

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



**Desenvolvimento de procedimentos padrão
para homologação de relé de proteção na rede de
transporte**

Rui César Martins Veiga da Silva
Versão Final

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

Orientador: Prof. Dr. Hélder Leite
Coorientador: Eng. Elisabete Almeida

Janeiro 2018

© Rui César Silva, 2018

Resumo

Com a evolução da tecnologia dos relés de Proteção usados no Sistema Elétrico de Energia, torna-se necessário definir critérios na seleção de equipamentos a implementar nas subestações da Operadora da Rede Elétrica. A fiabilidade, oferecida pelas proteções, e a concordância com os protocolos já em utilização em subestações tem de ser comprovada em ambientes de teste para garantir qualidade no fornecimento de energia.

Esta dissertação apresenta as fases do processo de homologação de um Sistema de Proteção Secundária de uma linha de alta tensão. Foi desenvolvido um Protocolo-Guia de Ensaios de Funções de Proteção, com base em Especificações Técnicas e Funcionais do Operador da Rede de Transporte e desenhados Ensaios com recurso a ferramentas de ensaio da *OMICRON Technologies*, para validar a fiabilidade da proteção.

Para o cumprimento dos requisitos do protocolo, é abordada a configuração das funções de proteção do relé, como também a parametrização destas, em relação a um Estudo de Coordenação de um projeto real. É demonstrada a montagem física do Painel de Ensaios de Homologação, para confirmação das capacidades de interoperabilidade do relé, contemplando Protocolos Redundantes de Comunicação em vigor em Subestações concordantes com a Norma IEC 61850.

Palavras chave: Homologação, Relé de Proteção, IEC 61850, PRP

Abstract

With the evolution of the Technologies in Protective relaying Systems, it becomes mandatory to define criteria in the selection of equipments, to implement in Substations of the Electrical Network Operator. The reliability, offered by protections, and conformity with protocols already implemented in Substations must be proved in tests to ensure quality in the energy supply.

This dissertation presents the stages in the admission process of a secondary protection system for a high voltage line. It was developed a guided protocol for tests of protection functions based in Functional and technical specification and designed tests, with the help of tools provided by *OMICRON Technologies*, to validate the reliability of the protection.

For the validation of the protocol demands, it is approached the configuration of the protection functions of the relay and also the parametrization of said functions resorting to a coordination study of a real project. It is displayed the physical assembly of an admission test panel, to prove the interoperability of the protection, contemplating redundant communications protocol in use in substations operating under the norm IEC 61850.

Agradecimentos

Agradeço ao meu orientador, Professor Doutor Heldér Leite por toda a confiança depositada, todo o apoio e sugestões disponibilizadas ao longo do trabalho desenvolvido.

À Efacec Energia, Máquinas e Equipamentos Elétricos pela oportunidade concedida em realizar a dissertação em ambiente empresarial.

À minha família, em especial aos meus pais por me terem apoiado e incentivado no decorrer de toda a minha vida académica.

A todos os meus amigos e namorada por me proporcionarem momentos de amizade e descontração durante esta fase importante do meu percurso académico.

Agradeço especialmente à Engenheira Elisabete Almeida, pelo incansável acompanhamento e transmissão de conhecimento, imprescindível na realização desta dissertação.

“All truths are easy to understand once they are discovered
the point is to discover them.”

Galileo Galilei

Índice

Resumo	iii
Abstract	iv
Agradecimentos	vi
Índice	ix
Lista de figuras	xi
Lista de tabelas	xiii
Abreviaturas e Símbolos	xiv
Capítulo 1	1
Introdução.....	1
1.1 - Estrutura da dissertação.....	2
1.2 -Motivação e Objetivos	2
Capítulo 2	4
Equipamentos de Proteção da Rede Nacional de Transporte de Energia.	4
2.1 Sistema Elétrico de Energia: Rede Nacional de Transporte	4
2.2 Constituição e Requisitos de um Sistema de Proteção.....	6
2.3 Norma IEC61850.....	15
2.3.1 Comunicação em Subestações	20
2.4 TPU L500	21
2.5 Sumário	25
Capítulo 3	26
Homologação de um Relé de Proteção para Proteção de linha de transporte	26
3.1 Introdução	26
3.2 Etapas do Processo de Homologação.....	26
3.3 Protocolo de Ensaios de Homologação	29
3.3.1 Ensaio de Funções de Proteção de Linha de Alta Tensão	29
3.3.2 Ensaio Global do Painel de Proteção de Linha	35
3.4 Sumário	38
Capítulo 4	39
Preparação do Relé de Proteção como IED -Intelligent Electronic Device	39
4.1 Configurações Físicas	39
4.2 Relé de Proteção EFACEC TPU L500: Configuração da Matriz de Mapeamento.....	40
4.3 Parametrização de Funções de Proteção.....	44
Capítulo 5	46
Ensaios para Homologação de um Relé de Proteção de Linha de Transporte de Alta Tensão	46

5.1 Equipamento Utilizado em Ensaio de Homologação.....	46
5.1.2 Mala de Ensaio CMC256-6 da OMICRON.....	47
5.1.3 Montagem do Ambiente de Trabalho	50
5.2 Construção de Ensaio para a Homologação	51
5.2.1 Construção de Ensaio através do Módulo <i>State Sequencer</i>	52
5.2.2 Construção de ensaio através do módulo <i>Ramping</i>	54
5.2.3 Construção de Ensaio através do Módulo de Distância	55
5.3 Realização de Ensaio de Homologação	57
5.3.2 Ensaio das Funções de Proteção.....	58
5.4 Análise dos Resultados.....	61
5.5 Considerações Finais	69
Capítulo 6	70
6.1 Conclusões	70
6.2 Trabalho futuro	71
Referências.....	72
Anexo A	74
Anexo B	75
Anexo C	103
Anexo D	104
Anexo E.....	107

Lista de figuras

Figura 2.1- Estados do SEE [1].	5
Figura 2.2- Elementos constituintes de um relé de atração magnética[17].....	8
Figura 2.3- Relé eletrônico [25]	9
Figura 2.4 - Característica MHO[2]	11
Figura 2.5 - Exemplo de zonas da proteção de distância poligonal [26]	12
Figura 2.6- Ângulo relativo entre 2 fontes[12].	14
Figura 2.7 - Arquitetura de objetos na norma IEC61850[16].	16
Figura 2.8 Processo de configuração de um IED[27]	20
Figura 2.9 - Exemplo de um Relatório de um Defeito Fase-Terra	23
Figura 2.10- Oscilografia de um Defeito de Distância.	24
Figura 3.1 Exemplo de ensaios de funções de proteção de uma linha de alta tensão.....	29
Figura 3.2 - Emissão de sinalizações de um relé num teste da função de distância.....	30
Figura 3.3 Zonas de proteção de distância	31
Figura 3.4 Painel de proteção de linha	36
Figura 3.5 -Exemplo de envio de sinalizações do bastidor após ensaio da função de religação.	37
Figura 4.1 Configuração final da matriz de mapeamento para homologação.	43
Figura 4.2 Alcances das zonas de proteção da função de distância- Excerto de um estudo de coordenação.....	44
Figura 4.3 Parametrização do escalão destinado à proteção não-direcional (Zona 5), no software Automation Studio.....	45
Figura 5.1 Mala de Ensaio CMC256-6 da OMICRON [22]	47
Figura 5.2 Módulos de saídas de corrente [22].	48
Figura 5.3 Módulos de injeção de tensão [22].	48
Figura 5.4 Módulo de saídas binárias [22].	49
Figura 5.5 Módulo de entradas binárias [22].	49

Figura 5.6 Montagem utilizada nos ensaios de homologação.	51
Figura 5.7 Ambiente gráfico do módulo state sequencer.....	52
Figura 5.8 Definição direta de tensões e correntes e saídas binárias.	53
Figura 5.9 Definição da impedância de defeito a injetar através da característica da função de distância	53
Figura 5.10 Variáveis usadas na transição do estado inicial da função SOTF.	54
Figura 5.11 Rampa utilizada na determinação da corrente de operação da função de distância	55
Figura 5.12 Definição dos pontos de teste com recurso à característica da função de distância	56
Figura 5.13- Preparação do ensaio da característica da distância.....	61
Figura 5.14 Resultado do ensaio da característica da distância.....	62
Figura 5.15 Sinalizações emitidas pela proteção no ensaio da corrente mínima de operação da função de distância.	64
Figura 5.16 Definição da rampa para validação da corrente mínima de operação da função de distância.	64
Figura 5.17 Definição da rampa para validação dos limites de arranque forward de operação da função de distância.	64
Figura 5.18 Sinalizações emitidas pela proteção no ensaio dos limites de arranque forward de operação da função de distância.	65
Figura 5.19 Sinalizações emitidas pela proteção face um defeito com impedância compreendida na zona 1 de proteção da função de distância.	66
Figura 5.20 Sinalizações emitidas pela proteção face um defeito com impedância compreendida na zona 5 de proteção da função de distância.	66
Figura 5.21 Definição da impedância de defeito para ensaio da função de religação.	67
Figura 5.22 Sinalizações emitidas pela proteção no ensaio das implicações da função de teleproteção na função de religação.	67
Figura 5.23 Emissão de sinalizações durante um ensaio global ao painel de linha.	68

Lista de tabelas

Tabela 2.1. - Organização do Nó lógico de um Disjuntor [20].....	16
Tabela 2.2- Organização do Nó lógico da Proteção de Sobreintensidade de Corrente [20]....	18
Tabela 5.1 Avaliação dos tempos de atuação da função de distância.....	57
Tabela 5.2- Tabela de avaliação da característica da função de proteção de distância	63

Abreviaturas e Símbolos

Lista de abreviaturas

CID	Configured IED Description
FEUP	Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto
GOOSE	Generic Object-Oriented Substation Event
HMI	Human machine interface
ICD	IED Configuration Description
IEC	International Electrotechnical Commission
IED	Intelligent Electronic Device
IP	Internet Protocol
LD	Logical Device
LED	Light Emitting Diode
LN	Logical Node
MMS	Messaging Manufacturing Specification
MMS	Manufacturing Message Specification
ORT	Operador da Rede de Transporte
PRP	Parallel Redundancy Protocol
REN	Redes Energéticas Nacionais
RSTP	Rapid Spanning Tree Protocol
SAT	Site Acceptance Test
SCD	Substation Configuration Description
SEE	Sistema Elétrico de Energia
SNTP	Simple Network Time Protocol
SOTF	Switch Onto Fault
SP	Sistema de Proteção
SSC	Substation System Configuration
TC	Transformador de Corrente
TPU	Terminal Protection Unit
TT	Transformador de Tensão
VLAN	Virtual Local Area Network

Capítulo 1

Introdução

O operador da rede de transporte elétrico prima por obter um compromisso, entre qualidade de serviço, fiabilidade e economia, nos sistemas de comando, controlo e proteção da rede. Através dos avanços na tecnologia dos equipamentos que exercem o controlo, comando e proteção da rede, do sistema elétrico de energia, o compromisso entre estas características é menor.

O operador da rede controla o concurso de eleição de equipamentos a integrar nas suas subestações. Mas para um novo equipamento se qualificar para o concurso tem de ser comprovada a sua capacidade de responder às necessidades de comando, controlo ou proteção do operador da rede elétrica.

O processo de homologação de um equipamento garante a sua elegibilidade em acessos a concursos de compra. Cabe ao fornecedor dos equipamentos efetuar uma apresentação da sua tecnologia e elaborar ensaios para comprovar as funcionalidades do sistema.

A fase de ensaios ao equipamento consiste no exaustivo teste de funções de comando, controlo e proteção para garantir o cumprimento das especificações técnicas e funcionais dos sistemas, como também para garantir a interoperabilidade com os equipamentos já implementados em subestações do operador da rede elétrica.

Assim, é objetivo desta dissertação, intitulada “Desenvolvimento de procedimentos padrão na homologação de um relé de proteção da rede de transporte”: Definir procedimentos de preparação de um relé de proteção de linha para os ensaios de homologação; Sistematizar o processo de configuração de ensaios às funcionalidade de proteção e comunicação do relé; Sugerir critérios de avaliação dos ensaios de homologação.

Melhorando o processo de ensaios do relé de proteção da rede de transporte, vai existir um contributo direto para a aprovação do seu processo de homologação, habilitando a sua implementação em subestações do operador da rede.

1.1 - Estrutura da dissertação

A dissertação está dividida em 6 capítulos. O primeiro apresenta uma introdução ao tema, um resumo da sua estrutura, o objetivo da dissertação e a motivação para o seu cumprimento.

O capítulo dois consiste na revisão de literatura sobre sistemas de comando, controlo e proteção do sistema elétrico de energia. São descritos os estados do sistema elétrico e os critérios que interagem na alteração de estados de funcionamento. São expostos os objetivos que devem reger os sistemas de proteção da rede elétrica e protocolos adotados para os atingir, bem como uma breve análise sobre os desenvolvimentos da tecnologia.

O capítulo três estabelece as sequências de eventos e contactos, num processo de homologação de equipamentos de proteção, entre o fornecedor e o operador da rede elétrica.

O capítulo quatro incide sobre a preparação do relé de proteção de linha para o processo de ensaios de homologação. Inicia-se com a configuração do equipamento consoante as especificações técnicas e funcionais apresentadas pelo operador da rede de transporte, finalizando com a parametrizações das funções de proteção de acordo com um estudo de coordenação de um projeto anterior.

No capítulo cinco, são analisadas as metodologias de ensaios para homologação. É apresentado o equipamento e software de ensaio bem como a montagem do bastidor de proteção e a sua implementação em sistemas de controlo habitualmente encontrados em subestações do operador da rede elétrica.

No capítulo seis, são apresentadas as conclusões retiradas acerca do processo de homologação e é apresentada uma sugestão para um trabalho futuro de investigação para agilizar o processo de ensaio das funções do relé de proteção da rede de transporte.

1.2 -Motivação e Objetivos

Uma entidade responsável pelo desenvolvimento e implementação de relés de proteção, visa fornecer a sua tecnologia para utilização em subestações do operador da rede elétrica.

A escolha de equipamentos a implementar numa subestação passa inicialmente por um concurso regulado pelo operador da rede elétrica.

A missão do concurso é garantir a otimização das aquisições de bens e serviços em termos de preço, qualidade e serviço.

Um operador da rede para se certificar que uma unidade garante qualidade nas funções por ela a desempenhar, torna o processo de homologação num dos critérios para entrada no processo de compras.

O processo de homologação garante que o relé de proteção:

- Protege eficazmente a linha;
- Interage com equipamentos de comando, controlo e proteção que já se encontram validados e implementados em subestações do operador da rede elétrica;
- Envia corretamente sinalizações para as unidades de controlo presentes na subestação.

Assim, a homologação de relés de proteção de linha é um requisito obrigatório para implementação do relé em subestações do operador da rede elétrica.

Capítulo 2

Equipamentos de Proteção da Rede Nacional de Transporte de Energia.

No subcapítulo 2.1, serão abordados os estados de funcionamento do Sistema Elétrico de Energia. No ponto 2.2, é discutida a estratégia de operação utilizada pelos relés de proteção de linha no controlo de situações de defeito. Na secção 2.3, é feita uma introdução a conceitos da norma IEC61850, emitida pela comissão eletrotécnica internacional (da literatura anglo-saxónica: International Electrotechnical Commission), que rege os protocolos de comunicação entre IED's- dispositivos eletrónicos inteligentes (da literatura anglo-saxónica: intelligent electronic devices) de uma subestação da rede nacional de transporte. No subcapítulo 2.4, é apresentado o equipamento de proteção utilizado neste trabalho. São descritas de uma forma geral as funcionalidades de proteção e controlo que vão ao encontro dos requisitos da RNT (rede nacional de transporte).

2.1 Sistema Elétrico de Energia: Rede Nacional de Transporte

O SEE (Sistema Elétrico de Energia) opera segundo as restrições de carga do sistema e as restrições de desigualdade[1]. A violação destas restrições conduz o sistema a estados de funcionamento anormais e pode necessitar de intervenção externa, para assegurar a resposta às necessidades energéticas dos consumidores e evitar danos irreversíveis em componentes do sistema elétrico.

O funcionamento do SEE pode ser representado pelo diagrama de estados elaborado por Dy Liacco e complementado por Lester H. Fink e Kjell Carlsen[1]. Este diagrama encontra-se na Figura 2.1

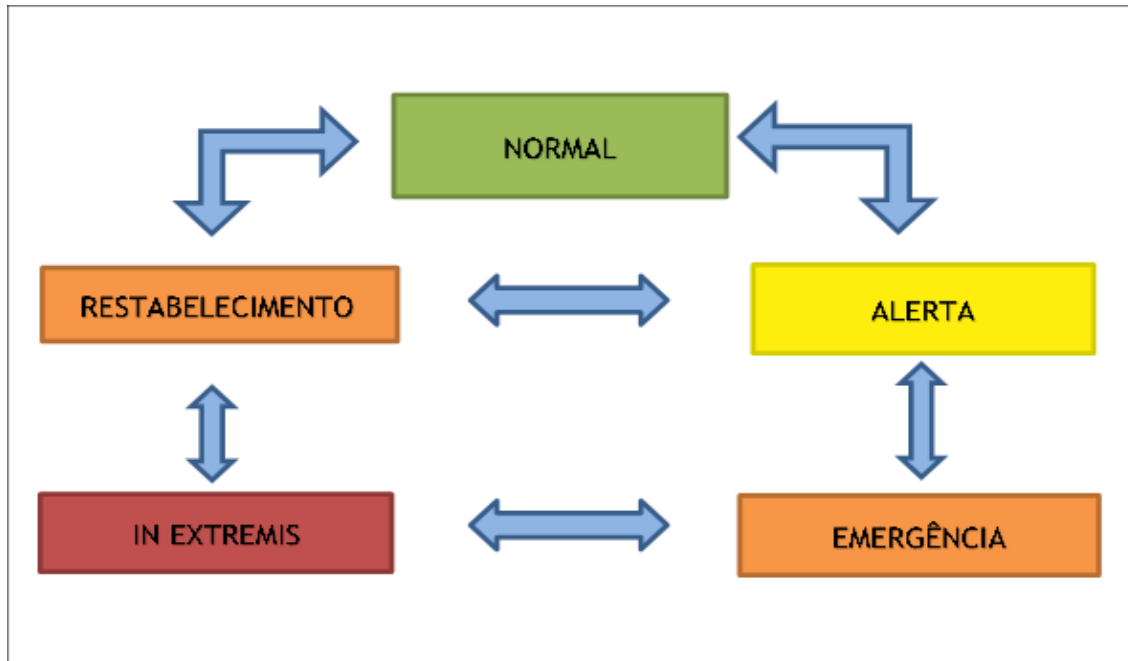


Figura 2.1- Estados do SEE [1].

O sistema encontra-se no estado *normal*, quando respeita os limites de operação dos componentes (limites técnicos de transporte nas linhas e limites dos geradores), consegue responder às necessidades energéticas dos consumidores e quando garante uma margem de reserva de segurança, para conseguir alimentar possíveis aumentos de carga ou perturbações.

Quando as restrições de igualdade e os limites de operacionalidade são respeitados, mas a reserva de segurança é escassa face às possíveis exigências do sistema, o sistema encontra-se no estado de *alerta*.

O estado de *emergência* descreve a situação do sistema quando as restrições de desigualdade são ultrapassadas, por exemplo, quando as cargas são superiores à geração ou no caso de uma descarga atmosférica na linha. No decorrer deste estado, ainda não se verificou a perda de integridade do sistema, mas é necessária atuação por parte de um operador ou de equipamentos, para repor o funcionamento do SEE numa condição de *alerta* ou até mesmo *normal*. A não atuação no sistema, num espaço de tempo específico, com intuito de evitar a evolução do defeito, pode levar à alteração do estado para *in extremis*.

O estado *in extremis* corresponde a situações de funcionamento inseguro, em que existem zonas isoladas do resto do sistema. Consequentemente, vai ser impossível responder

às necessidades dos consumidores, violando as equações de igualdade. A permanência neste estado pode originar efeitos nefastos para os componentes integrantes do SEE. Será necessário isolar as fontes do defeito do restante sistema, para assegurar que não aconteça um colapso total do sistema.

No rescaldo de um defeito extremo, o sistema diz-se em *restabelecimento*. O sistema começa, progressivamente, a alimentar as cargas, cumprindo as restrições de igualdade, fazendo com que o seu estado passe de *restabelecimento* para *alerta* e, se já existir uma reserva de segurança de 20%, para um funcionamento *normal*.

É através da interação dos relés de proteção de linha com os disjuntores de corte que são provocadas alterações na topologia da rede. Quando o sistema se encontra no estado de emergência, é o envio da ordem de disparo, emitida pelos relés aos disjuntores que conduzem o sistema ao estado de *in extremis*, através da isolamento do trecho de linha sob defeito. O restabelecimento automático do serviço (sem interação do operador), após um defeito, é feito através da função de religação presente nos relés de proteção.

2.2 Constituição e Requisitos de um Sistema de Proteção

Protective Relaying é uma estratégia de operação que, através da isolamento de troços defeituosos ou constituintes com um comportamento anormal, permite ao sistema recuperar ou aproximar-se do seu estado de funcionamento normal.

Para a realização desta operação os relés de proteção enviam a fio sinais de disparo aos disjuntores e ordenam a abertura do circuito. Os disjuntores encontram-se em locais que permitam isolar cada gerador, transformador, barramento ou linha de transmissão.

Para detetar eficazmente os defeitos no SEE, os elementos do sistema de proteção devem ser sensíveis a pequenas variações nas grandezas, fazendo com que o processo de *protective relaying* assente na conjugação e compromisso entre quatro atributos por vezes contraditórios[2]:

- Sensibilidade;
- Seletividade;
- Rapidez;
- Fiabilidade.

Seletividade é uma característica de extrema importância, pois assegura que a proteção envia as ordens de abrir ou fechar para o disjuntor correto. Desta forma a proteção

evita que sejam desligadas zonas indesejadas e somente são isoladas partes da rede que contêm o defeito.

É necessário que as proteções atuem em intervalos de tempo muito específicos. Os intervalos de tempo são programados na proteção de acordo com as especificações do ORT (Operador da Rede de Transporte), aumentando consoante a distância do local do defeito ao elemento de proteção. O não cumprimento destes intervalos de tempo pode conduzir à instabilidade do sistema e até mesmo à deterioração do equipamento.

O objetivo principal na conceção de um projeto de proteções é que a proteção isole a área onde ocorreu o defeito o mais rapidamente possível. Mas garantir que o sistema identifique corretamente as situações de defeito e as zonas onde o defeito ocorreu implica intervalos de tempo de operação mais longos.

Fiabilidade é um atributo intrínseco do sistema que representa a capacidade da proteção atuar nas situações requeridas. Esta aptidão é influenciada não só pelo relé, mas também pelos dispositivos de medição, capacidade de corte dos disjuntores e fontes de alimentação dos equipamentos de controlo.

Um equipamento de proteções atua sobre a rede de transporte poucas vezes ao longo do seu período de vida útil, sendo que as proteções das linhas de distribuição atuam com uma frequência superior a outros elementos de proteção do sistema.

O grau de fiabilidade do sistema pode ser maximizado através da realização de manutenções rotineiras e de uma cuidada seleção das características dos aparelhos que contribuem para a deteção e eliminação dos defeitos.

O correto dimensionamento dos sistemas de proteções contribui com uma série de benesses para o sistema nomeadamente a minimização de:

- Custo de reparação de danos;
- Tempo de inatividade do serviço;
- Perdas de receitas pelo tempo em que os consumidores não são alimentados;
- Probabilidade de o defeito alastrar e afetar zonas distintas do sistema[3].

Os primeiros sistemas de proteção eram constituídos por relés eletromecânicos, assentando nos princípios de indução e atração magnética.

Estes relés de atração magnética, de baixa complexidade, consistem numa bobina enrolada num núcleo de ferro maciço. Através de transformadores de corrente e de tensão, o circuito do relé vai ser percorrido por uma corrente proporcional à corrente circulante no circuito operativo. Esta corrente vai provocar no núcleo um fluxo magnético, que vai forçar um braço de ferro móvel a aproximar-se ou afastar-se do núcleo, abrindo ou fechando os contactos do circuito[2].

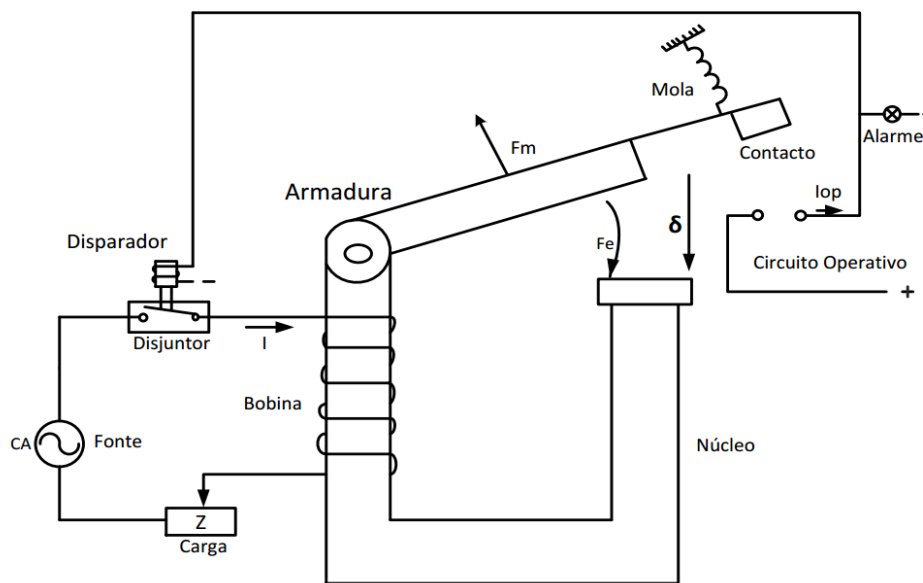


Figura 2.2- Elementos constituintes de um relé de atração magnética[17].

