40	53	
FS		1		2	1	
DIRT					1	
DIST		1		2		
Watchdog						2
REL521/ABB	28	31	24	14	15	
CC	27	29	24	13	15	
DIFL	8	8	6	3	2	
DIRT	1	1				
FDISJ				1		
DIST	18	19	18	9	13	
FD		1				
FA	1	1				
DIFL	1	1				
FS		1		1		
DIRT		1				
DIST				1		
REL531/ABB	28	34	38	53	33	
CC	28	34	38	52	33	
DIFL	13	10	17	32	19	
DIRT			1			
DIST	15	24	20	20	14	
FA				1		
DIST				1		
REL511/ABB	16	9	14	15	18	
AI		1				
DIST		1				
CC	15	7	14	15	18	
DIFL	9	1	4	9	12	
DIST	6	5	10	6	6	
FD		1				
FA	1					
DIST	1					
FS		1				
DIRT		1				
7SA511/Siemens	14	3	6	4	6	
CC	13	3	6	3	6	
DIFL	10	2	5		6	
DIST	3	1	1	3		
FA	1			1		
DIST	1			1		
7UT612/Siemens	2					
CC	2					

Tabela resumo dos resultados de análise comportamental desde 2010, agregados por modelo de equipamento de proteção 173

Modelo/Comportamento/Função	2010	2011	2012	2013	2014	2015
MI	2					
RET316/ABB	1		1		2	
CC	1		1		2	
DIFT			1		2	
MI	1					
7UT512/Siemens	1					
CC	1					
DIFT	1					
7UT635/Siemens			1		2	
CC			1		1	
DIFT					1	
MIh/Bib			1			
FA					1	
DIFT					1	
REL551/Siemens				1		
CC				1		
DIFL				1		
7SS522/Siemens			2	2	1	1
CC			2	2	1	
DifB			2	2	1	
Watchdog						1