Os relés de indução magnética assentam em princípios semelhantes, mas são mais eficazes na análise de correntes alternadas. A corrente circula num núcleo de ferro maciço e, posteriormente, por um disco rotativo num plano perpendicular ao fluxo de corrente. A passagem de corrente pelo disco gera um binário, no disco metálico, que leva ao seu movimento e conseqüente abertura e fecho dos contactos [2].

Os relés eletromecânicos caíram em desuso pois tinham um custo de instalação elevado derivado da sua construção robusta, eram pouco precisos e requeriam TC's (transformadores de corrente) e TT's (transformadores de tensão) de elevada potência.

Com o aparecimento e desenvolvimento de semicondutores os relés evoluíram. Iniciou-se a era dos relés estáticos ou eletrónicos. Através de transformadores de medida, circula no relé uma corrente proporcional à corrente circulante no circuito que requer proteção. Neste tipo de relés, a corrente que circula é filtrada por um transistor e passa por um circuito comparador, que vai analisar a grandeza e comparar com um nível de polarização previamente definido. Quando, o nível de polarização é ultrapassado, o sinal de disparo é enviado ao disjuntor [3].



Figura 2.3- Relé eletrônico [25]

Este tipo de relé era utilizado por permitirem obter um tempo de atuação inferior aos relés de partes móveis, requeria pouca manutenção e tinha um nível de fiabilidade e precisão superior às tecnologias anteriormente utilizadas. Porém era muito sensível a interferências eletromagnéticas e a temperaturas elevadas.

Os relés digitais começaram a aparecer no início da década de 1980. Os relés eram constituídos por microprocessadores e as funções de proteção eram programadas por software [4]. Estes relés eram preferidos às gerações anteriores, pois permitiam que a lógica e parâmetros das funções de proteção fossem alterados através da programação do relé. Eram de simples instalação e configuração; Foram os primeiros relés a permitir ver o estado das grandezas do sistema, deixando de ser necessário comunicar com o relé através de um computador.

A capacidade de comunicação através de fibras óticas foi introduzida nesta geração de relés, permitindo a transmissão de sinais digitais para outros elementos do sistema ou outros equipamentos de proteção, para maximizar a fiabilidade das funções [5].

Foi também o primeiro sistema de proteção com função *watchdog*. Através de testes internos, o relé consegue averiguar se os microprocessadores internos estão operacionais e a desempenhar as funções para que foram programados.

No início da sua comercialização, era comum estes relés conterem somente uma função de proteção, devido à sua limitada capacidade de processamento e armazenamento.

Na segunda metade da década de 80 apareceram os relés numéricos, uma evolução dos relés digitais, que se encontram em utilização até à atualidade. Constituídos por microprocessadores de elevada capacidade computacional, um equipamento é suficiente para ter acesso a diversas funções de proteção, minimizando o espaço ocupado que costuma ser diminuto em subestações[4]. Os relés numéricos são constantemente alvo de atualizações de firmware por parte dos fabricantes e imputam custos e tempos de reparação menores, porque o equipamento ainda se encontra em processo de fabrico e distribuição, havendo disponíveis peças para reparações.

2.2.1 Sistema de Proteção na Rede Nacional de Transporte

Um Sistema de proteção tem de dispor de meios para a correta proteção da rede de transporte elétrico[6], este sistema tem de incluir:

- Meios para reduzir as magnitudes das grandezas a medir. Através da utilização de transformadores de corrente e transformadores de tensão é possível reduzir as intensidades das correntes e tensões a níveis que possibilitem às proteções detetar com precisão situações de defeito;
- Cabos de injeção de correntes nas proteções. Cabos especiais para conduzirem as correntes e aplicarem tensões dos respetivos transformadores às proteções;
- Disjuntor. Para efetuar o desligamento ou religação de um troço de linha consoante as ordens da proteção;
- Relés de Proteção.

Na rede de transporte elétrico, a proteção é conseguida pelos relés de proteção primária e secundária. Nestes relés figuram as mesmas funções de proteção, com a exceção da função diferencial de linha que só se encontra presente no SP (sistema de proteção) primário. No SP primário, a função de proteção principal é a função diferencial de linha e no SP secundário, ou redundante, a função principal é a função de distância.

É utilizado um esquema de proteção redundante entre os dois relés para aumentar a estabilidade do sistema, facilitar operações de manutenção nos relés, maximizando a fiabilidade na proteção da RNT (Rede Nacional de Transporte) [7].

2.2.2 Funções de Proteção

Para providenciar uma proteção mais consistente com um menor uso de equipamentos, um relé numérico reúne em si uma vasta gama de funções.

Função Distância- ANSI (da literatura anglo-saxônica: *American National Standards Institute*) 21-

A função de distância numa proteção mede constantemente a tensão e corrente do sistema, calculando a impedância. Quando há um defeito na linha, a tensão diminui e a corrente aumenta, fazendo com que a impedância diminua. Esta função compara constantemente a impedância da linha. Se este valor for menor que o valor parametrizado, o sistema está perante uma linha com defeito [8].

As zonas de detecção de defeito variam consoante a resistência e a reactância de defeito. A zona 1 protege 80% da linha de transmissão, enquanto que a zona 2 protege 120% do comprimento total da linha. Existe aqui uma sobreposição de zonas, com o intuito de assegurar o disparo no troço de linha sobre defeito. Para assegurar seletividade entre as proteções, associa-se um atraso característico, escalonamento temporal, a diferentes zonas. Na zona 1 da proteção o disparo é instantâneo e na zona 2 o tempo de disparo é atrasado. Assim, se a primeira ordem de disparo já isolou o defeito o sistema não irá enviar uma repetida ordem de disparo ao disjuntor e previne o desligamento de troços de linha saudáveis [2].

Na função de distância, a característica da proteção pode variar entre MHO, Figura 2.4, ou poligonal, Figura 2.5.

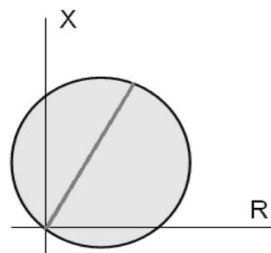


Figura 2.4 - Característica MHO[2]

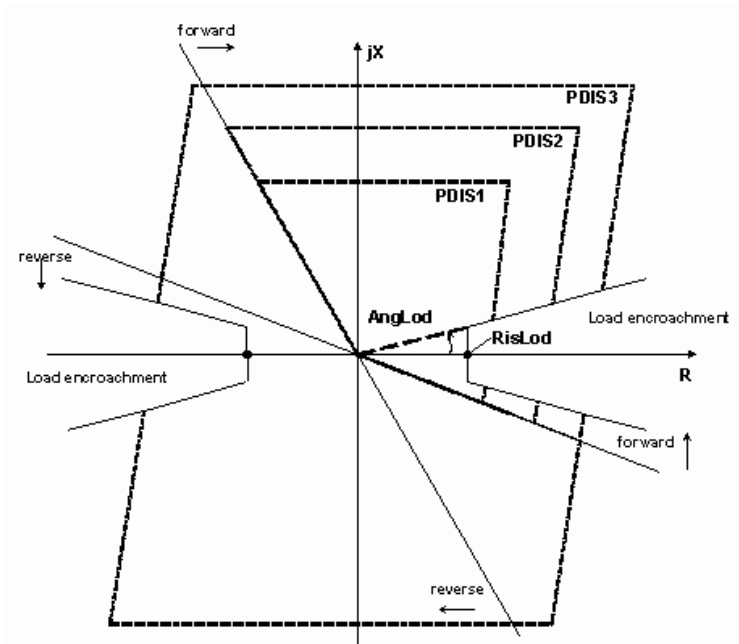


Figura 2.5 - Exemplo de zonas da proteção de distância poligonal [26]

A Figura 2.5 exemplifica zonas de proteção da função de distância de característica poligonal. Na figura, pode-se ver três diferentes escalões de proteção (PDIS1, PDIS2, PDIS3) e um desses (PDIS3) para situações de defeito na direção oposta à linha que queremos proteger.

Funções de Teleproteção- ANSI 85-

As funções de teleproteção vieram complementar a função de distância. Com o desenvolvimento da capacidade de comunicação entre relés agora é possível que os relés compartilhem informação sobre defeitos que ocorrem na linha, com o intuito de apressar o disparo das proteções diminuindo o tempo a que o sistema está sujeito a condições adversas.

Seguidamente ir-se-ão analisar três tipos de teleproteção:

POTT- *Permissive Overreaching Transfer Trip*.

Este esquema garante proteção para além da primeira zona de proteção. Quando uma falha ocorre na zona de teleproteção de um relé e este defeito é detetado por um relé na extremidade oposta da linha, o respetivo relé da extremidade da linha vai emitir pelo canal de teleproteção permissão de disparo. O relé oposto a si vai receber ordem de disparo e vai disparar instantaneamente, se ele detetar um defeito na sua zona de teleproteção. Desta forma, o relé que se encontra perante um defeito na zona de teleproteção não respeita o atraso

no disparo, característico na função de distância, disparando instantaneamente e assegurando a seletividade da proteção [4].

PUTT- Permissive Underreaching Transfer Trip.

Este esquema garante proteção na primeira zona de proteção.

Quando uma falha ocorre na zona 1 do relé de proteção, este vai emitir um sinal de teleproteção para o relé na extremidade da linha. O relé que detetou um defeito na zona 1 abre instantaneamente e o relé com localização na outra extremidade da linha dispara, quando recebe o sinal de teleproteção e deteta uma falha em qualquer zona de proteção [4].

DCB- Directional Comparison Blocking.

Quando um relé encontra um defeito na linha, emite um sinal de abertura do disjuntor para o relé que se encontra no lado oposto da linha. Este segundo relé vai disparar instantaneamente, sendo indiferente que este detete uma falha no circuito ou não [9].

Função Diferencial de Linha- ANSI 87-

A função diferencial compara as correntes de entrada e saída de uma linha de transporte. Apesar da diferença na magnitude das correntes, o relé calcula a diferença entre as correntes, se esta superar o valor esperado é emitido o comando de abertura aos disjuntores nas extremidades da linha [10]. Esta função apresenta grandes dificuldades na sua parametrização, pois estão associadas perdas inerentes ao funcionamento do transformador, que pode induzir a proteção a considerar uma situação de defeito, apesar da linha se encontrar em funcionamento normal [2].

Função Máxima Intensidade- ANSI 50/51/67-

Esta função deteta defeitos na linha que ocorram entre fases ou que envolvam o neutro. Quando existe um contacto fortuito, estabelece-se uma corrente circulante de amplitude superior a valores especificados na programação da proteção.

A emissão da ordem de abertura dos pólos do disjuntor dá-se ao fim de um limite de tempo pré-definido ou então através da relação da curva de tempo. A curva de tempo estabelece uma relação entre a intensidade de corrente e o tempo de disparo da proteção, podendo pertencer a três tipos: curva normalmente inversa, curva muito inversa ou curta extremamente inversa [11].

A função de máximo de intensidade é capaz de detetar a direccionalidade da corrente que circula, para prevenir danos em motores ou alternadores. Esta função utiliza a sequência

direta e a sequência inversa da tensão para calcular o sentido em que a corrente está a circular. Ela compara a diferença entre o ângulo de fase das sequências. Quando o relé não tem disponíveis as tensões de polarização, o relé calcula a direção com recurso à memória de eventos pré-falha.

Função de bloqueio por oscilação de potência (*Power Swing Block*)- ANSI 68-

O sistema pode entrar em situação de oscilação de potência para se adaptar ao novo ponto de funcionamento, derivado da exploração do SEE, ou da alteração da topologia da rede, ou de manutenções de serviço, podendo levar a geração a perder o sincronismo.

O método para calcular a variação de ângulo entre duas fontes é explícito na Figura 2.6. Para evitar que esta situação de dessincronização afete as funções de proteção do relé, este calcula a variação do ângulo relativo medido entre 2 fontes e quando é ultrapassado o valor pré-definido, é enviado um sinal para bloquear a função de distância [12].

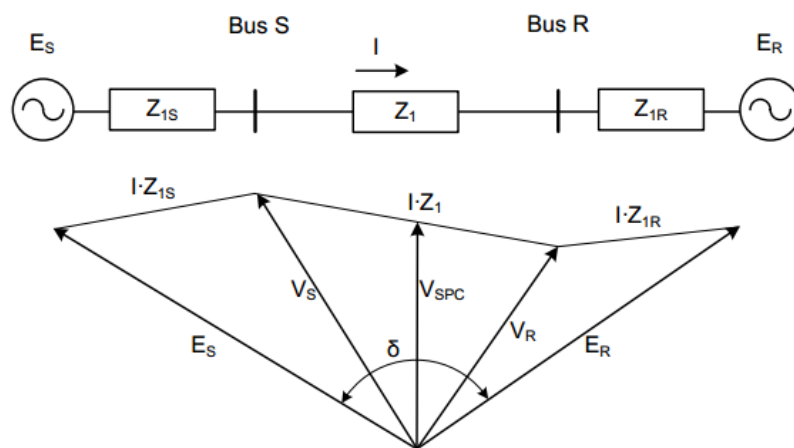


Figura 2.6- Ângulo relativo entre 2 fontes[12].

Função SOTF (*switch onto fault*) -ANSI 50HS-

Quando se dá a religação de uma linha previamente isolada, esta pode estar sob o efeito de um curto circuito. A função SOTF arranca quando se dá a religação de uma linha e deteta rapidamente se o sistema se encontra perante um defeito que não foi eliminado. Desta forma permite um sinal de disparo para os disjuntores, quase instantâneo, evitando a reintrodução de um defeito no sistema [2].

Função de Religação -ANSI 79-

Uma grande parte dos defeitos em linhas aéreas é de natureza transitória. Estes defeitos são eliminados logo após a abertura dos pólos do disjuntor. Os relés numéricos possibilitam a religação automática ao fim de um intervalo de tempo programado, aumentando a fiabilidade do sistema.

2.3 Norma IEC61850

Com o aparecimento de subestações de controlo da distribuição de energia, a coordenação da rede era realizada por meios telefónicos. O operador da subestação, ao detetar um defeito nos equipamentos de controlo da subestação, contactava o operador da subestação oposta e comunicava a ordem de abertura manual do disjuntor [13]. Este método era incapaz de responder com eficácia e prontidão às necessidades do sistema, colocando sob condições adversas os equipamentos do sistema.

Na década de 60, o desenvolvimento das capacidades de comunicação dos relés permitiu uma comunicação quase imediata entre subestações, visto que eliminava a necessidade de um operador comunicar as ordens de fecho ou abertura. Com esta nova tecnologia, surgiram novos desafios, como assegurar que os sinais enviados de uma subestação são interpretados corretamente pelo recetor.

Naquele momento, ficou estabelecida a necessidade de interoperabilidade entre diferentes subestações, para permitir as comunicações entre diferentes equipamentos, de diferentes fornecedores, sem perda de funcionalidades ou informação. A norma IEC61850 veio uniformizar os protocolos de comunicações entre os equipamentos da subestação [14].

Esta norma assenta em quatro princípios:

- Uniformização da nomenclatura num contexto de eletrónica de potência;
- Elevado performance em situações de transmissão de informação;
- Interoperabilidade entre equipamentos de diferentes fabricantes;
- Implementação que não compromete o atual funcionamento da subestação [15]

A norma IEC61850 organiza, de uma forma lógica, as informações da proteção, o seguindo a organização representada na Figura 2.7. Dentro de um servidor da subestação, encontram-se ligados os dispositivos lógicos, que num contexto de proteção são os IED's. Um nó lógico (da literatura anglo-saxónica: *Logical Node*) reúne em si uma plenitude de funções e equipamentos. Para facilitar a comunicação na subestação, cada função ou equipamento presente na subestação corresponde a um nó lógico. Na sua definição, um nó lógico é o modelo de um determinado conjunto de dados.

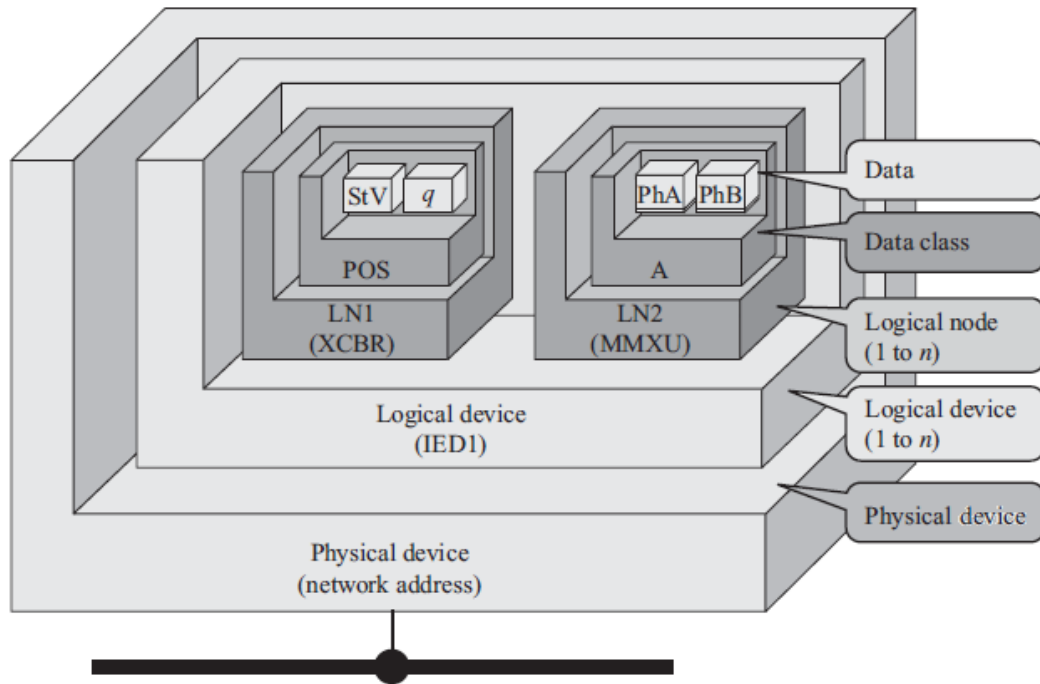


Figura 2.7 - Arquitetura de objetos na norma IEC61850[16].

XCBR class				
Attribute Name	Attr. Type	Explanation	T	M/O
LNName		Shall be inherited from Logical-Node Class (see IEC 61850-7-2)		
Data				
Common Logical Node Information				
LN shall inherit all Mandatory Data from Common Logical Node Class				M
Loc	SPS	Local operation (local means without substation automation communication, hardwired direct control)		M
EEHealth	INS	External equipment health		O
EEName	DPL	External equipment name plate		O
OpCnt	INS	Operation counter		M
Controls				
Pos	DPC	Switch position		M
BlkOpn	SPC	Block opening		M
BlkCls	SPC	Block closing		M
ChaMotEna	SPC	Charger motor enabled		O
Metered Values				
SumSwARs	BCR	Sum of Switched Amperes, resetable		O
Status Information				
CBOPCap	INS	Circuit breaker operating capability		M
POWCap	INS	Point On Wave switching capability		O
MaxOpCap	INS	Circuit breaker operating capability when fully charged		O

Tabela 2.1. - Organização do Nó lógico de um Disjuntor [20].

A norma define objetos de uma forma complexa, mas exata.

De acordo com a arquitetura dos sistemas de automação, seguindo a **Tabela 2.1**, para referir a posição de um disjuntor é necessário enunciar o dispositivo (IED1), o nó lógico a que o disjuntor está ligado (XCBR), a classe do atributo que se quer enunciar (POS- posição) e o atributo cujo valor representa a posição do disjuntor (stVal), resultando na identidade:

DispositivoFisico \$ NóLógico \$ ClasseDeDados \$ Atributo
 IDE1 \$ XCBR \$ Pos \$ stVal

Quando o respetivo disjuntor se encontra aberto, o valor do atributo anterior é 1.

Independentemente do LD ou servidor em que um nó lógico está contido, ele pode interagir e partilhar os estados das suas variáveis com outros LN, sejam eles pertencentes a outros dispositivos lógicos ou pertencentes a diferentes subestações [17]. Um exemplo desta partilha de informação é na forma como as proteções de distância, que correspondem ao nó lógico PDIS, recebem medições de nós lógicos responsáveis pelas medições de tensões e correntes, realizadas pelo nó lógico MMXU, para enviar comandos de abertura ou fecho para um nó lógico do tipo XCBR que contém os disjuntores.

Sendo o objetivo implementar o IED numa subestação, é imperativo assegurar que a transmissão e receção de informações não são condicionadas por uma elevada necessidade de troca de informações. Para, eficazmente, se proceder à comunicação entre subestações utiliza-se cabos de fibra ótica como meio de troca de mensagens. Esta tecnologia permite uma fácil adaptação a redes informáticas de baixa velocidade e a futuros aumentos na velocidade de troca de mensagens.

A norma IEC61850 promove a interoperabilidade vertical entre a unidade central, o centro de comando, os IED's e os equipamentos da subestação controlados por eles. Através da uniformização da nomenclatura de equipamentos é possível a interpretação de sinais emitidos por equipamentos com diferentes funções [16]. A norma promove também a interoperabilidade horizontal entre os IED's. Através da uniformização da nomenclatura de funções é possível a interpretação de sinais emitidos por equipamentos de diferentes fornecedores [16]. Os atributos envolvidos na definição de uma função de proteção de sobreintensidade de corrente encontram-se na **Tabela 2.2**. A comunicação entre sistemas de proteção vai ser analisada mais profundamente na secção 2.3.1.

PTOC class				
Attribute Name	Attr. Type	Explanation	T	M/O
LNName		Shall be inherited from Logical-Node Class (see IEC 61850-7-2)		
Data				
Common Logical Node Information				
		LN shall inherit all Mandatory Data from Common Logical Node Class		M
OpCntRs	INC	Resetable operation counter		O
Status Information				
Str	ACD	Start		M
Op	ACT	Operate	T	M
TmASt	CSD	Active curve characteristic		O
Settings				
TmACrv	CURVE	Operating Curve Type		O
StrVal	ASG	Start Value		O
TmMult	ASG	Time Dial Multiplier		O
MinOpTmms	ING	Minimum Operate Time		O
MaxOpTmms	ING	Maximum Operate Time		O
OpDITmms	ING	Operate Delay Time		O
TypRsCrv	ING	Type of Reset Curve		O
RsDITmms	ING	Reset Delay Time		O
DirMod	ING	Directional Mode		O

Tabela 2.2- Organização do Nó lógico da Proteção de Sobreintensidade de Corrente [20].

Numa subestação, os IED's partilham informação através de duas formas. Variáveis binárias podem ser programadas para figurar na carta de outputs do relé e ser enviadas através de sinalização a fio ou podem ser enviadas através de mensagens GOOSE (*Generic Object-Oriented Substation Event*) por cabos ethernet ou por fibra ótica. Para ser possível a partilha de mensagens GOOSE é necessário que os relés estejam conectados à mesma VLAN (*Virtual*

Local Area Network)¹. Através deste protocolo, os equipamentos partilham e recebem informações de todos os equipamentos na subestação, facilitando a coordenação dos mesmos [15].

Para uma configuração competente dos relés no contexto de uma subestação, têm de construir ficheiros com as informações de equipamentos funcionais, topologia da rede e endereços virtuais para a comunicação entre IDE's.

O retorno dos softwares de configuração dos relés, como o Automation Studio produzido pela EFACEC, ou o DIGSI criado pela Siemens para configuração dos seus sistemas de proteção, é o ficheiro ICD (*IED Capability Description*) [18].

Um ficheiro ICD é característico de um IED, nele estão contidos *data sets* (referências para os atributos) e escalonamento do aparelho por *logical nodes*, incluindo as funções neles presentes.

O ficheiro ICD é enviado para a unidade de controlo da subestação. Em junção com um ficheiro do formato SSC (*Substation System Configuration*), que contém a topologia da subestação e funções necessárias para o seu correto funcionamento, a unidade de controlo constrói um documento no formato SCD (*Substation Configuration Description*).

No ficheiro SCD estão reunidas todas as informações acerca da subestação:

- Funções da subestação;
- Nomenclatura dos Relés;
- Nós lógicos e atributos presentes em cada Relé;
- Endereços IP dos equipamentos.

O software de configuração de IED's recebe o documento SCD da unidade de controlo e produz documentos específicos e individuais para cada relé, os CID (*Configured IED Description*) [14]. O processo encontra-se representado na Figura 2.8.

¹ VLANs permitem a segmentação das redes físicas de comunicação. Uma VLAN é uma rede lógica onde se pode agrupar várias máquinas de acordo com critérios específicos, permitindo no contexto de uma subestação categorizar e separar equipamentos consoante as suas funções, sejam elas de controlo, comando ou proteção.

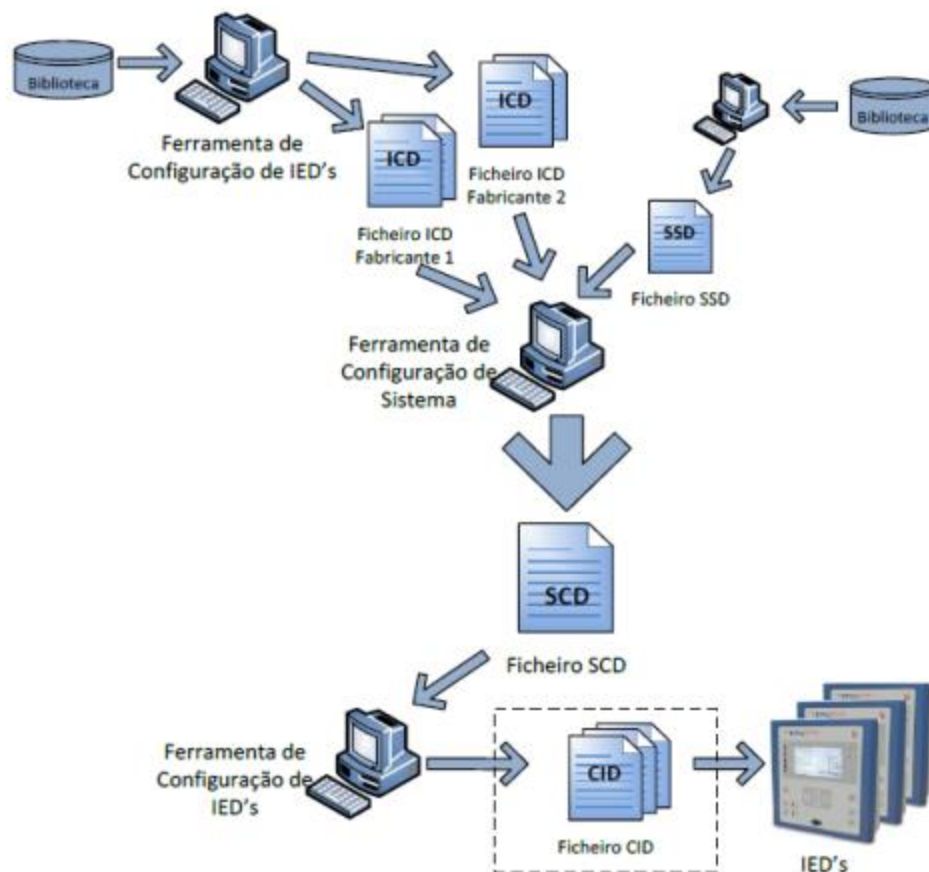


Figura 2.8 Processo de configuração de um IED[27]

2.3.1 Comunicação em Subestações

A norma IEC61850 apresenta diretrizes sobre protocolos de comunicação numa subestação. Um dos objetivos da norma é eliminar custos na implementação de sistemas de comunicação, diminuindo a quantidade de fios a instalar na subestação. Mas na rede de comunicação entre equipamentos de controlo, comando e proteção, atingir elevada fiabilidade é uma necessidade.

Para facilitar a implementação de redes de comunicação pelo operador da subestação, a norma IEC61850 apresenta os protocolos de RSTP (*Rapid Spanning Tree Protocol*) e de PRP (*Parallel Redundancy Protocol*) [19].

O protocolo de comunicação RSTP, encontra-se em utilização na maioria de subestações do ORT. No RSTP, os *switches* de *ethernet* reconfiguram um segundo canal de

comunicação após uma falha no canal primário de comunicação. A esta comutação de redes de comunicação está associado um atraso, para atingir o nível de disponibilidade necessário em sistemas de controlo esta situação é inconveniente [20].

O protocolo de PRP, consiste na disponibilização de dois canais de comunicação ao nível dos IED's. A presença de dois canais de comunicação sempre disponíveis garante que, na ocorrência de uma falha num canal de comunicação, a informação chega aos sistemas de controlo através do segundo canal. Este nível de redundância não introduz atrasos na comunicação de uma subestação [19].

Neste trabalho vai ser implementada uma rede de comunicação baseada no protocolo PRP. Atingindo a redundância através de duas portas de comunicação presentes nos IED's, do painel de proteção de linha.

2.4 TPU L500

A *Terminal Protection Unit*- TPU- 500 veio preencher uma lacuna na gama de proteções oferecidas pela EFACEC. Somente esta nova gama assegura a proteção aos escalões de alta e muito alta tensão na rede de transmissão.

A série 500 é composta por seis equipamentos de proteção que variam nos equipamentos alvo e nas funções disponíveis. A gama compreende equipamentos para controlo do painel ou do transformador, um controlador programável de automação para subestações e três equipamentos desenhados especialmente para as funções de proteção do transformador e de linha.

Dentro dos equipamentos de proteção, figuram as TPU'S T500 personalizadas com funções requeridas para uma proteção completa de transformadores. A proteção primária de linhas é assegurada pela TPU D500, que oferece a função diferencial de proteção de linhas. A proteção de distância é levada a cargo pela TPU L500, que pode ser usada em esquemas de proteção independentes ou duplos, em junção com um IED de proteção diferencial de linha para alcançar redundância na proteção.

Em determinados projetos, é necessário criar funções de proteção adicionais, ou complementos destas para responder com eficácia às exigências do ORT. Para este caso, a TPU 500 dispõe de *user functions*, funções que são integralmente configuradas pelo operacional de proteções. Através do software pré-disponibilizado pela EFACEC, é possível construir funções lógicas através de programação na linguagem *structured text-ST*- ou *function block diagram-FBD*.

A TPU é detentora de um elevado nível de flexibilidade. Para além do leque de funções já configuradas pelo agente integrador de proteções, este relé permite alterações dos parâmetros das funções, desde que previamente especificados. No total o relé admite oito distintos perfis de exploração da rede. A alteração do perfil em vigor pode ser feita na altura de descarregamento de configurações para o aparelho ou durante o seu funcionamento normal através do seu HMI (*Human machine interface*). É possível a alteração de parâmetros de uma função em específico ou na integridade do nó lógico. O acesso ao HMI permite a alteração dos valores estabelecidos nos perfis se forem parâmetros pertencentes a funções de *firmware* e não funções lógicas construídas pelo operador.

A TPU 500 dispõe de uma plenitude de funções de controlo e proteção complementares pré-programadas, aumentando assim o nível de fiabilidade do sistema onde ela é instalada. Estas funções complementares não representam uma doutrina de proteção, mas têm um cariz de auto monitorização do aparelho, elas verificam o comportamento de determinados aparelhos.

A função VTFail avalia se o transformador de tensão está a operar corretamente. A função CTFail avalia se o transformador de corrente está a operar corretamente. A função *Trip Circuit Supervision* verifica a integridade do circuito de envio de ordens de disparo. A função *Circuit Switch Supervision* é responsável pela monitorização e controlo da abertura/fecho dos interruptores na rede.

O módulo *watchdog* armazena em si os estados dos atributos das funções de proteção correspondentes a um bom funcionamento do dispositivo e tem a função de autodiagnóstico do engenho. É a função mais abrangente, continuamente avalia o valor dos atributos das funções e o estado dos componentes físicos do sistema.

Em caso de impossibilidade de operação face uma falha grave, o módulo de *watchdog* provoca um *reboot* completo ao IED para tentar reestabelecer as condições de exploração normais.

Para um correto funcionamento das proteções, no momento de teste da proteção, é imperativo ter acesso a informações internas à TPU. Para proporcionar uma compreensível análise das funções realizadas no relé numérico este contém em si módulos de registo de dados.

- O *Event Log* é uma função de registo contínuo. Ciclicamente, armazena na memória do equipamento 25000 eventos de transição, ou seja, todas as alterações de valor dos atributos programados para figurar no *Event Log*, durante o decorrer da operação da

proteção. Ao consultar o *Event Log* temos informação sobre a variável, o seu novo valor e a instância de tempo em que se deu a alteração.

- *Fault Report* é a função responsável por a criação de um relatório detalhado sobre a ocorrência de uma falha, para futura análise (ver Figura 2.9).

```

1/10   REPORT
Date:
2013/01/20
-----
Time:
16:21:43.704
-----
Fault Type:
Phase-earth
-----
Fault Loop:
B0
-----
Direction:
Forward
-----
Duration:
50 ms
-----
Distance [Km]:
10 Km
-----
Impedance:
2.5 ∠ 86° ohm
-----
Function(s):
Phase Overcurrent
Earth Overcurrent
3Ph Auto Reclosure
Successful: 2

```

Figura 2.9 - Exemplo de um Relatório de um Defeito Fase-Terra

- O *Disturbance Recorder* é uma função à imagem do *Event Log*, exceto na natureza de armazenamento de variáveis. O *Event Log* armazena a alteração dos valores de

variáveis discretas, mas o *Disturbance Recorder* permite o armazenamento de variáveis analógicas ao longo de um intervalo de tempo (ver Figura 2.10). O *Disturbance Recorder* é despoletado internamente quando uma variável, programada para o efeito, supera o seu valor parametrizado ou através da excitação de uma determinada variável binária.

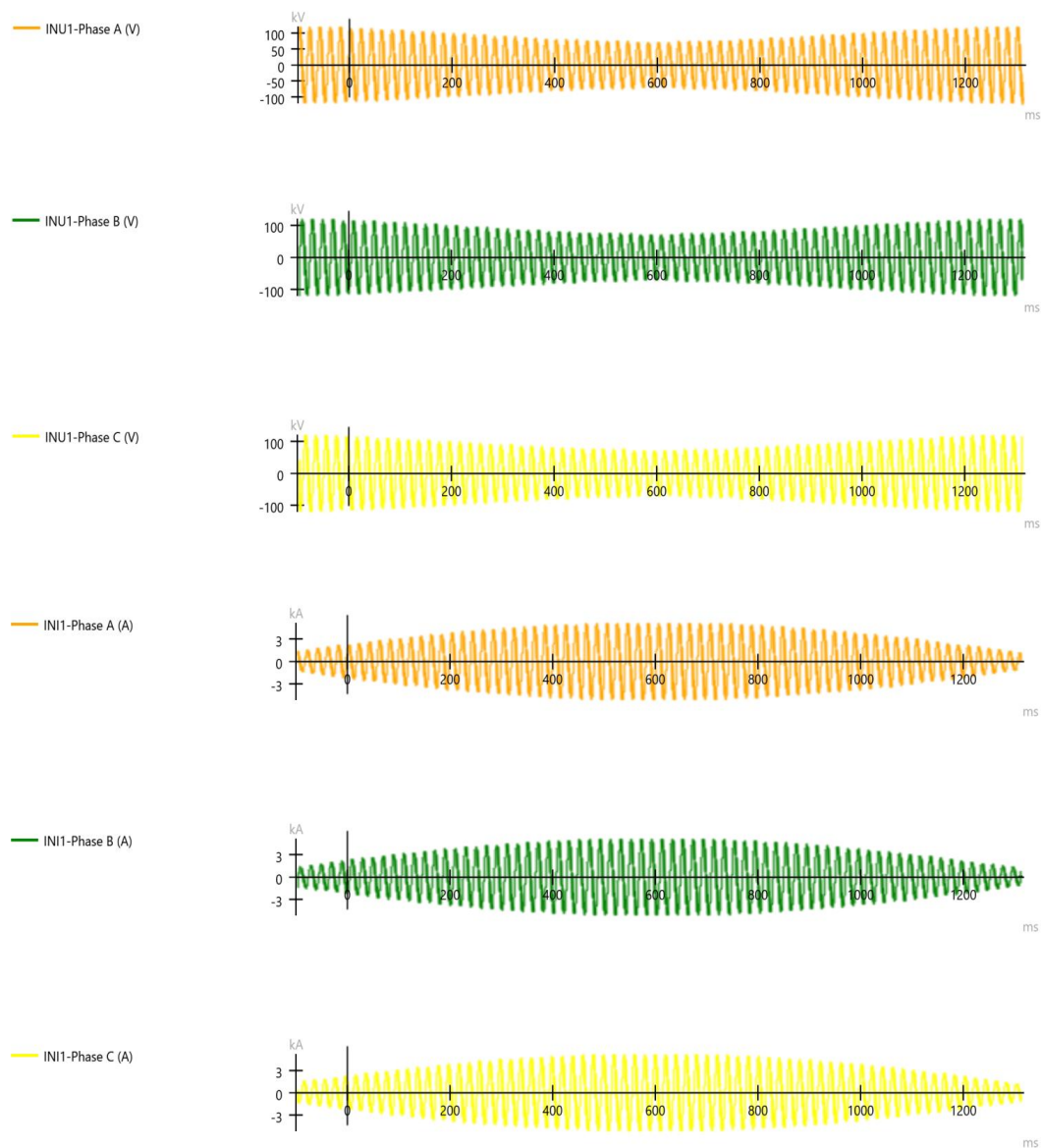


Figura 2.10- Oscilografia de um Defeito de Distância.

O *Disturbance Recorder* é uma ferramenta imprescindível na análise das falhas pois, usualmente, a consulta das oscilografias permite conhecer as relações de causalidade e conhecer como se dá a evolução de um defeito na linha.

2.5 Sumário

Este capítulo iniciou-se abordando os estados de funcionamento do SEE e a causa da alteração entre estados. No subcapítulo 2.2, delineou-se os princípios de funcionamento que regem os relés de proteção, fazendo referencia à história e evolução destes equipamentos. Este subcapítulo subdividiu-se em dois. Na primeira secção, relacionou-se a constituição de um sistema de proteção com as especificações exigidas pela rede nacional de transporte elétrico. Na segunda parte, explicitaram-se e descreveram-se as funções de proteção utilizadas em sistemas de proteção de linhas de transporte elétrico. O subcapítulo 2.3 analisou a norma IEC61850 que rege os protocolos de comunicação e nomenclatura de funções e equipamentos numa subestação. Na secção 2.3.1, foram analisadas as comunicações entre IED's. Na conclusão do capítulo foi apresentado o relé de proteção de linha sobre o qual vai incidir o processo de homologação, nomeando algumas das suas características que possibilitam o diagnóstico de situações perniciosas e facilitam a tarefa de proteção da RNT.

Capítulo 3

Homologação de um Relé de Proteção para Proteção de linha de transporte

Após uma breve explicação acerca do objeto de estudo deste trabalho, no subcapítulo 3.2, é abordado o contacto entre um fornecedor de relés de proteção e o operador da rede de transporte. No subcapítulo 3.3 são discutidos os ensaios de homologação. No subcapítulo 3.3.1 são apresentadas indicações para a execução dos ensaios de funções do relé e a sequência de acontecimentos expectáveis no ensaio de funções de proteção de um relé de proteção de linha funcional. No subcapítulo 3.3.2 é explicado o intuito do ensaio global do painel de homologação e as suas metodologias de teste. No subcapítulo 3.3.3 são abordados os métodos de validação de sinalizações emitidas pelo relé.

3.1 Introdução

A escolha de equipamentos de proteção a usar em subestações do sistema elétrico rege-se por critérios concretos de elegibilidade de ofertas. O processo de homologação assegura a proteção do sistema elétrico de energia pelo equipamento e comprova a interoperabilidade entre unidades de diferentes fabricantes. Assim, a homologação dos equipamentos de proteção é um requisito obrigatório para a aplicação de relés de proteção em instalações do operador de rede de transporte.

3.2 Etapas do Processo de Homologação

Neste trabalho vai ser utilizado como objeto de estudo a proposta de homologação da TPU L500 produzida pela Efacec Energia, Máquinas e Equipamentos Elétricos para utilização em instalações na Operadora da Rede de Transporte Portuguesa, i.e. REN, Rede Energética Nacional, S.A.

O processo de homologação inicia-se quando uma empresa fornecedora de relés de proteção quer introduzir o seu equipamento para utilização numa subestação de um ORT (Operador da Rede de Transporte). Pendente a confirmação do ORT, é iniciado o processo de

configuração de um relé de proteção, para demonstração de funcionalidades e cumprimento dos requisitos para aplicação numa linha de transporte elétrico.

Num prazo a acordar pelas duas partes intervenientes, o fornecedor compromete-se a disponibilizar:

- Manuais de instalação e utilização dos equipamentos;
- Propostas de esquemas elétricos;
- Proposta de lógica funcional;
- Configuração dos equipamentos que respeitem as regulações impostas pelos clientes- Definição do *order code*²;
- Ficheiros digitais de configuração no formato *.icd (IED capability description)*;
- Ferramentas de configuração e diagnóstico;
- Certificado de conformidade com a norma IEC61850, emitido por entidades competentes e reconhecidas pela IEC (*International Electrotechnical Commission*).

Para a conclusão do processo de homologação são realizados os ensaios de homologação perante a equipa representante do ORT. A equipa dos fornecedores conduz os ensaios às funções de proteção, demonstrando o comportamento do equipamento face às condições de defeito na rede de transporte. No decorrer dos ensaios o fornecedor deve garantir disponibilidade e apoio técnico dos elementos de fábrica encarregados da produção do equipamento, de forma a prestar esclarecimentos sobre o funcionamento da proteção, minimizando eventuais atrasos.

Desde o início do processo de homologação, deve ser formado um agregado de documentos para disponibilizar ao ORT. Neste acervo devem estar contidos:

- Os esquemas elétricos finais- um documento que contém as ligações físicas a fio que interligam os equipamentos de proteção e controlo a utilizar num bastidor de ensaios de homologação;

² É a referência do equipamento, em estão expressos o tipo de display da unidade, potência da fonte de alimentação, escalões de tensão de alimentação, tipos de módulos de conectores a inserir na retaguarda da proteção e interfaces de comunicação do relé.

- A lógica funcional do equipamento- funções adicionais construídas pelo operador de operações para concretizar as necessidades funcionais do estudo de coordenação;
- Uma proposta de parametrização de características do equipamento;
- O relatório final preenchido nos FAT (da literatura anglo-saxónica: *Factory Acceptance Test*)- o protocolo de ensaios preenchido na realização dos FAT;
- Ficheiros dos ensaios realizados no formato .occ³- Ficheiros derivados do software de testes com respetivas sinalizações emitidas pelo relé durante os ensaios;
- Duas cópias dos manuais de utilização e de instalação do equipamento de proteção e em formato digital;
- Certificado mencionando o cumprimento das especificações técnicas. Emitido por parte do operador de rede de transporte, no certificado deve estar mencionado o modelo do equipamento, a versão do firmware e o software de aplicação;
- Ficheiros de configuração, o IED Capability Description (.icd) e o Configured IED description (.cid);
- Ferramentas de configuração e diagnóstico com respetivos manuais. Introdução ao *software* de aplicação utilizado na parametrização do relé de proteção.

O operador da rede de transporte elaborará um relatório síntese do processo de homologação do equipamento. No relatório é comunicado o desfecho da homologação.

Cada equipamento homologado é detentor de um certificado e um número de certificação. Um certificado de homologação da REN, operadora da rede nacional de transporte, por preencher, encontra-se no anexo A.

Após a validação do processo, o equipamento pode concorrer a futuros concursos de relés de proteção de linhas de transporte a utilizar em subestações da operadora de rede de transportes.

³ OMICRON Control Center test Document

3.3 Protocolo de Ensaios de Homologação

Como guia na realização dos testes ao relé de proteção, é elaborado um protocolo de ensaios em concordância com as especificações técnicas e funcionais fornecidas pelo cliente. É utilizado um protocolo formatado para ensaios de aceitação em fábrica (da literatura anglo-saxónica: *Factory Acceptance Test*).

3.3.1 Ensaio de Funções de Proteção de Linha de Alta Tensão

No protocolo o ensaio de cada função de proteção (ver Figura 3.1) é desenhado para examinar o desempenho da função baseado na estabilidade, precisão, exatidão, sensibilidade e tempo de atuação do equipamento, face a entradas de tensão e correntes que simulam estados de comportamento da linha da rede de um sistema de transporte elétrico.

Consoante as características da linha explícitas no estudo de coordenação, as necessidades de proteção são distintas. Para facilitar a parametrização das funções do equipamento, é utilizado um estudo de coordenação de um projeto anterior, que se encontra em vigor num relé de proteção de linha numa subestação. São construídos testes que validem as funções de proteção e diagnóstico requeridas, consoante as especificações do projeto antigo.

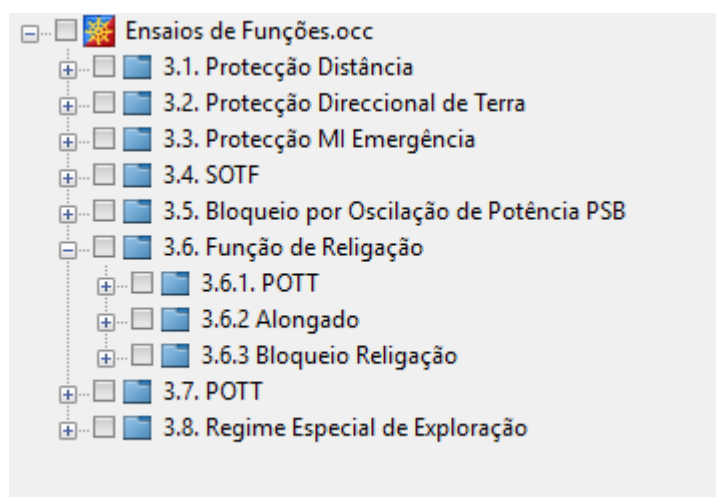


Figura 3.1 Exemplo de ensaios de funções de proteção de uma linha de alta tensão

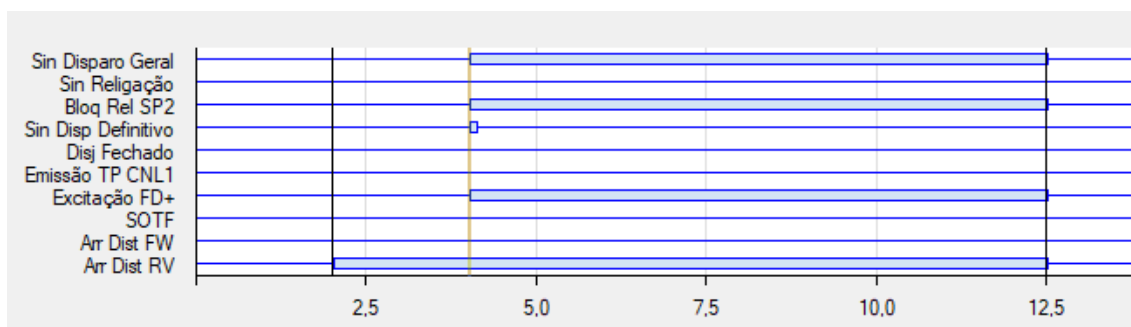


Figura 3.2 - Emissão de sinalizações de um relé num teste da função de distância

A validação das funções está dependente da atempada emissão de ordem de disparo às bobinas do disjuntor e a emissão de sinalizações pela proteção. A Figura 3.2 apresenta as sinalizações validadas, obtidas num teste da função de distância, quando é injetado na proteção um defeito com direccionalidade inversa. O significado da emissão das sinalizações foi descrito em pormenor nas secções do subcapítulo 2.3.

3.3.1.1 Função de distância- ANSI (da literatura anglo-saxónica: *American National Standards Institute*) #21-

Na função de proteção de distância, função muito comum em relés de proteção da rede de AT (Alta Tensão), é necessário avaliar os tempos de operação para assegurar a seletividade no desligamento de troços da linha e a deteção imediata de defeitos pouco resistivos a jusante do equipamento.

De acordo com as condições de operação do equipamento é elaborado um diagrama de impedâncias. De seguida, é exposto um diagrama de escalonamento de zonas de disparo poligonais de um equipamento de proteção típico.

Cada zona revela um nível da hierarquia da rede a jusante e é atribuído um tempo de atuação da função para cada zona. No protocolo de ensaios, são definidos defeitos de tensões e correntes variáveis e cronometrado o tempo até à emissão de ordem de disparo da proteção.

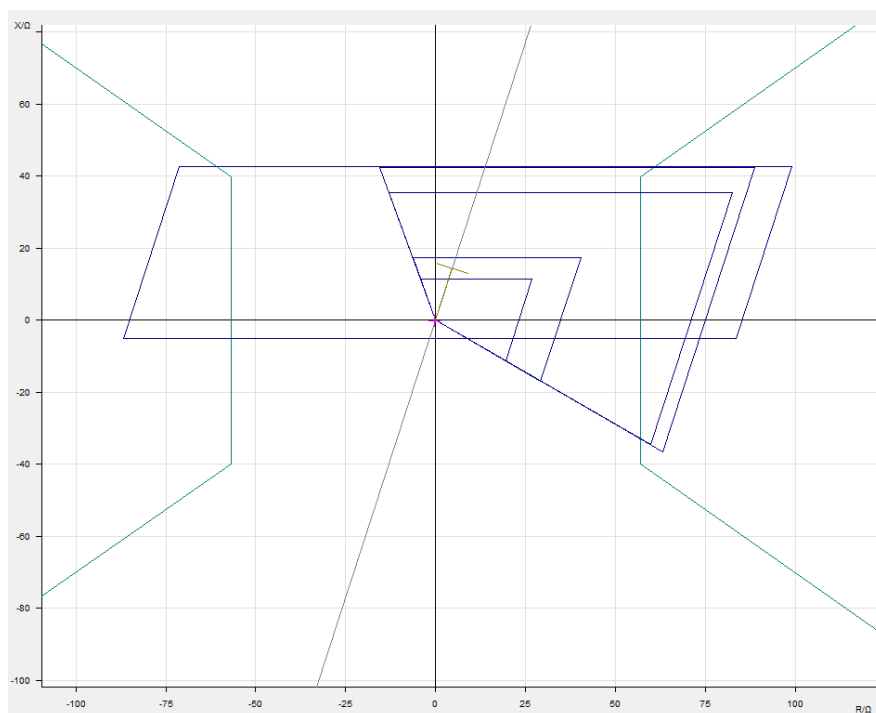


Figura 3.3 Zonas de proteção de distância

São avaliados os tempos de atuação e o eventual desvio originado pelos tempos de abertura mecânica dos contactos mola físicos do relé e a sua concordância com limites impostos pelo comprador.

Para além da atempada atuação da proteção, são realizados testes para comprovar a existência de:

- Uma zona restritiva de carga, que delimita o estado de comportamento normal da rede de transporte e, como tal, não deve originar disparos do equipamento;
- Zonas associadas a esquemas de teleproteção, em que os disparos são condicionados pela receção de sinais de comunicação e supervisão entre IED's;
- Zona associada a um disparo instantâneo de fecho, quando religada uma linha ainda num estado de funcionamento sobre defeito.
- Bloqueio da função de distância, através da ativação de entradas físicas no equipamento ou por deteção de defeitos internos nos equipamentos de medição.

Na avaliação do comportamento desta função, devem ser verificados os seguintes acontecimentos:

- Arranque da função distância. Detecção de uma impedância inferior ao valor parametrizado para atuação da proteção;
- O envio da ordem de disparo da proteção ao disjuntor, no intervalo de tempo correspondente à zona do defeito introduzido;
- A correta abertura dos pólos do disjuntor após o envio da ordem de abertura;
- A religação, após o desligamento do troço de linha em que foi introduzido um defeito que permite religação;
- O bloqueio de religação, quando é introduzido um defeito em zonas de proteção que não permitem religação da linha;
- O correto fecho dos pólos do disjuntor após a ordem de religação emitida pela proteção.

3.3.1.2 Função de Teleproteção de Distância -ANSI #85-

Como referido no subcapítulo 2.2.2, a função de teleproteção permite ao relé de proteção acelerar o tempo de disparos, estando dependente da informação enviada por um relé localizado no extremo da linha.

No ensaio desta função é necessário simular as condições de comunicação entre relés. Estas condições são asseguradas pela excitação de entradas na retaguarda do equipamento designadas para o efeito.

Nos ensaios de homologação devem ser ensaiados diferentes esquemas de teleproteção e validadas as respostas do equipamento. No seguimento dos ensaios deve manter-se somente ativo o esquema de teleproteção requerido pelo ORT.

Na validação dos ensaios devemos assegurar os seguintes acontecimentos:

- O envio de sinalização de ativação das funcionalidades de teleproteção através dos canais indicados para o efeito;
- O disparo instantâneo, quando é introduzido o defeito nas zonas dedicadas à teleproteção;
- O envio de sinalização de teleproteção, através dos canais indicados para o efeito quando é introduzido um defeito nas zonas dedicadas à teleproteção;
- A correta abertura dos pólos do disjuntor, após o envio da ordem de abertura;
- A religação quando é introduzido um defeito nas zonas dedicadas à teleproteção;

- O bloqueio da religação e o envio de ordem de disparo definitivo, quando é introduzido um defeito fora das zonas dedicadas à teleproteção.

3.3.1.3 Função Direcional de Terra -ANSI #51-

O objetivo, no ensaio da função direcional homopolar, é avaliar a precisão temporal do equipamento, na medição de correntes e direções do defeito. Em cada ensaio, é medida a diferença de tempo entre a injeção de condições de defeito e a emissão da ordem de disparo pela proteção.

Na avaliação do comportamento desta função devem ser confirmados os seguintes acontecimentos:

- Arranque da função direcional de terra- ultrapassagem do limiar de corrente de atuação da proteção;
- O envio da ordem de disparo definitivo da proteção ao disjuntor, no intervalo de tempo indicado no estudo de coordenação;
- A correta abertura dos pólos do disjuntor, após o envio da ordem de abertura;
- O bloqueio de religação, após abertura dos pólos do disjuntor.

3.3.1.4 Função de Religação -ANSI #79-

A religação da linha, após a ocorrência do defeito, está dependente da natureza do defeito. Nos ensaios, tem de ser verificar se é efetuada religação somente em condições específicas e os atrasos de religação impostos na parametrização do equipamento.

Na avaliação do comportamento desta função, devem ser confirmados os seguintes acontecimentos:

- Religação após desligamento de troço de linha sobre defeitos que conduzem a condições favoráveis à religação;
- O envio de ordem de disparo definitivo quando o equipamento deteta defeitos que não permitem religação do troço de linha isolado;
- A correta abertura dos pólos do disjuntor, após o envio da ordem de abertura;
- Bloqueio da função de religação, após um disparo definitivo.

3.3.1.5 Função de Máximo Intensidade de Emergência -ANSI #50-

Num relé de proteção secundária de uma linha de transporte, a função principal de proteção é usualmente a função de distância. Em situações de bloqueio da função principal de proteção do sistema, o equipamento dispõe de mecanismo de proteção contra elevadas correntes de defeito.

Na realização deste ensaio, é necessário simular o defeituoso funcionamento do transformador de tensão auxiliar do equipamento, através da ativação física da entrada para esse efeito. Ao detetar um defeito no equipamento auxiliar a função de distância fica bloqueada, conduzindo o IED a um estado designado de emergência (perda da função de proteção principal).

No ensaio desta função, é de extrema importância assegurar o corte de intensidades superiores à parametrização da função, em conjugação com o tempo parametrizado para operação da função.

Na avaliação do comportamento desta função, devem ser confirmados os seguintes acontecimentos:

- Arranque da função máximo de intensidade de emergência-ultrapassagem de corrente limiar de atuação da proteção;
- O envio da ordem de disparo definitivo da proteção ao disjuntor, no intervalo de tempo correspondente à magnitude do defeito introduzido;
- A correta abertura dos pólos do disjuntor, após o envio da ordem de abertura;
- O bloqueio de religação, após o envio da ordem de disparo definitivo;
- O correto fecho dos pólos do disjuntor, após a ordem de religação emitida pela proteção.

3.3.1.6 Função de Bloqueio por Oscilação de Potência -ANSI #68-

O equipamento tem de ser capaz de detetar, corretamente, situações de oscilação de potência com variações da frequência de oscilação e bloquear o disparo dos pólos do disjuntor, por envio de ordem de disparo pela função de distância.

Na avaliação do comportamento desta função, devem ser confirmados os seguintes acontecimentos:

- Arranque da função de bloqueio por oscilação de potência- ultrapassagem do limiar de oscilação de potência parametrizado;

- O bloqueio da função de distância, após o arranque da função de bloqueio de oscilação de potência;
- A não abertura dos pólos do disjuntor.

3.3.1.7. Função SOTF (da literatura anglo-saxónica: *switch onto fault*) -ANSI 50HS-

A função de SOTF visa assegurar um imediato disparo do disjuntor e, conseqüentemente, a desligação de um troço de linha que foi posto ao serviço, mas que ainda se encontrava sobre o efeito de um defeito.

Uma ordem de fecho manual provoca o fecho do disjuntor. Este, ao fechar, se reconhecer uma situação de defeito emite ordem de disparo instantâneo, e conseqüente provoca a abertura dos pólos do disjuntor.

Na avaliação do comportamento desta função, devem ser confirmados os seguintes acontecimentos:

- Estado inicial aberto do disjuntor;
- Fecho dos pólos do disjuntor, após o envio da ordem de fecho manual;
- Disparo da função de SOTF;
- O envio da ordem de disparo instantâneo da proteção ao disjuntor;
- Abertura dos pólos de disjuntor.

3.3.1.8 Alteração do Regime de Exploração do SEE

A subestação tem de ser capaz de adaptar os seus critérios de avaliação de defeitos e tempos de operação, para mudanças topológicas na rede ou alteração do regime de exploração.

Neste teste, verifica-se se a alteração do grupo de parametrizações das funções se traduz numa alteração dos tempos de disparo ou alcance das funções da proteção.

3.3.2 Ensaio Global do Painel de Proteção de Linha

Numa subestação, encontram-se equipamentos de comando, controlo e proteção de diferentes fornecedores. Apesar da conformidade entre aparelhos assegurada pelas normas de comunicação em subestação é necessário testar a interação entre dispositivos.

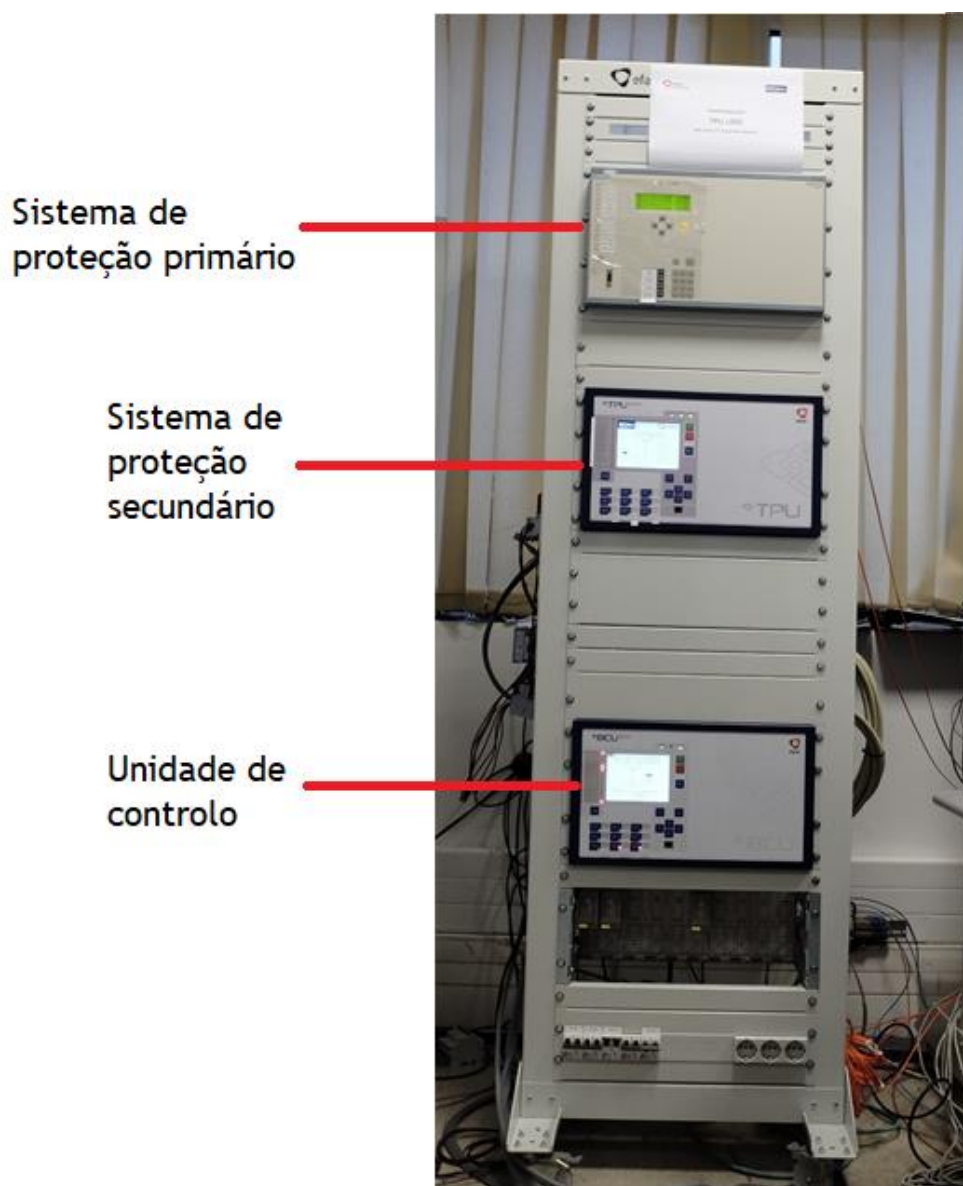


Figura 3.4 Painel de proteção de linha

Após o ensaio exaustivo das funções do IED é necessário testar o equipamento numa montagem tipo. Consoante o âmbito de aplicação do IED, sendo esta de proteção principal ou de proteção redundante da linha, é necessário utilizar uma proteção oriunda de um diferente fornecedor como proteção secundária ou proteção primária. O bastidor de ensaios sobre o qual se realizaram os ensaios para a homologação da TPU L500 encontra-se na Figura 3.4.

Nos ensaios globais do painel são introduzidas situações de defeito semelhantes às utilizadas nos testes da proteção isolada, mas são injetadas tensões e correntes em ambos os IED's. Assegurar a interoperabilidade de proteções, traduz-se na confirmação da igualdade na resposta das proteções, apesar das diferentes origens. A igualdade entre sinalizações enviadas por diferentes SP's é apresentada na Figura 3.5.

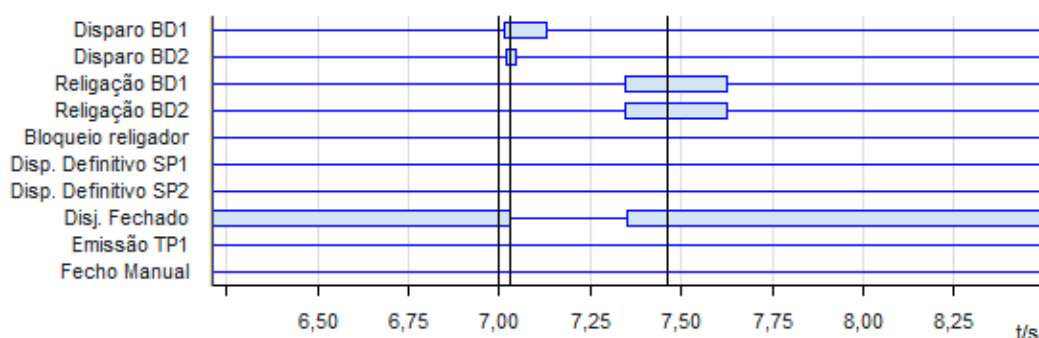


Figura 3.5 -Exemplo de envio de sinalizações do bastidor após ensaio da função de religação.

3.3. 3 Ensaio de Sinalizações

No ensaio de IED's para homologação, para além de assegurar o correto funcionamento das funções de proteção, têm de ser validadas as sinalizações emitidas pela proteção. Estas sinalizações vão transmitir o estado atual de funções, ordens de disparo ou fecho dos contactos do disjuntor de linha e ainda defeitos internos nos equipamentos de proteção ou falhas nos equipamentos auxiliares da subestação.

Nas especificações técnicas e funcionais do equipamento, entregues pelo operador da rede de transporte, são mencionadas as sinalizações a transmitir pelo equipamento, para a correta coordenação de proteções num contexto de controlo de uma subestação.

No decorrer dos ensaios é verificada a emissão de sinalizações pela proteção:

- Através dos LED's (*Light Emitting Diode*) localizados na face frontal do equipamento;
- Através de sinalizações a fio provenientes do relé;
- Através de sinalizações enviadas através de saídas de fibra ótica ou por cabo *Ethernet*, que respeitem as diretrizes de classificação impostas pela norma IEC61850.

3.4 Sumário

Neste capítulo, apresentaram-se as etapas do processo de homologação de um relé, enumerando todos os documentos necessários para a sua aprovação. Abordaram-se metodologias de ensaio de funções comuns a relés de proteção de linha, explicaram-se os ensaios globais de bastidor e foram indicados os meios para validar o envio de sinalizações, por parte de um relé de proteção de linha.

Capítulo 4

Preparação do Relé de Proteção como IED- Intelligent Electronic Device

Como referido no capítulo 3, este trabalho teve, como inspiração, o processo de homologação de um relé de proteção secundária para utilização na linha AT (Alta Tensão) da rede nacional de transporte elétrica, a TPU L500 desenvolvida pela EFACEC Energia, Máquinas e Equipamentos Elétricos.

Neste capítulo, vão ser abordadas as preparações do IED e do bastidor de ensaios para o processo de ensaios de homologação. O IED é configurado através da conjugação do esquema elétrico base para proteções secundárias providenciado pelo Operador da Rede de Transporte com um estudo de coordenação de um projeto anterior, que se encontra em vigor numa instalação da Operadora da Rede de Transporte Portuguesa, i.e. REN, Rede Energética Nacional, S.A.

O passo inicial na preparação da unidade de proteção de linha será delinear o âmbito de aplicação do relé. Esta informação está contida no estudo de coordenação. O estudo de coordenação consiste no levantamento de características elétricas da linha (como nível de tensão, impedância direta e homopolar da linha e corrente máxima de funcionamento) e estabelecimento de regulações para os sistemas de proteção primário e secundário ou redundante.

4.1 Configurações Físicas

A conexão das saídas física do IED à régua de bornes⁴ tem de obedecer a regras estabelecidas pelo operador da rede de transporte. O ORT fornece um documento que contém:

- Esquema da arquitetura funcional do painel- estabelece as ligações entre o painel de sistemas de proteção e a rede elétrica. Neste esquema, são explícitas as comunicações concretizadas por fibra ótica, por cabo coaxial, ligações entre aparelhos onde circula corrente alternada e conexões onde circulam correntes contínuas;

⁴ Interface entre o painel de linha e o equipamento no exterior da subestação e também interface entre os diferentes equipamentos do painel de linha.

- Esquema de interligações- demonstra o mapeamento de entradas de tensão, corrente e sinalizações para a proteção e o mapeamento de polaridades e saídas binárias da proteção para a régua de bornes com o indicativo da posição a utilizar;
- Esquema de ligações ponto a ponto obrigatórias- estabelece a conexão entre as diferentes régua de bornes existentes no bastidor de ensaio.

O esquema elétrico/funcional é variável consoante os âmbitos de aplicação da proteção. Um documento é realizado consoante o nível de tensão em que as proteções vão ser aplicadas e o tipo de barramento em que vão ser instaladas. O esquema funcional para o SP secundário de uma linha de alta tensão, numa montagem em duplo barramento, encontra-se no anexo C.

Conhecendo as necessidades do ORT, no que consiste ao envio e leitura de sinalizações, por parte de ambos os sistemas de proteção, é construído um esquema elétrico preliminar. Este esquema relaciona os módulos, de saída ou entrada, na retaguarda do relé, com as posições exigidas pelo ORT nas régua de bornes.

No esquema elétrico, devem ser incluídas reservas eletrificadas (saídas binárias, acopladas a lugares específicos na régua de bornes). Estas reservas eletrificadas são exigidas pelo ORT para, no decorrer dos ensaios, podem ser configuradas para uma variável interna à proteção e auxiliarão o processo de diagnóstico das funções do relé.

Após o desenvolvimento do esquema elétrico preliminar, este deve ser enviado para aprovação pelo operador da rede de transporte. A eletrificação do bastidor de ensaios fica pendente da aprovação do esquema.

4.2 Relé de Proteção EFACEC TPU L500: Configuração da Matriz de Mapeamento

Cada fabricante de relés de proteção disponibiliza o *software* para configuração do seu próprio equipamento. Por isso, no decorrer do processo de homologação, têm de ser criadas duas configurações idênticas para aparelhos distintos, através de diferentes ferramentas. Neste trabalho, o relé de proteção da Siemens será configurado através do *software* DIGSI e o relé produzido pela EFACEC será configurado através da ferramenta Automation Studio. O âmbito deste trabalho incide somente sobre a configuração da TPU L500 para homologação.

Ao iniciar um projeto de configuração de um IED na ferramenta destinada para o efeito, é necessário inserir o *order code*⁵, da proteção, que foi decidido após a reunião de arranque do processo de homologação. É o primeiro passo na configuração do equipamento, pois vai providenciar informações ao *software*, dos conectores presentes na retaguarda do equipamento. Diferentes conectores têm diferentes quantidades de entradas e saídas, influenciando assim o mapeamento das variáveis, para as respectivas saídas. As diferentes opções de configuração do relé de proteção de linha encontram-se no anexo D.

A escolha dos rácios, do transformador de tensão e do transformador de corrente, é o primeiro passo na configuração do IED. A equação 4.1 define o rácio do transformador de corrente ($Rácio_{TI}$). Este advém da relação entre a corrente primária (I_{prim}) e a corrente secundária (I_{sec}) do transformador de corrente.

$$Rácio_{TI} = \frac{I_{prim}}{I_{sec}} \quad (4.1)$$

A escolha do rácio de transformação de tensão vem definida na equação 4.2. O lado primário do TT encontra-se à tensão nominal expressa no estudo de coordenação. O rácio do transformador de tensão ($Rácio_{TT}$) resulta na relação entre a tensão primária (V_{prim}) e a tensão secundária (V_{sec}).

$$V_{prim} = V_{sec} * Rácio_{TT} \quad (4.2)$$

Após a definição do *order code* e rácios de transformação dos equipamentos auxiliares do relé de proteção, é necessário definir protocolos de comunicação entre equipamentos. A norma IEC61850 define que o futuro da comunicação entre equipamentos, numa subestação, segue o *Parallel Redundancy Protocol (PRP)* [19], por essa razão foi o protocolo escolhido para utilização no processo de homologação.

Como referido no subcapítulo 2.3, é necessário configurar a rede de testes, VLAN (da literatura anglo-saxónica *Virtual Local Area Network*), para suportar as comunicações entre os IED's e a unidade de controlo via *Manufacturing Message Specification (MMS)*. Com recurso a

⁵ É a referência do equipamento, nele estão expressos o tipo de display da unidade, potência da fonte de alimentação, escalões de tensão de alimentação, tipos de módulos de conectores a inserir na retaguarda da proteção e interfaces de comunicação do relé.

switches, que suportem protocolos de comunicação redundante por *ethernet* e fibra ótica, são conectados os relés de proteção aos equipamentos de controlo. Deve ser feita uma atribuição cuidada de endereços de *Internet Protocol* (IP) aos equipamentos, para garantir que se encontram na mesma rede virtual, providenciando condições de interoperabilidade de equipamentos. Esta atribuição consiste na escolha de IP's concordantes⁶.

Para facilitar a análise da sequência de eventos, é necessário adicionar o servidor *Simple Network Time Protocol* (SNTP). É através deste protocolo, em comunicação com a antena de GPS encontrada em subestações do ORT ou no local de ensaios, que se realiza a sincronização horária entre equipamentos.

A criação da configuração do IED para o processo de homologação deve ter por base as informações contidas nas especificações técnicas e funcionais, entregues pelo ORT na reunião de arranque. Mas, só através da coordenação da lógica das funções inserida nas Especificações Técnicas e Funcionais (ETF) com o esquema elétrico é possível criar a configuração base para projetos futuros. No mapeamento de variáveis internas e externas ao equipamento é importante interligar variáveis de diferentes nós lógicos:

- Entradas de grandezas analógicas às funções de medição, controlo e proteção;
- Funções de proteção com funções de controlo- um exemplo desta relação é a interação entre a função de distância (pertencente ao LN de proteção) e a função de disparo lógico (da literatura anglo-saxónica: *trip logic*) responsável pelo envio de ordens de disparo ao disjuntor (pertencente ao LN de controlo);
- Funções de medição ou supervisão com funções do LN de proteção;
- *User functions* com funções já presentes no equipamento.

A Figura 4.1 representa a matriz final da configuração da TPU L500, conseguida seguindo os passos apresentados.

⁶ IP's que se encontram na mesma gama de comunicação. IP's idênticos, exceto no ultimo octeto.

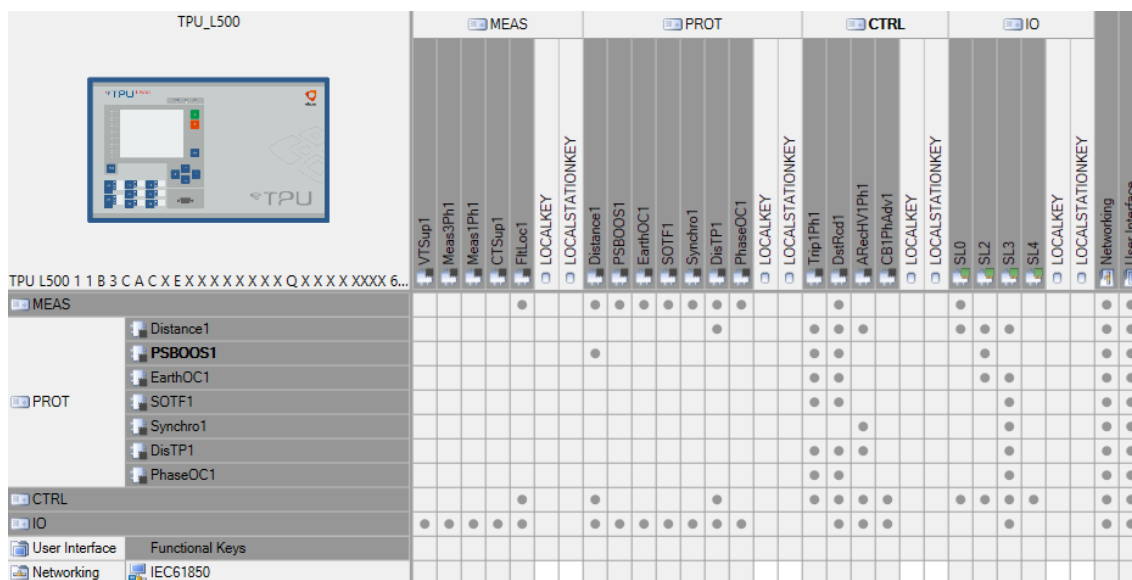


Figura 4.1 Configuração final da matriz de mapeamento para homologação.

O mapeamento das entradas e saídas binárias (IO, da literatura anglo-saxónica *Inputs Outputs*) tem de manter concordância com as entradas e saídas, referidas no esquema elétrico já aprovado pelo ORT.

Quando for finalizado o mapeamento de variáveis na matriz, deve prosseguir-se a construção dos conjuntos de dados (da literatura anglo-saxónica *DataSets*). Os *DataSets* são um agregado de *Data Objects* (ver subcapítulo 2.3), que devem ser reportados para as unidades de controlo da subestação, para uma correta interpretação das sinalizações emitidas pela proteção.

DataSets são unidades criadas pelo utilizador, para permitir a assimilação pela UC (Unidade de Controlo⁷), dos *Data Objects*[21]. A configuração da UC não é da competência do engenheiro de proteções responsável pelo processo de homologação. Mas este engenheiro tem de trabalhar em conjunto com o engenheiro responsável pela configuração para, no processo de configuração da UC, estabelecer correspondência entre as variáveis lógicas e internas expressas nos *Data Objects* e as sinalizações que o ORT exige ver.

Finalizada a configuração da matriz de mapeamento, da construção de funções lógicas complementares, do aglomerado das variáveis necessárias para o envio de sinalizações e do

⁷ Unidade central responsável pela recolha de sinalizações emitidas pelos IED's numa subestação e estado e controlo dos equipamentos dos órgãos presentes numa subestação.

estabelecimento da VLAN para comunicação entre unidades, procede-se ao envio do ficheiro de configuração do IED para o relé de proteção da linha.

4.3 Parametrização de Funções de Proteção

Após o envio das configurações do relé, devem ser parametrizadas as funções (quer sejam inerentes à proteção básica ou sejam *user functions* para complementar a proteção do SEE). Esta etapa é concretizada, consoante as especificações do ORT, apresentadas no estudo de coordenação (ver Figura 4.2). No estudo de coordenação: O parâmetro X_1 representa o alcance reativo da zona 1; O parâmetro R_1 (F-F) representa o alcance resistivo da zona 1 para defeitos entre fases; O parâmetro R_{E1} (F-T) representa o alcance resistivo da zona 1 para defeitos entre fases e a terra; O parâmetro t_1 representa o tempo e atuação da proteção para defeitos na zona 1; Os indicativos AL indicam os alcances do escalão alongado, utilizado nos esquemas de teleproteção pelo ORT; os indicativos ArrFw e ArrRv indicam que são parâmetros correspondentes ao de arranque *Forward e Reverse*, respetivamente, da função de distância.

2.1.2 FUNÇÃO DE DISTÂNCIA

(SP2) $X_1 = 4.630\Omega$	$R_1 (F-F) = 4.630\Omega$	$R_{E1 (F-T)} = 9.260\Omega$	$t_1 = 0.0s$
$X_2 = 6.940\Omega$	$R_2 (F-F) = 6.940\Omega$	$R_{E2 (F-T)} = 13.890\Omega$	$t_2 = 0.3s$
$X_3 = 14.190\Omega$	$R_3 (F-F) = 14.190\Omega$	$R_{E3 (F-T)} = 28.380\Omega$	$t_3 = 1.0s$
$X_4 = 17 \Omega$	$R_4 (F-F) = 17 \Omega$	$R_{E4 (F-T)} = 30\Omega$	$t_4 = 1.0s$
$X_{AL} = 6.940\Omega$	$R_{AL (F-F)} = 6.940\Omega$	$R_{EAL (F-T)} = 13.890\Omega$	$t_{AL} = 0.0s$
$X_{ArrFw} = 17.030\Omega$	$R_{ArrFw (F-F)} = 17.030\Omega$	$R_{EArrFw (F-T)} = 34.060\Omega$	$t_{ArrFw} = 2.0s$
$X_{ArrRv} = 2.000\Omega$	$R_{ArrRv (F-F)} = 2.000\Omega$	$R_{EArrRv (F-T)} = 5.000\Omega$	$t_{ArrRv} = 2.2s$

Figura 4.2 Alcances das zonas de proteção da função de distância- Excerto de um estudo de coordenação.

Zone 5	Zone 5		
St5Operation	Stage 5 operation		ON
St5PSBlock	Stage 5 power swing block		ON
St5Dir	Stage 5 direction		NON-DIR
St5K0Mag	Stage 5 earth compensation factor magnitude		0.6088
St5K0Angle	Stage 5 earth compensation factor angle	deg	0
St5TopPE	Stage 5 operation delay time for phase earth loops	ms	2000
St5TopPP	Stage 5 operation delay time for phase phase loops	ms	2000
St5PolXReach	Stage 5 polygonal reactive reach	Ω	17.03
St5PolIRReachPE	Stage 5 polygonal resistive reach for phase earth loops	Ω	34.06
St5PolIRReachPP	Stage 5 polygonal resistive reach for phase phase loops	Ω	17.03
St5PolXReachRv	Stage 5 polygonal reactive reach for reverse faults	Ω	2

Figura 4.3 Parametrização do escalão destinado à proteção não-direcional (Zona 5), no software Automation Studio.

A concretização das especificações, referentes ao escalão de arranque não direcional, apresentadas no estudo de configuração (ver Figura 4.2) é apresentada na Figura 4.3.

A parametrização das funções será variável entre projetos, mas a configuração da matriz de mapeamento é imutável para os projetos futuros entre o fornecedor do equipamento e o ORT.

O envio da configuração para o relé de proteção antecede sempre o envio das parametrizações operacionais (da literatura anglo-saxónica: *Operational Settings*). Se este não for o caso, o equipamento rejeita as parametrizações enviadas.

Antecipando a necessidade durante a fase de ensaios, deve ser extraído o ficheiro .xrio⁸, através da ferramenta de configuração do IED. Este formato contém em si os parâmetros de configuração da função de distância do relé de proteção de linha [22]. Este ficheiro permite economizar tempo e evitar equívocos, na declaração dos parâmetros das funções no *software Omicron Test Universe*, utilizado na realização de ensaios de homologação (ver Secção 5.2.3).

⁸ eXtended Relay interface by Omicron

Capítulo 5

Ensaios para Homologação de um Relé de Proteção de Linha de Transporte de Alta Tensão

Neste capítulo são analisadas metodologias para o ensaio de homologação de um relé de proteção de linha. No subcapítulo 5.1 é feita referência aos equipamentos utilizados no decorrer dos ensaios e apresentada a montagem do ambiente de ensaios. Na secção 5.2, são analisados módulos, para construção de ensaios, que vêm incluídos no software de interface entre a mala de injeções secundárias e o utilizador. No subcapítulo 5.3, é descrito o procedimento para ensaio das funções de proteção de uma linha de alta tensão, fazendo-se referência aos módulos de teste a utilizar para a validação de diferentes requisitos do ORT. No subcapítulo 5.4, é feita uma análise crítica sobre a avaliação do comportamento das funções de proteção.

5.1 Equipamento Utilizado em Ensaios de Homologação

5.1.1 Bastidor de Ensaio do painel de Proteção de Linha

O ensaio de homologação de um relé de proteção não foi realizado em ambiente isolado. Os ensaios de homologação foram realizados sobre um bastidor de ensaios de um painel de proteção de linha AT (Alta Tensão), para uma aproximação à situação real de funcionamento de um relé de proteção, embutido num painel de proteção de linha AT. O painel sobre o qual foram realizados ensaios encontra-se na Figura 3.4

A construção de bastidor para ensaios de homologação é de composição específica. O bastidor de ensaios contém os sistemas de proteção (SP) primário e secundário e uma unidade de controlo. No âmbito da homologação se um SP secundário, o SP primário já tem de se encontrar homologado. No bastidor usado nos ensaios de homologação do SP secundário, o relé de proteção do SP primário é a unidade 7SD5 da Siemens, cuja homologação já foi aprovada.

Como especificado no subcapítulo 3.2.2, os ensaios globais ao painel de linha foram executados, para testar a interoperabilidade entre relés de proteção de diferentes fornecedores. Os SP a implementar no bastidor devem ser configurados, com base no mesmo estudo de coordenação, para podermos obter conclusões acerca da disparidade na proteção de linhas de transporte.

Para efeitos de teste é integrado um simulador de disjuntor para a correta análise de envios de ordem de disparo, religação ou ordem de fecho manual pelos relés de proteção de linha.

5.1.2 Mala de Ensaios CMC256-6 da OMICRON

A OMICRON *Electronics* é uma empresa internacional especializada em sistemas de ensaio avançados e de calibração de equipamentos.

A mala de ensaios (ver Figura 5.1) possibilita a injeção de tensões e correntes secundárias, de amplitudes definidas, através de saídas destinadas para o teste de proteções. Nas secções interiores ao subcapítulo 5.1.2, são abordadas características da mala de ensaios imprescindíveis ao ensaio de proteções.



Figura 5.1 Mala de Ensaios CMC256-6 da OMICRON [22].

O modelo CMC256-6 da gama de malas de ensaio da OMICRON dispõe de dois módulos de saídas analógicas e independentes de corrente (ver Figura 5.2), sendo disponibilizadas três fases por módulo. Através de ajustes, na configuração do *hardware* da mala de ensaios, é selecionado o módulo a utilizar ou ambos para a injeção de defeitos distintos nos dois SP's. [23]

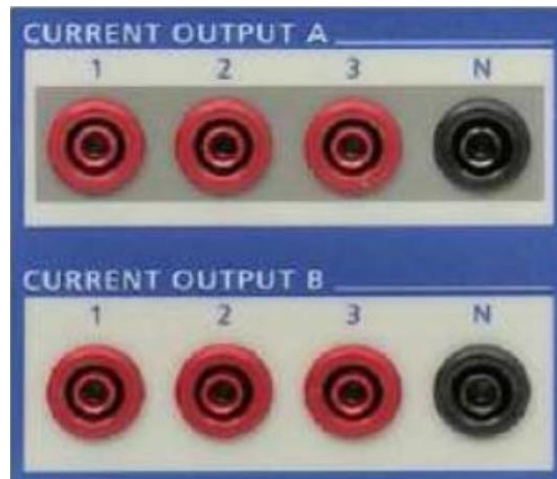


Figura 5.2 Módulos de saídas de corrente [22].

A mala dispõe de dois módulos de saídas analógicas de tensão (ver Figura 5.3). O primeiro módulo permite a injeção de tensão em três fases mais neutro, utilizado em ensaios para simular a tensão em cada uma das fases. O segundo módulo permite a injeção de tensão em mais uma fase, sendo utilizado em testes para a injeção de tensões residuais homopolares ou tensões de sincronismo.



Figura 5.3 Módulos de injeção de tensão [22].

A mala de ensaios dispõe de um módulo com quatro saídas binárias (ver Figura 5.4). Estas saídas possibilitam a excitação de sinais, parametrizados no software da mala, que ativam entradas da proteção. Estes sinais são excitados através da polaridade positiva ligada na mala possibilitando que o fecho do relé reenvie essa mesma polaridade para a entrada binária requerida na proteção.



Figura 5.4 Módulo de saídas binárias [22].

A mala de ensaios dispõe de um módulo com dez entradas binárias (ver Figura 5.5), sendo o limiar de tensão para atuação configurável através de *software*. O módulo de entradas binárias permite a interpretação de sinalizações emitidas pelos SP's, podendo atuar como critérios de validação de ensaios quando o ensaio é devidamente configurado [23].

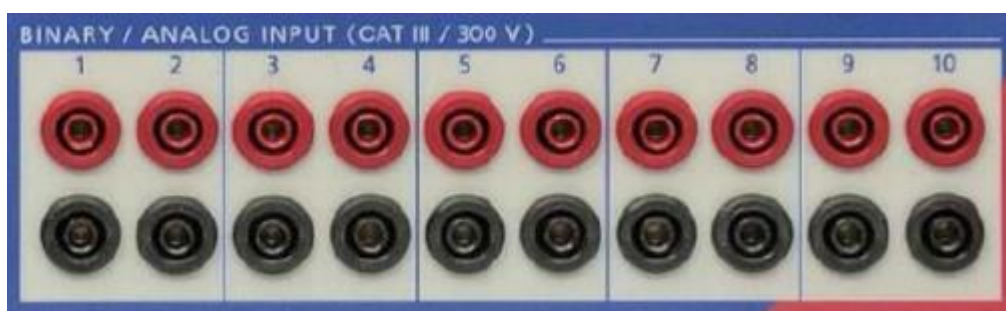


Figura 5.5 Módulo de entradas binárias [22].

5.1.2.1 *Software* de Ensaio Test Universe

Para a utilização de uma mala de ensaios, oriunda da OMICRON *Electronics*, é necessário o *software* de interface entre o utilizador e a mala de ensaios, o *Test Universe*. É neste *software* que são selecionadas e configuradas as entradas binárias, as saídas de tensão e

as saídas de corrente, em utilização nos ensaios de homologação explicadas no subcapítulo 5.1.2.

O *Test Universe* dispõe de módulos de teste direcionados para o ensaio de funções de proteção. Os ensaios de homologação de relés de proteção de linha podem ser realizados através de três módulos disponibilizados:

- State Sequencer;

O *state sequencer* é um módulo de teste que permite determinar os tempos de operação e a sequencia lógica de estados. Os estados são definidos em termos das tensões e correntes a injetar na proteção, saídas de natureza binária e condições para a transição de estados [24].

A transição de estado pode ser realizada através de intervalos de tempo ou através da mudança de valor de variáveis binárias.

- Ramping;

O módulo de teste de *Ramping* ajuda na identificação do limiar de atuação da proteção. Neste módulo, é possível introduzir na proteção rampas crescentes ou decrescentes variando a magnitude, fase ou frequência da tensão e correntes.

- Distância.

O módulo de distância analisa os tempos de operação da função de proteção, consoante a impedância do defeito injetado. Este módulo comunica automaticamente a avaliação do ensaio, pendente da introdução de critérios de avaliação pelo utilizador, manualmente ou através da informação contida no ficheiro .xrio.

5.1.3 Montagem do Ambiente de Trabalho

A correta execução dos ensaios de homologação implica uma coordenação, na montagem dos equipamentos de ensaio. Através do computador pessoal do utilizador, os ensaios são controlados com recurso à ferramenta *test universe*. O computador liga-se à mala de ensaios, através de um cabo *ethernet*. Quando é iniciado um ensaio, a mala da OMICRON injeta no bastidor de ensaio as tensões e correntes previamente configuradas pelo utilizador. No interior do bastidor, os sistemas de proteção enviam as sinalizações para a unidade de controlo do bastidor, através de ligações elétricas. Para efeitos de implementação do protocolo PRP (da literatura anglo-saxónica: *Parallel Redundancy Protocol*), para comunicação em subestação, cada equipamento do bastidor encontra-se ligado a um sistema de switches e routers, através de duas fibras óticas para atingir a redundância nos canais de comunicação. Para validação das sinalizações emitidas pelos sistemas de proteção, é ligada uma unidade de

controlo com um monitor, para atualização em tempo real das sinalizações protocolares. Esta montagem encontra-se exemplificada na Figura 5.6.

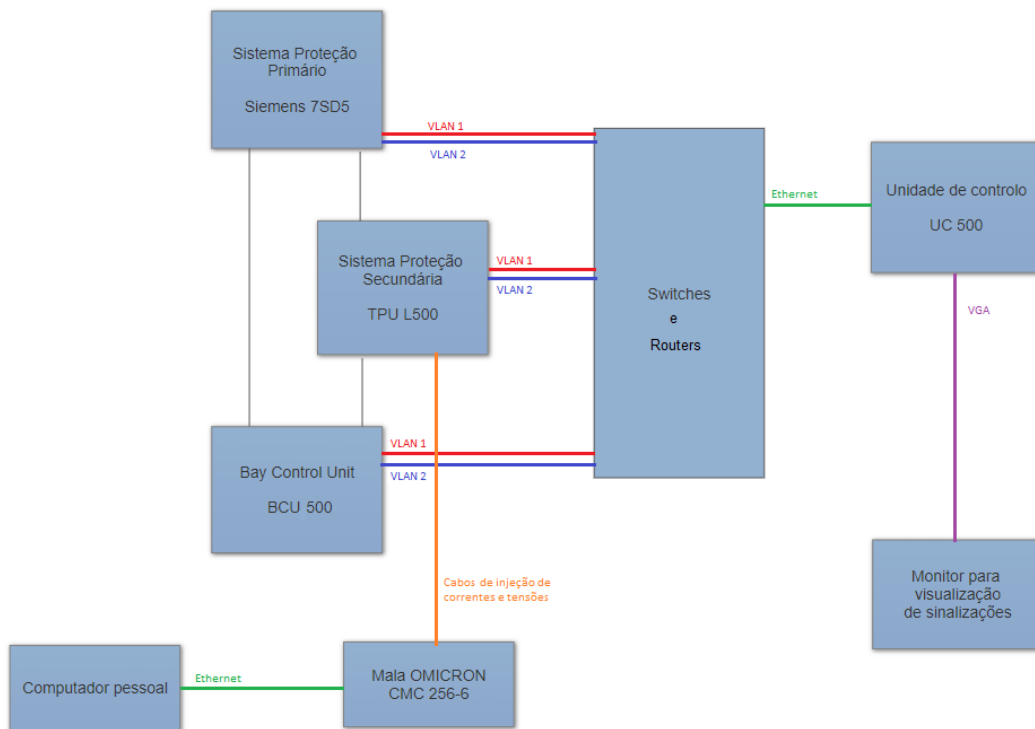


Figura 5.6 Montagem utilizada nos ensaios de homologação.

5.2 Construção de Ensaios para a Homologação

Consoante a função que se quer ensaiar, tem de ser feita uma cuidada escolha do módulo de testes. Para o ensaio de funções mais complexas, podem ser utilizados os 3 módulos de teste.

O módulo de ensaios *state sequencer* permite analisar a resposta do relé de proteção a funções que dependam de pontos de funcionamento anteriores para identificar corretamente situações de funcionamento prejudicial ao SEE (Sistema Elétrico de Energia).

O módulo de ensaios *ramping* permite analisar, com precisão, os limites de correntes de atuação das funções de proteção de linha. A precisão nasce da magnitude dos passos, definidos pelo utilizador.

O módulo de ensaios de distância injeta defeitos, na proteção, escolhidos pelo utilizador. Através da informação contida no ficheiro .xrio (ou pela introdução manual pelo utilizador), este ensaio avalia os tempos de atuação da proteção, face ao escalão de proteção correspondente à impedância de defeito injetado.

5.2.1 Construção de Ensaios através do Módulo *State Sequencer*

O desenvolvimento de um ensaio de sequência de estados implica conhecimentos de algoritmos de deteção de defeitos, em vigor no relé de proteção a ensaiar. Nesta secção é exemplificada a construção de um ensaio à função de proteção SOTF.

A construção dos ensaios, através do módulo *State Sequencer*, é feita num ambiente semelhante ao apresentado na Figura 5.7. A definição de correntes e tensões a injetar pode ser feita diretamente (como exemplificado na Figura 5.8) ou através do diagrama de característica (como demonstrado na Figura 5.9). A ativação das saídas binárias da mala de ensaios é atribuída aos estados nesta fase (ver Figura 5.8).

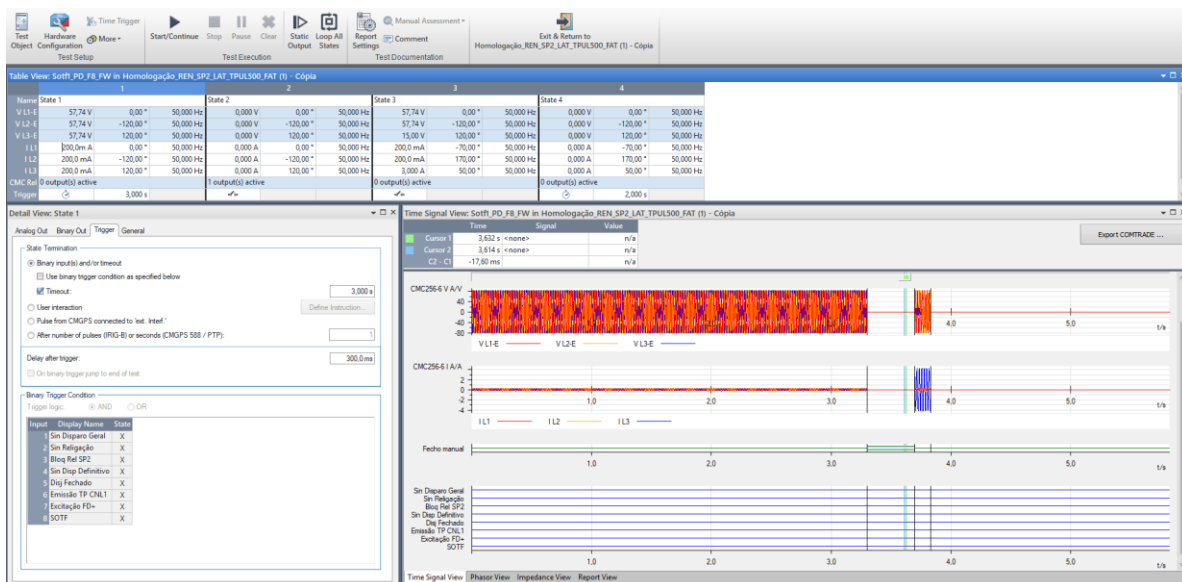


Figura 5.7 Ambiente gráfico do módulo state sequencer

Name	State 1		
V L1-E	57,74 V	0,00 °	50,000 Hz
V L2-E	57,74 V	-120,00 °	50,000 Hz
V L3-E	57,74 V	120,00 °	50,000 Hz
I L1	1,873 A	-49,38 °	50,000 Hz
I L2	0,000 A	0,00 °	50,000 Hz
I L3	0,000 A	0,00 °	50,000 Hz
CMC Rel	1 output(s) active		

Figura 5.8 Definição direta de tensões e correntes e saídas binárias.

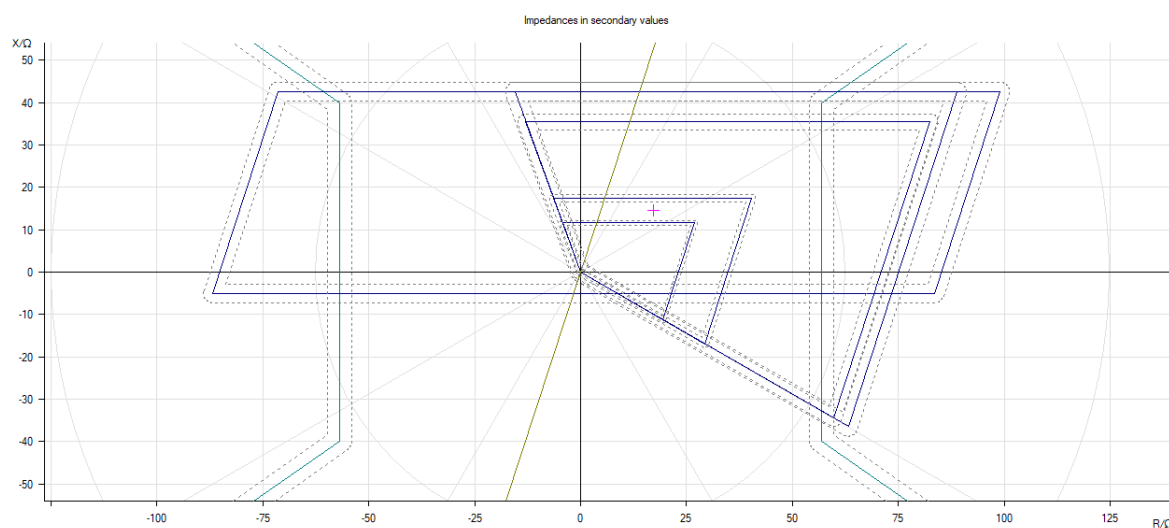


Figura 5.9 Definição da impedância de defeito a injetar através da característica da função de distância

A transição de estados (ver Figura 5.10) está dependente de uma alteração no estado das variáveis binárias, programada para o efeito, ou de um intervalo de tempo introduzido pelo utilizador. No decorrer dos ensaios de homologação, a transição de estado foi acionada pela alteração de estado da variável, que traduz o estado do disjuntor e/ou através da emissão da sinalização de disparo pelo relé de proteção.

Binary Trigger Condition

Trigger logic: AND OR

Input	Display Name	State
1	Sin Disparo Geral	X
2	Sin Religação	X
3	Bloq Rel SP2	X
4	Sin Disp Definitivo	X
5	Disj Fechado	1
6	Emissão TP CNL1	X
7	Excitação FD+	X
8	Ordem de Religação	X
9	Emissão TP CNL2	X
10	Arranque DIST	X

Figura 5.10 Variáveis usadas na transição do estado inicial da função SOTF.

O módulo *State Sequencer* é frequentemente utilizado nos ensaios que testam interação entre funções, como por exemplo, na verificação de condições de religação, no ensaio da função de teleproteção, ou função de SOTF como exemplificado neste capítulo.

5.2.2 Construção de ensaios através do módulo *Ramping*

O módulo *ramping* é utilizado para testar condições específicas de funcionamento de funções de proteção. O intuito nestes ensaios é verificar com precisão as correntes ou tensão que fazem o relé de proteção emitir ordem de disparo.

Nestes ensaios, a precisão advém da magnitude dos passos (delta na Figura 5.11) na rampa. Através da incrementação progressiva da grandeza, a avaliar, é possível saber com precisão o valor da grandeza, no momento em que se dá a emissão de disparo.

Ramp States **General**

Set mode: Fault type: Estimated test time:

Signal 1: Quantity 1: Signal 2: Quantity 2:

Ramp	Signal 1					Steps	Time	Stop condition
	From	To	Delta	dt	d/dt			
Ramp 1	0,000 A	1,000 A	10,00 mA	50,00 ms	200,0 mA/s	101	5,050 s	Arr Dist FW 0->1

Figura 5.11 Rampa utilizada na determinação da corrente de operação da função de distância

5.2.3 Construção de Ensaios através do Módulo de Distância

O módulo de ensaios de distância mede os tempos de atuação do relé de proteção de linha. Como referido no subcapítulo 4.3, após a parametrização da função de distância, no *software* dedicado para esse efeito, deve ser extraído o ficheiro xrio⁹. No módulo de testes, deve ser introduzido o ficheiro .xrio, pois nele estão definidos os alcances resistivos, alcances reativos e os tempos de atuação dos escalões de proteção da função de distância. O ensaio do módulo pode ser feito sem acesso ao ficheiro xrio mas os alcances resistivos e reativos e os tempos de atuação característicos de cada zona de proteção têm de ser introduzidos manualmente pelo utilizador.

⁹ eXtended Relay interface by Omicron

Num momento anterior, à execução do ensaio, são definidos pontos de teste através da visualização da característica da distância. Durante o ensaio, são verificados os tempos de operação correspondentes aos pontos de teste.

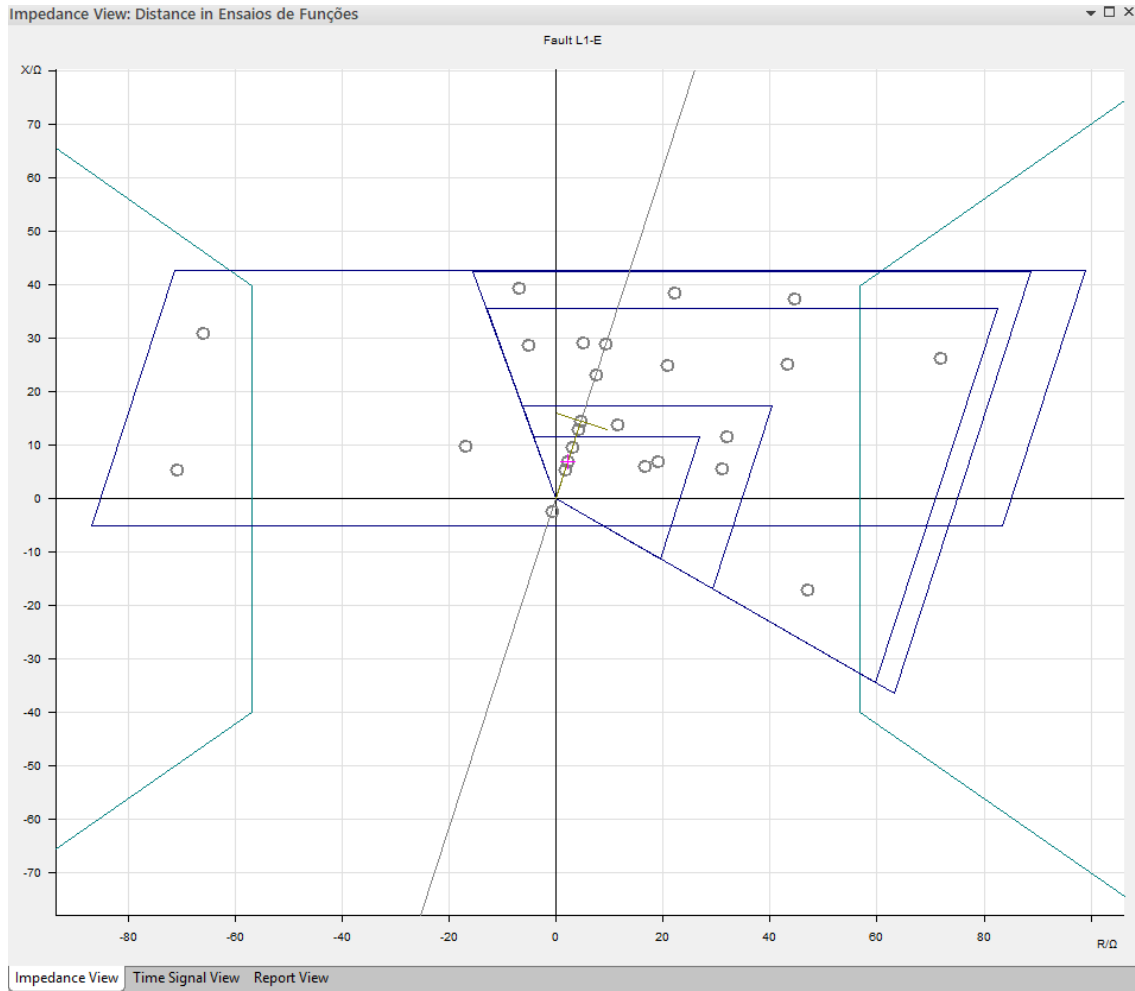


Figura 5.12 Definição dos pontos de teste com recurso à característica da função de distância

	State	Z	Phi	t nom	t act.	Dev.	t min	t max	I Test
1	✓	5,710 Ω	72,00 °	0,000 s	21,10 ms	21,10 ms	-10,00 ms	70,00 ms	2,000 A
2	✓	7,292 Ω	72,00 °	0,000 s	18,30 ms	18,30 ms	-10,00 ms	70,00 ms	2,000 A
3	✓	10,00 Ω	72,00 °	0,000 s	28,40 ms	28,40 ms	-10,00 ms	70,00 ms	2,000 A
4	✓	20,19 Ω	20,00 °	0,000 s	30,00 ms	30,00 ms	-10,00 ms	70,00 ms	2,000 A
5	✓	13,60 Ω	72,00 °	300,0 ms	333,3 ms	11,1 %	290,0 ms	370,0 ms	2,000 A
6	✓	15,21 Ω	72,00 °	300,0 ms	333,3 ms	11,1 %	290,0 ms	370,0 ms	2,000 A
7	✓	17,88 Ω	50,00 °	300,0 ms	332,6 ms	10,87 %	290,0 ms	370,0 ms	2,000 A
8	✓	31,46 Ω	10,00 °	300,0 ms	333,3 ms	11,1 %	290,0 ms	370,0 ms	2,000 A
9	✓	33,90 Ω	20,00 °	300,0 ms	334,5 ms	11,5 %	290,0 ms	370,0 ms	1,781 A
10	✓	24,28 Ω	72,00 °	1,000 s	1,033 s	3,31 %	970,0 ms	1,070 s	1,773 A
11	✓	29,03 Ω	100,00 °	1,000 s	1,034 s	3,44 %	970,0 ms	1,070 s	1,506 A
12	✓	29,51 Ω	80,00 °	1,000 s	1,033 s	3,31 %	970,0 ms	1,070 s	1,443 A
13	✓	30,23 Ω	72,00 °	1,000 s	1,033 s	3,31 %	970,0 ms	1,070 s	1,424 A
14	✓	32,40 Ω	50,00 °	1,000 s	1,033 s	3,28 %	970,0 ms	1,070 s	1,459 A
15	✓	39,90 Ω	100,00 °	1,000 s	1,033 s	3,31 %	970,0 ms	1,070 s	1,096 A
16	✓	44,22 Ω	60,00 °	1,000 s	1,034 s	3,38 %	970,0 ms	1,070 s	1,013 A
17	✓	50,00 Ω	30,00 °	1,000 s	1,035 s	3,45 %	970,0 ms	1,070 s	1,103 A
18	✓	50,00 Ω	-20,00 °	1,000 s	1,033 s	3,32 %	970,0 ms	1,070 s	1,344 A
19	✓	58,16 Ω	40,00 °	1,000 s	1,039 s	3,9 %	970,0 ms	1,070 s	871,7 mA
20	✓	2,500 Ω	-108,00 °	2,000 s	2,034 s	1,675 %	1,940 s	2,070 s	2,000 A
21	✓	19,60 Ω	150,00 °	2,000 s	2,033 s	1,655 %	1,940 s	2,070 s	2,000 A
22	✓	71,03 Ω	175,69 °	no trip	no trip		no trip	no trip	985,6 mA
23	✓	72,80 Ω	154,93 °	no trip	no trip		no trip	no trip	891,1 mA
24	✓	76,59 Ω	20,00 °	no trip	no trip		no trip	no trip	788,1 mA
25	✓	17,78 Ω	20,00 °	0,000 s	27,90 ms	27,90 ms	-10,00 ms	70,00 ms	2,000 A

Tabela 5.1 Avaliação dos tempos de atuação da função de distância.

Na Tabela 5.1 está apresentada a avaliação dos pontos de teste selecionados para o ensaio da função de distância na Figura 5.12.

5.3 Realização de Ensaios de Homologação

5.3.1 Teste da Rede de Comunicações

Antes do início da execução dos ensaios às funções de proteção do relé, foi testada a rede de comunicações realizada através do protocolo PRP.

O teste das comunicações de PRP foi feito com recurso ao módulo *state Sequencer*, incluído no *software test universe*. Foi construído um ensaio que consistia na alternância sucessiva de dois estados, ao fim de um intervalo de tempo. Um estado correspondia ao funcionamento normal da rede, o outro estado introduzia um defeito na rede. Durante o estado de defeito o relé de proteção vai emitir sinalizações de arranque através da rede PRP de

comunicação. Ao longo do ensaio foram retiradas as fibras óticas da porta de comunicação do canal 1, na retaguarda do relé de proteção, e verificou-se a continuidade na emissão de sinalizações, seguidamente foram retiradas as fibras óticas da porta de comunicação do canal comunicação 2 e comprovou-se a emissão de sinalizações. Para conclusão do ensaio da rede de comunicação PRP, foram retiradas ambas as fibras óticas das portas de comunicação. Nesta situação, foi verificada a falha da rede de comunicações entre o relé de proteção e as unidades de comando e controlo, como era de esperar.

Pendente da confirmação da comunicação entre equipamentos de comando controlo e proteção, iniciou-se o ensaio da emissão das sinalizações, referido no subcapítulo 3.3.3. Com a realização dos ensaios às funções de proteção de linha, foi verificada a emissão das sinalizações requeridas pelo ORT, nas especificações técnicas e funcionais das funções. Um exemplo das sinalizações emitidas pela proteção para a unidade de controlo encontra-se no anexo E. É através das sinalizações enviadas para a UC que se afere as sinalizações exigidas pelo ORT.

5.3.2 Ensaio das Funções de Proteção

Após a validação da rede de comunicação, procedeu-se aos ensaios das funções de proteção parametrizadas no relé de proteção de linha.

O ensaio da função de distância passou pela confirmação de:

- Alcances resistivos e reativos das diferentes zonas de proteção;
- Tempos de operação das diferentes zonas de proteção;
- Corrente de fases e homopolar mínimas para operação;
- Tensão mínima para operação;
- Direccionalidade do defeito;
- Bloqueio da função.

Como foi explicado na secção 5.2, foram utilizados diferentes módulos de ensaio, para no seu decurso, assegurar o correto funcionamento da função de proteção. O módulo de ensaios de distância, no *Test Universe*, através da introdução de impedâncias de defeito, verifica se a emissão de sinalização de disparo ocorre nos intervalos de tempo parametrizados.

Foi utilizado o módulo de ensaios *Ramping* para analisar o limiar da corrente de fase e homopolar e de tensão, que permitem a deteção do defeito pelo relé de proteção. É através deste módulo de ensaios que se consegue verificar os limites de identificação da direccionalidade dos defeitos, através da variação do desfasamento da corrente da fase sob

defeito. Os limiares de atuação da função de proteção são confirmados, quando é enviada a sinalização de arranque da função de distância.

O módulo *state sequencer* foi utilizado para verificar o bloqueio da função de proteção por variáveis externas. Foi simulado um defeito no transformador de tensão, para bloquear a função de distância, ativando a entrada física na proteção para esse efeito, através das saídas binárias da mala de ensaios.

O ensaio da função de teleproteção passou pela confirmação de:

- Aceleração do disparo, quando efetuado um defeito em zona de teleproteção e houver recepção de teleproteção pelo canal destinado ao efeito.
- Emissão de sinalização de teleproteção, pelo canal destinado ao efeito, se o defeito ocorrer dentro da zona dedicada à teleproteção.

O ensaio da função complementar de teleproteção de distância, passou pela utilização do módulo *state sequencer*. Numa subestação, os sinais de teleproteção advêm de um SP localizado na extremidade oposta da linha. No contexto de ensaios em FAT (da literatura anglo-saxônica: *Factory Acceptance Test*) os sinais de teleproteção foram provenientes das saídas binárias da mala de ensaios.

O ensaio da função direcional de terra passou pela confirmação de:

- Corrente de operação;
- Tempo de operação;
- Limite superior e inferior do ângulo desfasamento entre tensão e corrente para arranque da função;
- Tensão mínima de polarização da função.

Esta função, para ser ensaiada, necessitou somente do módulo *Ramping*. Um ensaio à tensão nominal e a injeção de uma rampa de corrente de intensidade crescente permitiu descobrir a corrente de operação e o tempo de operação correspondente. Um ensaio à corrente nominal com uma rampa de tensão decrescente permitiu descobrir a tensão mínima de polarização. Um ensaio à tensão e correntes nominais, fazendo variar o ângulo de desfasamento, permitiu conhecer os limites para o arranque da função de proteção direcional de terra.

O ensaio da função máxima intensidade de emergência passou pela confirmação de:

- Corrente de operação;
- Tempo de operação.

Para o ensaio da funcionalidade de proteção de máxima intensidade de emergência, primeiro conduziu-se o relé de proteção de linha ao estado de emergência. Como foi referido no subcapítulo 3.2.13, foi necessário simular o defeituoso funcionamento do transformador de tensão auxiliar do equipamento, através da ativação física da entrada para esse efeito.

Após a entrada do IED, no estado de emergência e, com recurso ao módulo de *ramping* foi possível validar a função.

O ensaio da função de bloqueio por oscilação de potência passou pela confirmação de:

- Bloqueio da função de distância perante situações de oscilação de potência.

Através da injeção de rampas, de tensão e corrente variáveis, que alteraram o ângulo medido entre duas fontes foi provocado o bloqueio da função de proteção de distância.

O ensaio da função SOTF passou pela confirmação de:

- Disparo instantâneo por distância;
- Disparo instantâneo por máxima intensidade de corrente.

Foi utilizado o módulo de testes *State Sequencer*. O ensaio da função SOTF iniciou-se com o simulador de disjuntor em aberto. Foi excitada a entrada de ordem de fecho manual, na régua de bornes da proteção, através das saídas binárias da mala, para provocar o fecho do circuito. No momento de fecho do disjuntor, deu-se a transição para um estado de defeito. O ensaio foi realizado duas vezes para confirmar a atuação da função SOTF por distância e por máxima intensidade de corrente.

O ensaio da função de religação passou pela confirmação das situações que cumprem os requisitos para religação, mas também pela confirmação de bloqueio da religação face ao não cumprimento dos mesmos requisitos. Foi utilizado o módulo de ensaios *state sequencer* para a simulação das condições de religação e de bloqueio da religação.

5.4 Análise dos Resultados

Neste subcapítulo são analisadas sinalizações emitidas durante o processo de ensaio em FAT para homologação de um relé de proteção secundária de uma linha de alta tensão.

Nas especificações técnicas e funcionais (ETF), disponibilizadas pelo ORT, estão definidos os requisitos mínimos das funções de proteção para o relé ser instalado na Rede Nacional de Transporte.

Através de um ensaio, utilizando o módulo de distância, incorporado no *Test Universe*, verificaram-se vários requisitos para operação dessa função. Através do ensaio, foram confirmados os alcances resistivos e reativos das zonas de proteção. A correta proteção das diferentes zonas da linha foi confirmada pela diferença temporal entre o arranque da função e o momento em que a proteção demorou a enviar a ordem de disparo (tempo de operação).

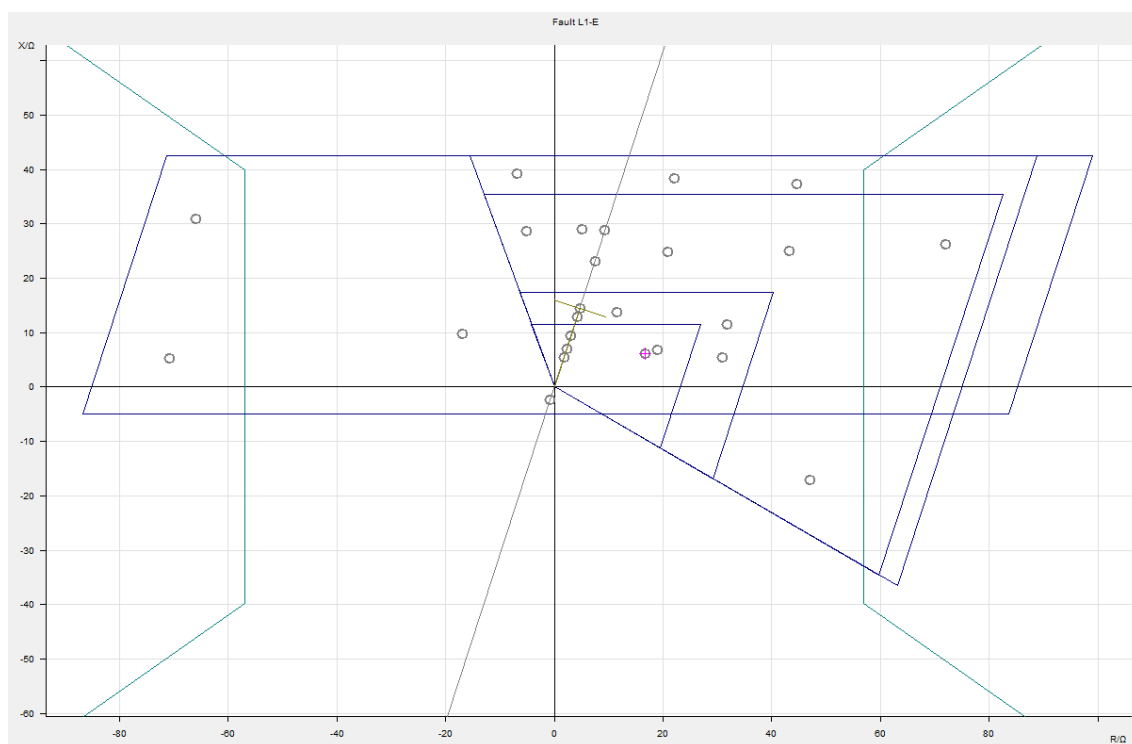


Figura 5.13- Preparação do ensaio da característica da distância

A escolha dos defeitos a introduzir na proteção, no decorrer do ensaio, contemplou defeitos em todas as zonas de proteção e na zona restritiva de carga, como se observa na Figura 5.13.

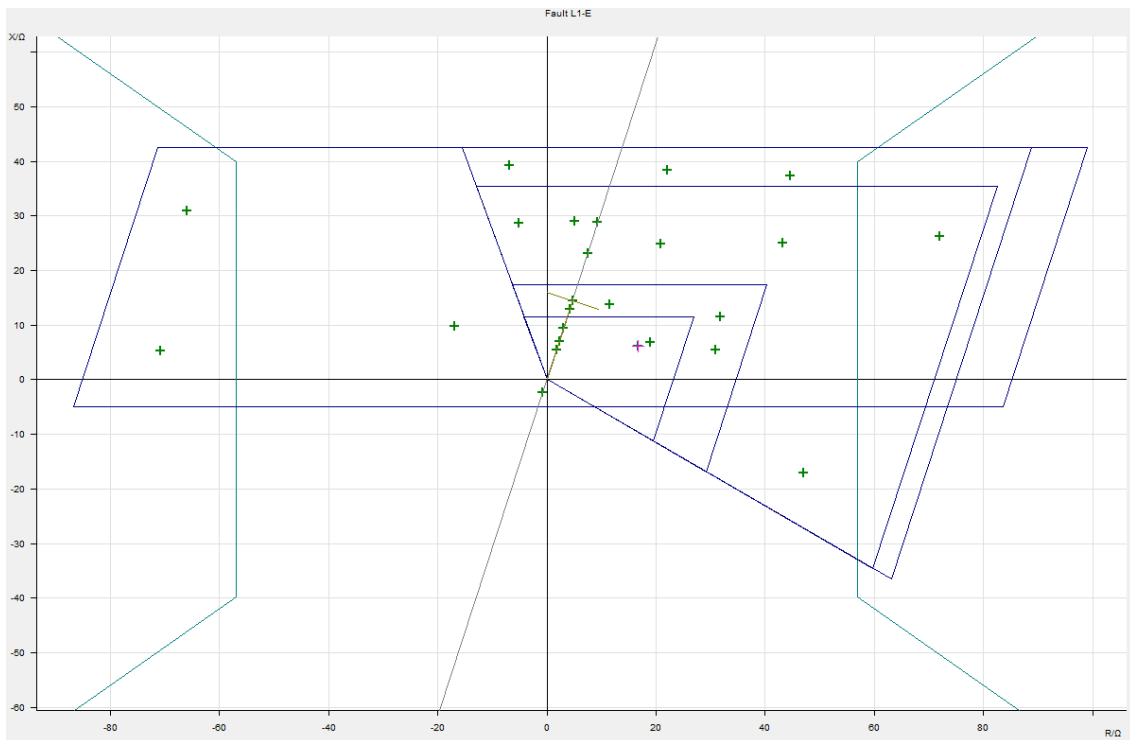


Figura 5.14 Resultado do ensaio da característica da distância

Através da análise da Figura 5.14, verificou-se o cumprimento das especificações do ORT pela aprovação individual de cada disparo. Para uma análise mais completa do funcionamento da função de proteção, acedeu-se a uma tabela de avaliação da característica de distância (ver Tabela 5.2).

	State	Z	Phi	t nom	t act.	Dev.	t min	t max	I _{Test}
1	✓	5,710 Ω	72,00 °	0,000 s	21,10 ms	21,10 ms	-10,00 ms	70,00 ms	2,000 A
2	✓	7,292 Ω	72,00 °	0,000 s	18,30 ms	18,30 ms	-10,00 ms	70,00 ms	2,000 A
3	✓	10,00 Ω	72,00 °	0,000 s	28,40 ms	28,40 ms	-10,00 ms	70,00 ms	2,000 A
4	✓	20,19 Ω	20,00 °	0,000 s	30,00 ms	30,00 ms	-10,00 ms	70,00 ms	2,000 A
5	✓	13,60 Ω	72,00 °	300,0 ms	333,3 ms	11,1 %	290,0 ms	370,0 ms	2,000 A
6	✓	15,21 Ω	72,00 °	300,0 ms	333,3 ms	11,1 %	290,0 ms	370,0 ms	2,000 A
7	✓	17,88 Ω	50,00 °	300,0 ms	332,6 ms	10,87 %	290,0 ms	370,0 ms	2,000 A
8	✓	31,46 Ω	10,00 °	300,0 ms	333,3 ms	11,1 %	290,0 ms	370,0 ms	2,000 A
9	✓	33,90 Ω	20,00 °	300,0 ms	334,5 ms	11,5 %	290,0 ms	370,0 ms	1,781 A
10	✓	24,28 Ω	72,00 °	1,000 s	1,033 s	3,31 %	970,0 ms	1,070 s	1,773 A
11	✓	29,03 Ω	100,00 °	1,000 s	1,034 s	3,44 %	970,0 ms	1,070 s	1,506 A
12	✓	29,51 Ω	80,00 °	1,000 s	1,033 s	3,31 %	970,0 ms	1,070 s	1,443 A
13	✓	30,23 Ω	72,00 °	1,000 s	1,033 s	3,31 %	970,0 ms	1,070 s	1,424 A
14	✓	32,40 Ω	50,00 °	1,000 s	1,033 s	3,28 %	970,0 ms	1,070 s	1,459 A
15	✓	39,90 Ω	100,00 °	1,000 s	1,033 s	3,31 %	970,0 ms	1,070 s	1,096 A
16	✓	44,22 Ω	60,00 °	1,000 s	1,034 s	3,38 %	970,0 ms	1,070 s	1,013 A
17	✓	50,00 Ω	30,00 °	1,000 s	1,035 s	3,45 %	970,0 ms	1,070 s	1,103 A
18	✓	50,00 Ω	-20,00 °	1,000 s	1,033 s	3,32 %	970,0 ms	1,070 s	1,344 A
19	✓	58,16 Ω	40,00 °	1,000 s	1,039 s	3,9 %	970,0 ms	1,070 s	871,7 mA
20	✓	2,500 Ω	-108,00 °	2,000 s	2,034 s	1,675 %	1,940 s	2,070 s	2,000 A
21	✓	19,60 Ω	150,00 °	2,000 s	2,033 s	1,655 %	1,940 s	2,070 s	2,000 A
22	✓	71,03 Ω	175,69 °	no trip	no trip		no trip	no trip	985,6 mA
23	✓	72,80 Ω	154,93 °	no trip	no trip		no trip	no trip	891,1 mA
24	✓	76,59 Ω	20,00 °	no trip	no trip		no trip	no trip	788,1 mA
25	✓	17,78 Ω	20,00 °	0,000 s	27,90 ms	27,90 ms	-10,00 ms	70,00 ms	2,000 A

Tabela 5.2- Tabela de avaliação da característica da função de proteção de distância

A avaliação dos tempos de operação foi feita através da comparação dos tempos parametrizados e declarados no ficheiro .xrio, com os tempos que o relé demorou a enviar a ordem de disparo. Pela análise da Tabela 5.2, verifica-se que a função de distância passou nos critérios expressos nas ETF e cumpriu com os tempos de atuação expressos no estudo de coordenação.

Para a validação completa da função de distância, recorreu-se a outros módulos de teste, para verificar os limiares de operação da função de proteção. A construção deste ensaio, no módulo de *ramping*, fez-se mantendo tensão constante e de baixa amplitude, fazendo a corrente aumentar gradualmente. A rampa, utilizada neste ensaio, é definida na Figura 5.16. A visualização das sinalizações, enviadas pelo relé de proteção, encontra-se na Figura 5.15.

Ramp	Signal 1					Steps	Time	Stop condition
	From	To	Delta	dt	d/dt			
Ramp 1	200,0 mA	900,0 mA	1,000 mA	50,00 ms	20,00 mA/s	701	35,050 s	Arr Dist FW 0-> 1

Figura 5.16 Definição da rampa para validação da corrente mínima de operação da função de distância.

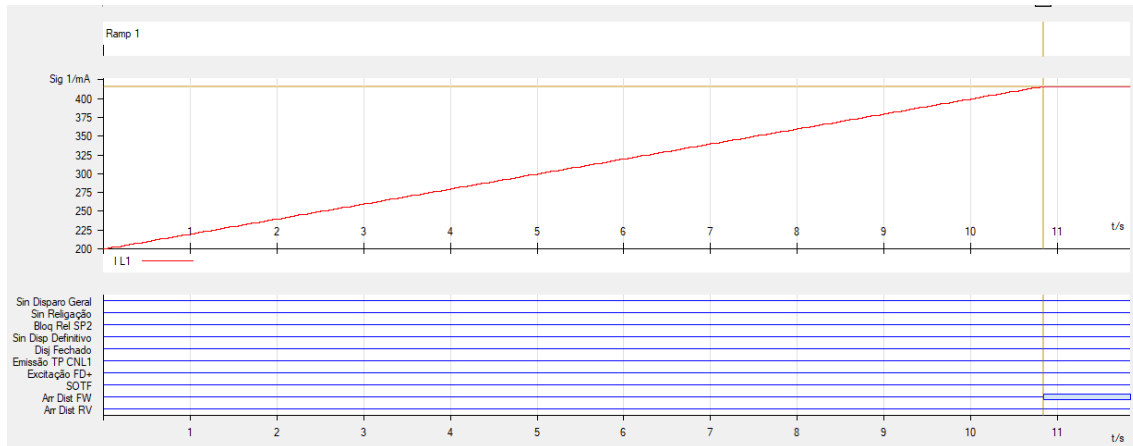


Figura 5.15 Sinalizações emitidas pela proteção no ensaio da corrente mínima de operação da função de distância.

Inicialmente a proteção recebia correntes de amplitude demasiado baixa para deteção de defeito. Com o aumento gradual da corrente de defeito, até ao ponto de arranque da função de proteção, descobriu-se a corrente mínima para operação da função de distância.

Construiu-se um ensaio, no módulo de *ramping*, com uma corrente de baixa amplitude e à tensão nominal, variando gradualmente o desfasamento entre tensão e corrente. A rampa utilizada neste ensaio é definida na Figura 5.17, a visualização das sinalizações enviadas pelo relé de proteção encontra-se na Figura 5.18.

Ramp	Signal 1					Steps	Time	Stop condition
	From	To	Delta	dt	d/dt			
Ramp 1	180,00 °	180,00 °	0,00 °	2,000 s	0 °/s	1	2,000 s	None
Ramp 2	180,00 °	0,00 °	-1,00 °	300,0 ms	-3,333 °/s	181	54,300 s	None
Ramp 3	180,00 °	180,00 °	0,00 °	5,000 s	0 °/s	1	5,000 s	None
Ramp 4	180,00 °	360,00 °	1,00 °	300,0 ms	3,333 °/s	181	54,300 s	None

Figura 5.17 Definição da rampa para validação dos limites de arranque forward de operação da função de distância.

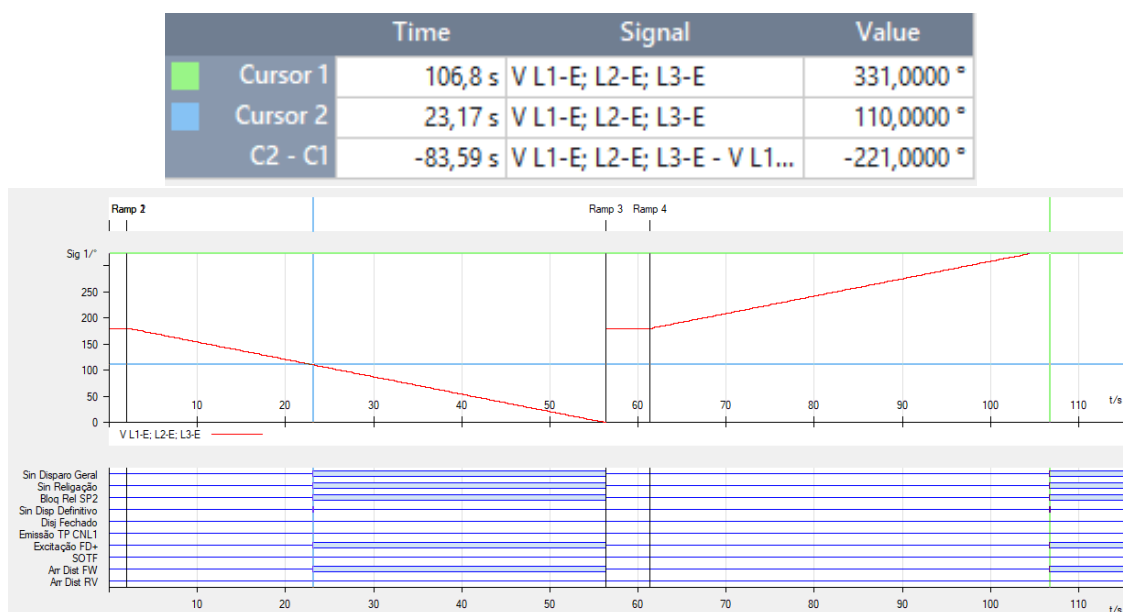


Figura 5.18 Sinalizações emitidas pela proteção no ensaio dos limites de arranque forward de operação da função de distância.

Na primeira rampa do ensaio, foi descoberto o limite inferior do arranque *forward*, tendo este o valor de 110°. Na segunda rampa do ensaio, foi descoberto o limite superior do arranque *forward*, tendo este o valor de 331°.

Deste ensaio concluímos que a função de distância deteta defeitos compreendidos entre [110°;0°] e [33°;0°].

Após a verificação do correto funcionamento das funções de proteção de linha do relé, foram verificadas funções cujo comportamento está dependente da atuação de outras funções. Um exemplo de uma função que analisa o resultado de outras funções de proteção é a religação automática em alta tensão. A religação automática de linhas de alta tensão só se realiza após disparos de zona 1 da função de distância, em disparos na zona de teleproteção se receber teleproteção, em escalão alongado se a teleproteção não se encontrar ativa, todos os demais elaboram disparos definitivos com bloqueio da função de religação. Para o ensaio desta função, recorreu-se ao módulo *state Sequencer*, para introduzir corretamente uma sequência de estados que simule as condições de religação.

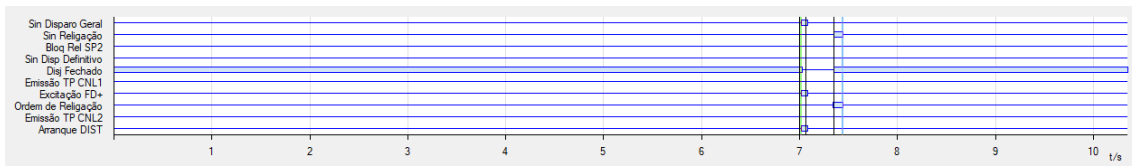


Figura 5.19 Sinalizações emitidas pela proteção face um defeito com impedância compreendida na zona 1 de proteção da função de distância.

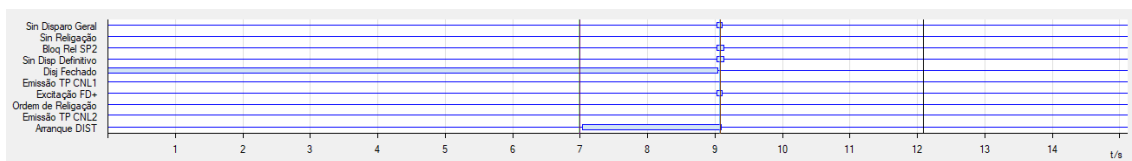


Figura 5.20 Sinalizações emitidas pela proteção face um defeito com impedância compreendida na zona 5 de proteção da função de distância.

Da análise da Figura 5.20 retiram-se algumas conclusões:

- O disjuntor encontrava-se fechado no início do ensaio;
- A proteção detetou o defeito e emitiu ordem de disparo ao disjuntor instantaneamente;
- O disjuntor abriu o circuito quando recebeu a ordem de disparo;
- A ordem de religação foi enviada ao fim do tempo parametrizado (300ms);
- A religação foi bem sucedida pois o disjuntor volta à posição de fechado.

Concluiu-se o cumprimento desta condição de religação.

Da análise da Figura 5.19, deduzem-se algumas conclusões:

- O disjuntor encontrava-se fechado no início do ensaio;
- A proteção detetou o defeito;
- Emitiu ordem de disparo ao disjuntor ao fim do tempo parametrizado (2s);
- A proteção emitiu sinalização de disparo definitivo;
- A função de religação encontra-se bloqueada;
- O disjuntor permaneceu aberto até ao fim do ensaio.

Concluiu-se o cumprimento desta condição de bloqueio de religação.

A função de religação depende do alcance das zonas de proteção da função de distância, mas a função de teleproteção altera o alcance resistivo e reativo da zona de proteção, que permite a religação automática. Desta forma o conjunto de ensaios tem de abranger em si a confirmação do correto funcionamento nestas situações.

Na Figura 5.21, verificamos que foi introduzido na proteção um defeito pertencente à zona dois de proteção da função de distância. Mas na proteção a homologar, também corresponde à zona dedicada à teleproteção, no esquema *POTT* (da literatura anglo-saxónica: *Permissive Overreach Transfer Trip*). Na ferramenta de construção de ensaios foi preparado um ensaio que cumpriu os requisitos para atuação da função teleproteção.

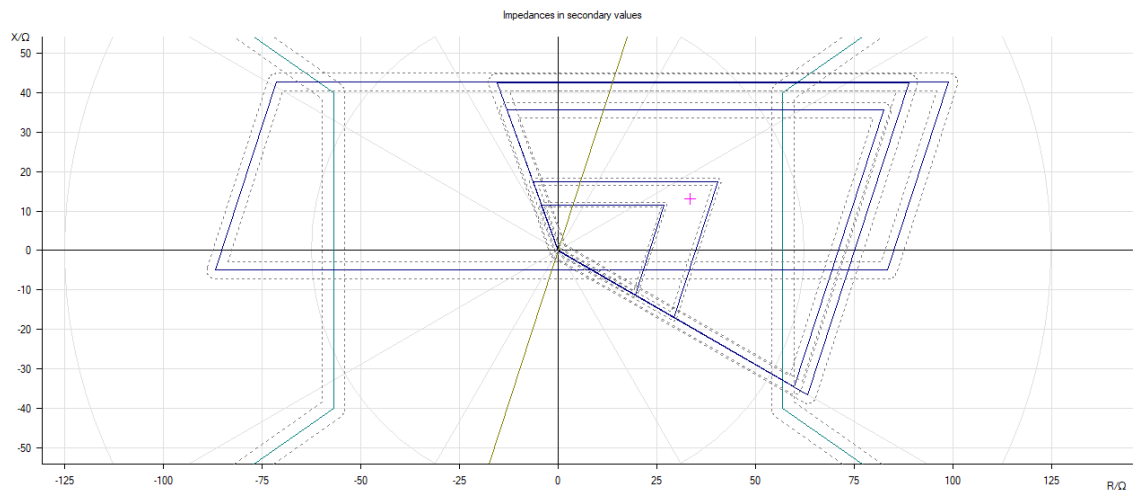


Figura 5.21 Definição da impedância de defeito para ensaio da função de religação.

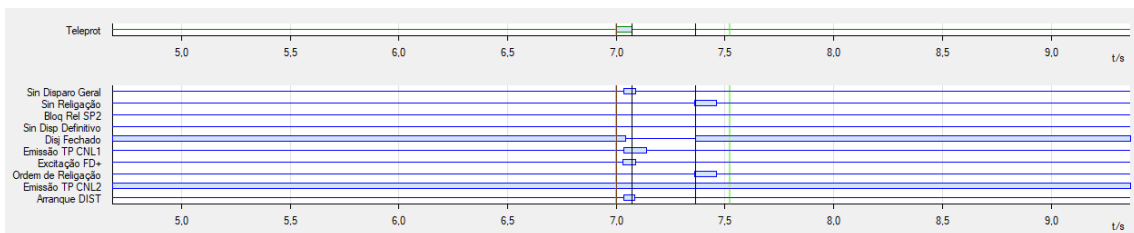


Figura 5.22 Sinalizações emitidas pela proteção no ensaio das implicações da função de teleproteção na função de religação.

Da análise da Figura 5.22, retiram-se algumas conclusões:

- O disjuntor encontrava-se fechado no início do ensaio;
- A proteção emite teleproteção pelo canal 2, indicando que a teleproteção se encontra ativa;
- A sinalização de arranque da função de distância é enviada;
- A ordem de disparo é enviada;

- É emitida teleproteção pelo canal 1, indicando a presença de um defeito na zona dedicada a teleproteção;
- É emitida ordem de religação ao fim do tempo parametrizado (300ms);
- A religação foi bem sucedida pois o disjuntor volta à posição de fechado.

O correto funcionamento da função de religação automática é indicado pela prévia confirmação dos requisitos expressos no estudo de coordenação, seguida de uma religação bem-sucedida dentro do tempo parametrizado.

Como referido no subcapítulo 3.2.2, o ensaio global do painel de proteção de linha realiza-se após o ensaio exaustivo das funções contidas no relé de proteção a homologar. O ensaio global do painel incide maioritariamente sobre:

- Permissão de fecho do disjuntor, quando as ordens de fecho são díspares entre o sistema de proteção principal e o redundante;
- Ordens de religação trifásica;
- Ordens de bloqueio da função de religação;
- Ordens de fecho sobre defeito.

Para uma correta avaliação do comportamento de ambos os sistemas de proteção, deve mudar-se a localização das entradas binárias da mala, para podermos ler sinalizações emitidas por ambas as proteções simultaneamente. Uma opção de sinalizações a visualizar para a correta validação de funções de proteção do bastidor é apresentada na Figura 5.23.

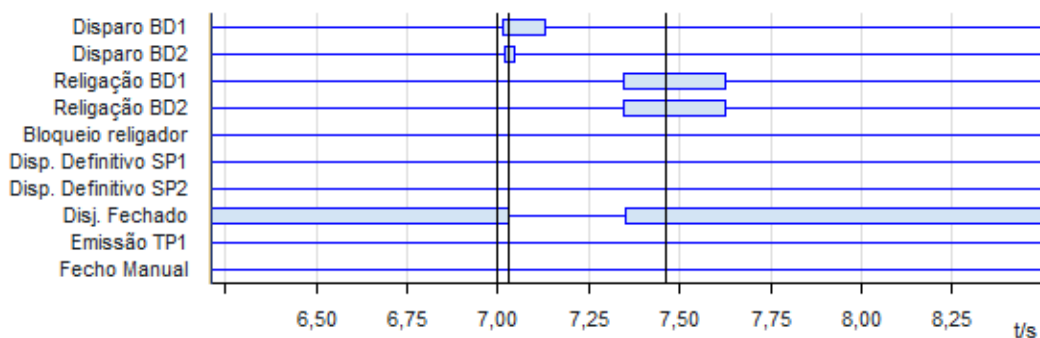


Figura 5.23 Emissão de sinalizações durante um ensaio global ao painel de linha.

Através do ensaio das situações descritas no protocolo do ensaio global (ver Anexo B), fica assegurada a interoperabilidade entre uma proteção que foi aprovada e se encontra em utilização em subestações e o relé de proteção de linha que se deseja homologar.

5.5 Considerações Finais

O processo de homologação de um relé de proteção de linha é um passo fundamental para a sua utilização numa subestação. Se os ensaios de homologação forem mal executados, podem conduzir a dificuldades na aprovação da homologação.

De forma a garantir o seguro e completo ensaio do relé de proteção de linha, neste capítulo são enunciadas metodologias de ensaio e sugeridas diretrizes, para interpretação de sinalizações na validação dos ensaios de homologação de uma proteção. Quando adotadas as metodologias inseridas neste capítulo, traduzir-se-ão em ensaios mais expeditos, mas igualmente precisos.

A conclusão retirada desta sequência de ensaios é que a TPU L500, desenvolvida pela EFACEC Energia, Máquinas e Equipamentos Eléctricos, responde a todas as necessidades de proteção de linhas de alta tensão, impostas pelo operador da rede de transporte.

Capítulo 6

Conclusões e trabalhos futuros

No subcapítulo 6.1, serão descritas as conclusões relativas ao trabalho desenvolvido. Na secção 6.2, são exploradas propostas de trabalhos para realização futura.

6.1 Conclusões

A investigação realizada nesta dissertação permitiu conhecer a importância do processo de homologação de um relé de proteção de linha, na escolha de equipamentos a instalar numa subestação do operador da rede de transporte.

A fase de configuração da TPU L500 permitiu reconhecer a dificuldade na concretização de uma matriz de mapeamento imutável, que responda às exigências de futuras implementações do relé em subestações.

A fase de ensaios forneceu noções essenciais para uma correta parametrização de funções de proteção e de automação. Apesar das fases de configuração e parametrização do equipamento precederem a fase de ensaios, durante os ensaios, obtiveram-se resultados pouco satisfatórios no ensaio de determinadas funções contidas na TPU L500, levando a um retrocesso no processo de homologação para a retificação da matriz de mapeamento. Assim fica estabelecida a etapa dos ensaios em ambiente de FAT (da literatura anglo-saxónica: *factory acceptance test*) como o primeiro momento na deteção de erros de configuração ou parametrização do equipamento.

O processo de homologação de uma proteção, antecede a sua implementação em subestações. Desde o início do período de vida da tecnologia esta é a primeira vez que a proteção é ensaiada excetuando num contexto de desenvolvimento. Desta forma, os ensaios da proteção para homologação são uma ocasião ideal para deteção de bugs no *software* da proteção.

A fase de ensaios, às funções de proteção, requer constante supervisão pelo operador de proteções, quer no prosseguimento dos ensaios, quer na análise das sinalizações emitidas pelo relé de proteção de linha de transporte elétrico.

6.2 Trabalho futuro

A fase de ensaios às funções de proteção de um relé é extensa, requerendo constante ação do operador responsável pelos ensaios, para prosseguir o trabalho.

Como possível trabalho futuro, surge a possibilidade de automatizar o processo de ensaios às funções de um relé de proteção. Através do desenvolvimento de um *script*, poderiam ser realizados testes automáticos às funções de proteção, contidas no relé de proteção. Esta sistematização dos ensaios permitiria execução de ensaios mais rápidos e mais precisos através da eliminação da hipótese de erro humano, na realização dos ensaios. Apesar de ainda haver hipótese de erro na parametrização do ensaio, tal facto poderia ser evitado no ensaio da função de distância com a integração do ficheiro *.xrio* com os critérios de avaliação da função.

A validação de um ensaio passa pela visualização das sinalizações emitidas pela proteção. Se desenvolvido um algoritmo para avaliação de sinalizações e/ou oscilografias, seria uma ferramenta de extremo interesse para a validação de ensaios de homologação ou até mesmo para validação de ensaios SAT (da literatura anglo-saxónica: *site acceptance test*). Seria uma ferramenta igualmente útil, tanto para fornecedores de proteções como para operadores da rede de transporte.

Referências

- [1] L. H. Fink and K. Carlsen, "Operating under stress and strain [electrical power systems control under emergency conditions]," *IEEE Spectr.*, vol. 15, no. 3, pp. 48-53, 1978 ISBN:0018-9235.
- [2] C. R. Mason, *The art and science of protective relaying*. Wiley, 1956 ISBN:9780471575528.
- [3] L. Wang, S. Jiale, S. He, and G. Song, "The development and perspective of relay protection technology," in *2012 IEEE Innovative Smart Grid Technologies - Asia, ISGT Asia 2012*, 2012 ISBN:9781467312219.
- [4] S. H. Horowitz and A. G. Phadke, *Power System Relaying: Third Edition*. 2008 ISBN:9780470057124.
- [5] A. G. Phadke and J. S. Thorp, *Computer Relaying for Power Systems*. 2009 ISBN:9780470749722.
- [6] W. A. Elmore, "Protective Relaying Theory and Applications," *Prot. Relaying Theory Appl.*, pp. 381-393, 2003 ISBN:0824709721, 9780824709723.
- [7] S. Ward *et al.*, "Redundancy considerations for protective relaying systems," in *2010 63rd Annual Conference for Protective Relay Engineers*, 2010 ISBN:9781424460731.
- [8] H. Shateri and S. Jamali, "Measured impedance by distance relay in presence of inductive fault current limiter," in *PECon 2008 - 2008 IEEE 2nd International Power and Energy Conference*, 2008, pp. 578-583 ISBN:9781424424054.
- [9] R. Patterson, E. Price, and M. Sanders, "Directional comparison blocking system fundamentals," in *2014 67th Annual Conference for Protective Relay Engineers, CPRE 2014*, 2014, pp. 50-71 ISBN:9781479947393.
- [10] B. Kasztenny, M. Thompson, and N. Fischer, "Fundamentals of short-circuit protection for transformers," in *2010 63rd Annual Conference for Protective Relay Engineers*, 2010 ISBN:9781424460731.
- [11] G. V. Kshirsagar, G. N. Mulay, and S. Yeolekar, "TMS320F28335 based single phase overcurrent protection Implementation using Numerical Relay," in *2014 6th IEEE Power India International Conference (PIICON)*, 2014, pp. 1-5 ISBN:VO -.
- [12] Q. Verzosa, "Realistic testing of power swing blocking and out-of-step tripping functions," in *2013 66th Annual Conference for Protective Relay Engineers, CPRE 2013*, 2013, pp. 420-449 ISBN:9781479901197.
- [13] R. Mackiewicz and S. Heights, "Technical Overview and Benefits of the IEC 61850 Standard for Substation Automation," *Proc. 2006 Power Syst. Conf. Expo.*, pp. 623-630, 2006.
- [14] X. Peng, Y. Liang, Z. Luo, F. Pan, and L. Li, "Analyses and comparisons of SCL files in substation configurator," in *2016 3rd International Conference on Systems and Informatics, ICSAI 2016*, 2017, pp. 297-300 ISBN:9781509055210.
- [15] S. Srisodsai and W. Pora, "A development of IEC61850 monitoring system for distribution transformer," in *2016 13th International Conference on Electrical Engineering/Electronics, Computer, Telecommunications and Information Technology, ECTI-CON 2016*, 2016 ISBN:9781467397490.
- [16] G. C. M. da Silva, "Definição de Requisitos Necessários à Interoperabilidade entre IED's na Rede Elétrica de Distribuição," FEUP, 2015.
- [17] D. Martins, H. Leite, and H. Heitor, "Normalização de Metodologias de Ensaio de Sistemas de Proteção, Comando e Controle," 2014.
- [18] H. Wang, Z. Cai, Z. Su, and Z. Zhu, "The analysis of relay protection communication mechanism based on IEC61850," in *APAP 2011 - Proceedings: 2011 International Conference on Advanced Power System Automation and Protection*, 2011, vol. 1, pp. 223-227 ISBN:9781424496198.

- [19] J. Chang, B. Vincent, and M. Reynen, "Protection and control system upgrade based on IEC- 61850 and PRP," in *2014 67th Annual Conference for Protective Relay Engineers, CPRE 2014*, 2014, pp. 496-517 ISBN:978-1-4799-4739-3.
- [20] IEC 61850-7-4, *Communication networks and systems for power utility automation - Part 7-4: Basic communication structure - Compatible logical node classes and data object classes*. 2010 ISBN:9782832209035.
- [21] C. R. Ozansoy, A. Zayegh, and A. Kalam, "Object Modeling of Data and DataSets in the International Standard IEC 61850," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 24, no. 3, pp. 1140-1147, 2009 ISBN:0885-8977 VO - 24.
- [22] I. Carvalho Cruz, "Uniformização de Metodologias de Ensaio e Normalização do Protocolo CEI 61850 em Sistemas de Proteção Comando e Controlo (SPCC)," FEUP, 2017.
- [23] B. C. D. Sampaio, "Desenvolvimento de modelo de ensaio de Sistemas de Protecção, Comando e Controlo Numérico (SPCC) em Dispositivos Electrónicos Inteligentes (IED) utilizando o software OMICRON 'Test Universe,'" FEUP, 2009.
- [24] OMICRON, "Testing Solutions for Protection and Measurement Systems- Product Catalog." [Online]. Available: <https://www.omicronenergy.com/en/products/cmc-256plus/description/>. [Accessed: 15-Jan-2018].
- [25] Sparkfun, "sparkfun." [Online]. Available: <https://cdn.sparkfun.com//assets/parts/9/9/8/2/13015-01.jpg>. [Accessed: 15-Nov-2017].
- [26] "http://www.nettedautomation.com/standardization/." [Online]. Available: http://www.nettedautomation.com/standardization/IEC_TC57/WG10-12/iec61850/models/61850-7-4-semantic.htm. [Accessed: 21-Nov-2017].
- [27] P. Cardoso, "Avaliação do Impacto em Comissionamento e Testes de Funcionamento numa Subestação com Protocolo CEI 61850," 2013.

Anexo A



CERTIFICADO DE HOMOLOGAÇÃO NC xxxxxx

A REN, certifica que o conjunto de equipamentos ou sistemas listados abaixo se encontra homologado para uso nos Sistemas de Comando, Controlo e Protecção das instalações mantidas ou construídas pela REN nos seguintes âmbitos de aplicação, de acordo com as Especificações Técnicas e Funcionais da REN em vigor, à data:

1. _____
2. _____
3. _____
4. _____
5. _____
6. _____
7. _____
8. _____

O processo de homologação do equipamento/sistema referido, decorreu de ___/___/___ a ___/___/___, tendo sido realizados ensaios segundo o protocolo REN, referência _____ e produzido o RELATÓRIO DO PROCESSO DE HOMOLOGAÇÃO (RPH) _____, com data de ___/___/___.

Local:

Data:

Nome do Responsável do Processo de Homologação:

Nome do Responsável do Departamento:

LISTA DE RAZÕES DE SUSPENSÃO DO PRESENTE CERTIFICADO:

- Emissão de novas especificações técnicas e funcionais por parte da REN, S.A.;
- Omissão por parte do fornecedor de informação técnica relevante sobre situações e condicionalismos que comprometam o correcto desempenho do equipamento ou sistema;
- Informação por parte de terceiros (empresas congéneres), de problemas detectados no equipamento;

LISTA DE RAZÕES DE CANCELAMENTO DO PRESENTE CERTIFICADO:

- Obsolescência do equipamento;
- Detecção de "bugs" no equipamento, que podem comprometer a fiabilidade do equipamento ou sistema bem como a fiabilidade do sistema de energia onde este possa ser aplicado;
- Detecção de problemas no equipamento, que podem comprometer a dependabilidade e segurança dos sistemas de protecção.

Anexo B

REN - HOMOLOGAÇÃO TPUL500 - LINHA AT PROTOCOLO FAT

N38300355 - Sistema de Protecções - Duplo Barramento

Documento

Nome	REN - HOMOLOGAÇÃO TPUL500 - LINHA AT PROTOCOLO FAT	
Nº Documento	AS16005053	
Revisão e Data	0.0	27-10-2017
Projecto	N38300355 - Sistema de Protecções - Duplo Barramento	
Autor	Elisabete Almeida	
Revisor	N/A	
Aprovador	Eduardo Ferreira	
Páginas	25	

Nível Conhecimento Linguístico (para destinatários não nativos)

Para compreensão integral do conteúdo deste documento, recomenda-se que o leitor tenha um conhecimento da Língua Portuguesa ao nível B1, definido pelo Quadro Europeu Comum de Referência.

Divulgação

Este documento contém informação confidencial pertencente à EFACEC, Unidade de Negócios Automação. O seu conteúdo não pode ser reproduzido, ou divulgado sob qualquer forma para quaisquer outros fins que aqueles para os quais for disponibilizado, sem permissão prévia expressa por escrito de EFACEC.

Índice

1.INTRODUÇÃO	78
1.1 GLOSSÁRIO	78
1.2 EQUIPAMENTO DE ENSAIO	79
2	80
2.1 ENSAIO DA FUNÇÃO PROTECÇÃO DE DISTÂNCIA (DIST)	80
2.2 ENSAIO DA FUNÇÃO DE PROTECÇÃO DIRECCIONAL DE TERRA	82
2.3 ENSAIO DA FUNÇÃO DE PROTECÇÃO DE MI DE EMERGÊNCIA	83
2.4 FECHO MANUAL DO DISJUNTOR SOBRE DEFEITO (SOTF)	84
2.5 BLOQUEIO POR OSCILAÇÃO DE POTÊNCIA (PSB)	86
2.6 ENSAIO DA FUNÇÃO DE RELIGAÇÃO (RELIG)	86
2.6.1 Com Esquemas de teleprotecção POTT.....	86
2.6.2 Com Escalão Alongado.....	87
2.7 ENSAIO DA FUNÇÃO DE VERIFICADOR DE SINCRONISMO (SYN).....	90
2.8 PUTT	91
2.9 POTT/Alongado.....	91
Escalão alongado	93
2.10 SUPERVISÃO DE SECCIONADORES	93
2.11 INTERLIGAÇÃO ENTRE SISTEMAS DE PROTECÇÃO	94
2.12 SUPERVISÃO DE CIRCUITO DE DISPARO	96
2.13 REGIME ESPECIAL DE EXPLORAÇÃO (REE)	96
2.14 PERMISSÃO DO CIRCUITO DE FECHO	96
2.15 SINCRONIZAÇÃO HORÁRIA	97
2.16 SINALIZAÇÕES SÉRIE	97
2.17 SINALIZAÇÕES A FIO	98
3.ENSAIO	99
PAINEL	99
3.1 PERMISSÃO DE FECHO DO DISJUNTOR	99
3.2 ENSAIO DA FUNÇÃO DE RELIGAÇÃO	99
3.3 ENSAIO DO FECHO SOBRE DEFEITO.....	101
4.NOTAS FINAIS	101
5.APROVAÇÃO	102

CERTIFICADO DE CONFORMIDADE

Cliente Final: REN - Redes Energéticas Nacionais, S.A.

Instalação em ensaio: Homologação TPU L500 EFACEC

Painel em ensaio: _____

A Efacec Energia, Máquinas e Equipamentos Eléctricos, S.A. executou os ensaios conforme protocolo junto.

Após estes ensaios, a Efacec Energia, Máquinas e Equipamentos Eléctricos, S.A. considera que o painel está em condições de ser colocado no local, com as seguintes ressalvas:

Assinatura: _____

Data: _____

INTRODUÇÃO

É objectivo deste documento, especificar o protocolo de ensaios em fábrica do sistema de protecção de linha de 60 kV. Nomeadamente homologar a TPUL500 Efacec como SP2 de um sistema de protecção de linha AT de duplo barramento para as instalações da REN.

Estes ensaios pretendem validar a configuração dos sistemas de protecção, que serão utilizadas nos restantes painéis. Como tal, estes ensaios devem ser feitos sobre um painel, cuja electrificação esteja verificada.

Antes dos ensaios, deve-se verificar que se está a usar a configuração base correcta (que deverá ser anexa a este protocolo). No caso de ser necessária alguma alteração, esta deve ser discutida com a REN.

Sempre que for usada uma template desenvolvida para o SW Omicron Control Centre (OCC), deve ser referido o nome da template para cada ponto do protocolo.

GLOSSÁRIO

RELIG	Função de Religação
BDi	Bobina i, de disparo ao disjuntor
DIFL	Função de Protecção Diferencial Longitudinal
FDISJ	Função de Protecção de Falha de Disjuntor
MIEMERG	Função de Protecção de Máximo de Intensidade de Emergência
DIST	Função de Protecção de Distância
DIRT	Função de Protecção Direccional de Terra
UPC	Relés de Poder de Corte
SP	Sistemas de Protecção
TD	Teledisparo

EQUIPAMENTO DE ENSAIO

Para os ensaios, a seguir descritos, foram utilizados os seguintes equipamentos.

EQUIPAMENTO	REFERÊNCIA (NUM. CADASTRO)	DATA ÚLTIMA CALIBRAÇÃO	DATA PRÓXIMA CALIBRAÇÃO
Mala Ensaios "Omicron"			
Multímetro digital			

SISTEMA DE PROTECÇÕES 2

	MLFB correcto	Firmware	Número de Série
SP2 TPU L500 1 1 B 3 C A C E F X X X X X X X Q X X X X XXXX 6 1 CXXX A2B1C1E3F2	<input type="checkbox"/>	HW: <input type="checkbox"/> FW: <input type="checkbox"/> BOOT: <input type="checkbox"/> PSET: <input type="checkbox"/>	

ENSAIO DA FUNÇÃO PROTECÇÃO DE DISTÂNCIA (DIST)

Ensaio funcional da função de Protecção de Distância, através de injeção de corrente e tensão secundárias na protecção. Para tal deve ser usada a macro Excel para teste dos limites das várias zonas de distância e os resultados anexos a este protocolo.

Característica da função

Traçar a característica de operação DIST

.....

Verificar a correcta operação da função nas várias zonas, para um defeito trifásico, no ângulo da linha:

Descritivo	Impedância	Tempo
Zona 1		
Zona 2		
Zona 3		
Zona 4		
Zona 5		

Verificação dos limites

Descritivo	Limite Superior	Limite Inferior
------------	-----------------	-----------------

Arranque para a Frente		
Arranque para Trás		

Supervisão de medida

Verificar os valores regulados para a supervisão de medida:

Descritivo	Regulado	Medido
Supervisão corrente fases		
Supervisão corrente terra		
Supervisão U0		

Bloqueio da função

Verificar que a função DIST fica bloqueada quando actuada a entrada de Falta de Tensão Activa

Zona de carga

Simular um valor de impedância dentro da zona de carga. Verificar que a DIST não dispara dentro desta zona

Saídas - Sinalização

No decorrer dos ensaios verificar:

Descritivo	Resultado
Qualquer disparo da função DIST excita a Falha de Disjuntor	<input type="checkbox"/>
Sinalização de Disparo	<input type="checkbox"/>
Sinalização de Disparo Definitivo	<input type="checkbox"/>
Alarme Modo Emergência	<input type="checkbox"/>
Alarme circuitos analógicos	<input type="checkbox"/>

Saídas - Disparo

- No decorrer dos ensaios verificar o disparo de BD2 directo
- No decorrer dos ensaios verificar o disparo de BD2 pela UPC

LEDS

- Verificar a sinalização no LED do Arranque Fase 0
- Verificar a sinalização no LED do Arranque Fase 4
- Verificar a sinalização no LED do Arranque Fase 8
- Verificar a sinalização no LED do Arranque Neutro
- Verificar a sinalização no LED de Disparo
- Verificar a sinalização no LED de TT Alarme

ENSAIO DA FUNÇÃO DE PROTECÇÃO DIRECCIONAL DE TERRA

Ensaio funcional da função de Protecção Direccional de Terra (DIRT), através de injeção de corrente e tensão secundárias na protecção. Para tal deve ser usada a macro Excel para teste dos tempos de disparo conforme a corrente. Os resultados obtidos devem ser anexos a este protocolo.

Característica da função

- Traçar a característica de operação DIRT

Verificar a correcta operação da função

Descritivo	lop	Top
DIRT (com $I = 2 \times I_{op}$)		

Verificação dos limites

Descritivo	Limite Superior	Limite Inferior
Arranque para a Frente		
Arranque para a Trás		

Supervisão de medida

Verificar os valores regulados para a supervisão de medida (tensão mínima de polarização):

Descritivo	Regulado	Medido
Supervisão U0		

Bloqueio da função

Verificar que a função DIRT fica bloqueada quando actuada a entrada de Falta de Tensão Activa

Saídas - Sinalização

No decorrer dos ensaios verificar:

Descritivo	Resultado
O disparo da função DIRT excita a Falha de Disjuntor	<input type="checkbox"/>
Sinalização de Disparo	<input type="checkbox"/>
Sinalização de Disparo Definitivo	<input type="checkbox"/>

Saídas - Disparo

No decorrer dos ensaios verificar o disparo de BD2 directo

No decorrer dos ensaios verificar o disparo de BD2 pela UPC

LEDS

Verificar a sinalização no LED do Arranque Fase 0

Verificar a sinalização no LED do Arranque Fase 4

Verificar a sinalização no LED do Arranque Fase 8

Verificar a sinalização no LED de Neutro

Verificar a sinalização no LED de Disparo

ENSAIO DA FUNÇÃO DE PROTECÇÃO DE MI DE EMERGÊNCIA

Ensaio funcional da Protecção de Máximo de Intensidade de Emergência, através de injeção de corrente secundária na protecção. Activar a entrada MCB TT Falha.

Correr o “template” da Omicron de forma a determinar a corrente e o tempo de operação.

Característica da função

Traçar a característica de operação MI EMERG

Verificar a correcta operação da função

Descritivo	lop (regulado)	lop (obtido)	Top (regulado)	Top (obtido)
MI EMERG				

Bloqueio da função

Verificar que a função de MI Emergência fica bloqueada quando não actuada a entrada de Falta de Tensão Activa

Sinalizações - Saídas

No decorrer dos ensaios verificar:

Descritivo	Resultado
Qualquer disparo da função MI Emergência excita a Falha de Disjuntor	<input type="checkbox"/>
Alarme de Supervisão dos Circuitos Analógicos	<input type="checkbox"/>
Sinalização de Disparo	<input type="checkbox"/>
Sinalização de Disparo Definitivo	<input type="checkbox"/>
Alarme SP em Modo de Emergência	<input type="checkbox"/>

Saídas - Disparo

No decorrer dos ensaios verificar o disparo de BD2 directo

No decorrer dos ensaios verificar o disparo de BD2 pela UPC

LEDS

Verificar a sinalização no LED do Arranque Fase 0

Verificar a sinalização no LED do Arranque Fase 4

Verificar a sinalização no LED do Arranque Fase 8

Verificar a sinalização no LED de Neutro

Verificar a sinalização no LED de Disparo

Verificar a sinalização no LED de TT alarme

FECHO MANUAL DO DISJUNTOR SOBRE DEFEITO (SOTF)

Verificar a correcta actuação da função SOTF por O/C:

	Descritivo	Regulado	Obtido
1	Corrente mínima de operação	3A	
2	Tempo de operação	0s	
3	Tempo em que a função está activa	0.6s	

Verificar a correcta actuação da função SOTF por DIST:

	Descritivo	Regulado	Obtido
1	Limite superior de impedância		
2	Tempo de operação	0s	
3	Tempo em que a função está activa	0.6s	
4	Orientação	Não Dir.	

Saídas - Sinalização

No decorrer dos ensaios verificar:

Descritivo	Resultado
O disparo do SOTF excita a Falha de Disjuntor	<input type="checkbox"/>
Sinalização de disparo por SOTF	<input type="checkbox"/>
Sinalização de Disparo	<input type="checkbox"/>
Sinalização de Disparo Definitivo	<input type="checkbox"/>

Saídas - Disparo

No decorrer dos ensaios verificar o disparo de BD2 directo

No decorrer dos ensaios verificar o disparo de BD2 pela UPC

LEDS

Verificar a sinalização no LED do Arranque Fase 0

Verificar a sinalização no LED do Arranque Fase 4

Verificar a sinalização no LED do Arranque Fase 8

Verificar a sinalização no LED de Neutro

Verificar a sinalização no LED de Disparo

Verificar a sinalização no LED de Bloqueio religação

BLOQUEIO POR OSCILAÇÃO DE POTÊNCIA (PSB)

Descritivo	Resultado
Simular, através da aplicação de U e I, uma mudança súbita de impedância trifásica da zona de carga para a zona de detecção de defeito. Verificar que a protecção detecta um curto-circuito e dispara com o tempo da zona onde for detectado o defeito.	<input type="checkbox"/>
Simular, através da aplicação de U e I, uma impedância trifásica a entrar na zona de detecção de oscilação de potência e baixar lentamente o vector de impedância até à zona de detecção de defeito. Verificar que a protecção gera a indicação de detecção de oscilação de potência e bloqueia a DIST.	<input type="checkbox"/>
Simular, através da aplicação de U e I, uma impedância trifásica a entrar na zona de detecção de oscilação de potência e, imediatamente a seguir, injectar uma impedância de curto-circuito. Verificar que a protecção dispara com o tempo da zona onde for detectado o defeito.	<input type="checkbox"/>
Verificar que, para alterações de impedância monofásica, não há bloqueio por oscilação de potência.	<input type="checkbox"/>
Simular, através da aplicação de U e I, uma impedância trifásica a entrar na zona de detecção de oscilação de potência e atravessar a característica para o lado oposto (situação de instabilidade na rede). Verificar que a protecção não dispara.	<input type="checkbox"/>

ENSAIO DA FUNÇÃO DE RELIGAÇÃO (RELIG)

Com Esquemas de teleprotecção POTT

Verificar que a religação trifásica é executada para qualquer tipo de defeito:

Descritivo	Resultado
Defeito monofásico na fase 0 em zona 1	<input type="checkbox"/>

Defeito bifásico à terra nas fases 0 e 4 em zona 1	<input type="checkbox"/>
Defeito trifásico sem envolver a terra em zona 1	<input type="checkbox"/>
Defeito monofásico na fase 8 em zona 1B com recepção de teleprotecção	<input type="checkbox"/>
Defeito bifásico à terra nas fases 0 e 8 em zona 1B com recepção de teleprotecção	<input type="checkbox"/>
Verificar que, após uma religação trifásica, se surgir um novo defeito durante o “reclaim time”, a protecção dá ordem de disparo trifásico e é gerada a informação de disparo definitivo	<input type="checkbox"/>
Verificar que, após uma religação trifásica, se surgir um novo defeito polifásico após o “reclaim time”, é efectuada uma nova religação	<input type="checkbox"/>
Verificar que a religação trifásica só é executada se existirem condições de sincronismo	<input type="checkbox"/>

Com Escalão Alongado

Verificar que a religação trifásica é executada para qualquer tipo de defeito:

Descritivo	Resultado
Defeito monofásico na fase 4 em zona 1	<input type="checkbox"/>
Defeito bifásico à terra nas fases 8 e 4 em zona 1	<input type="checkbox"/>
Defeito trifásico à terra em zona 1	<input type="checkbox"/>
Defeito monofásico na fase 0 em zona 1B em escalão alongado	<input type="checkbox"/>
Defeito bifásico à terra nas fases 0 e 8 em zona 1B em escalão alongado	<input type="checkbox"/>
Verificar que, após uma religação trifásica, se surgir um novo defeito durante o “reclaim time”, a protecção dá ordem de disparo trifásico e é gerada a informação de disparo definitivo	<input type="checkbox"/>

Verificar que, após uma religação trifásica, se surgir um novo defeito polifásico após o “reclaim time”, é efectuada uma nova religação	<input type="checkbox"/>
Verificar que a religação trifásica só é executada se existirem condições de sincronismo	<input type="checkbox"/>

Sinalizações - Saídas

No decorrer dos ensaios verificar:

Descritivo	Resultado
Sinalização de Disparo	<input type="checkbox"/>
Sinalização de Disparo Definitivo	<input type="checkbox"/>
Sinalização de Religação	<input type="checkbox"/>
Sinal de Religador Bloqueado para outro SP (interligação de sistemas)	<input type="checkbox"/>
ORDEM DE RELIGAÇÃO	<input type="checkbox"/>

LEDS

- Verificar a sinalização no LED de Religação 3p bloqueada
- Verificar a sinalização no LED do Religador OFF
- Verificar a sinalização no LED de Disjuntor Não OK
- Verificar a sinalização no LED de Religação
- Verificar a sinalização no LED de Bloqueio religação

Bloqueio da função de religação

Verificar que, nas condições seguintes, o disparo é sempre trifásico e é gerada a informação de disparo definitivo:

Descritivo	Resultado
------------	-----------

Disparo por DIST em zonas que não a primeira (sem recepção de teleprotecção)	<input type="checkbox"/>
Disparo por DIRT	<input type="checkbox"/>
Disparo por MI de Emergência	<input type="checkbox"/>
Disparo SOTF por corrente	<input type="checkbox"/>
Disparo SOTF por DIST	<input type="checkbox"/>
Disjuntor inicialmente aberto	<input type="checkbox"/>
Ausência da entrada Ciclo OFO OK mais que o tempo regulado Valor Regulado : _____	<input type="checkbox"/>
Após um fecho manual a religação fica bloqueada durante 5 s	<input type="checkbox"/>
Actuação da entrada de Bloqueio da Religação	<input type="checkbox"/>
Actuação da entrada de Bloqueio durante o tempo morto da religação	<input type="checkbox"/>
REE activo	<input type="checkbox"/>
Disparo em Z1 com comutador de Religação OFF	<input type="checkbox"/>
Disparo em Z1B com comutador de Religação OFF	<input type="checkbox"/>
Disparo em escalão alongado com comutador de Religação OFF	<input type="checkbox"/>

ENSAIO DA FUNÇÃO DE VERIFICADOR DE SINCRONISMO (SYN)

Verificar que a religação trifásica só é efectuada com verificação de sincronismo, nas seguintes condições:

Descritivo	Regulado	Medido
Diferença máxima de amplitude de tensões	10 V	
Diferença máxima dos ângulos das tensões	20°	
Diferença máxima da frequência	0,100 Hz	
Tempo máximo da verificação do sincronismo	1,5 s	

Verificar que, se as condições de sincronismo não se verificarem durante o tempo regulado, o ciclo de religação trifásica é interrompido e é gerada a informação de disparo definitivo

.....

Verificar que a religação não é executada nas seguintes condições¹⁰:

Descritivo	Resultado
Dead Line / Dead Bus	<input type="checkbox"/>
Dead Line / Live Bus	<input type="checkbox"/>
Live Line / Dead Bus	<input type="checkbox"/>

Confirmar as condições de reconhecimento de Dead Line / Bus e Live Line / Bus:

Descritivo	Regulado	Medido
Tensão máxima para reconhecer Dead Line / Bus	10 V	
Tensão mínima para reconhecer Live Line / Bus	80 V	

¹⁰ Estas condições são uma opção de exploração

PUTT

Verificar que um disparo por DIST em Zona 1 faz a emissão de Teleprotecção

Verificar que, para um defeito em zona Z1B, com recepção de TP, o disparo é instantâneo seguido de religação

Verificar que, para um defeito para Trás, o disparo não é acelerado pela recepção de teleprotecção:

Verificar que não é enviada Teleprotecção nas seguintes situações:

Descritivo	Resultado
Disparo por DIST em zonas que não a primeira	<input type="checkbox"/>
Disparo por DIRT	<input type="checkbox"/>
Disparo por MI de Emergência	<input type="checkbox"/>
Disparo por SOTF por DIST (defeito fora da Z1)	<input type="checkbox"/>
Disparo por SOTF por MI	<input type="checkbox"/>

POTT/Alongado

Recepção CNL2	Religação		Esquema TP	Resultado
ON (TP OK)	ON	“pronta”	POTT	<input type="checkbox"/>
ON (TP OK)	OFF	---	POTT seguido de disparo definitivo	<input type="checkbox"/>

NOK)	OFF (TP	ON	“pronta”	Alongado	<input type="checkbox"/>
NOK)	OFF (TP	ON	“não pronta”	Não faz alongado	<input type="checkbox"/>
NOK)	OFF (TP	OFF	---	Não faz alongado	<input type="checkbox"/>

POTT

Verificar que o POTT está ON se a recepção de teleprotecção CNL2 estiver presente

Verificar que o POTT está OFF se a recepção de teleprotecção CNL2 não estiver presente

Verificar que um disparo por DIST em zona Z1B, emite teleprotecção (CNL1)

Verificar que, para um defeito em zona Z1B emite teleprotecção (CNL1), e só após nova recepção de Teleprotecção (CNL1) - ECO é que faz disparo instantâneo seguido de religação

Verificar que, para defeitos em zonas que não Z1B, o disparo não é acelerado pela recepção de teleprotecção (CNL1)

Verificar que não é enviada Teleprotecção nas seguintes situações:

Descritivo	Resultado
Disparo por DIST em zonas que não Z1B	<input type="checkbox"/>
Disparo por DIRT	<input type="checkbox"/>
Disparo por MI EMERG	<input type="checkbox"/>
Disparo por SOTF por DIST (defeito fora da Z1)	<input type="checkbox"/>
Disparo por SOTF por MI	<input type="checkbox"/>

Verificar que é emitida Teleprotecção por canal 1 na condição:

Disparo em Z1B

Verificar que é emitida Teleprotecção por canal 2 na condição:

Device OK “E” Protecção Distância activa “E” Recepção Teleprotecção CNL2

Falha de alguma condição anterior, desde que não tenham decorridos 1000ms

Escalão alongado

Verificar que quando a religação está no estado “pronta” “E” TP NOK, a zona 1 é alongada até à zona Z1B

Verificar que quando a religação não está no estado pronta (por exemplo, Religador OFF), a zona 1 mantém o alcance parametrizado

Verificar que após uma religação, a zona 1B mantém o alcance parametrizado, durante “reclaim time” (tempo durante a qual a religação não está no estado “pronta”) e que findo esse tempo é novamente alongado

Sinalizações - Saídas

No decorrer dos ensaios verificar:

Descritivo	Resultado
Qualquer disparo da função PUTT excita a Falha de Disjuntor	<input type="checkbox"/>
Qualquer disparo da função POTT/Alongado excita a Falha de Disjuntor	<input type="checkbox"/>
Sinalização de Disparo Z1B (sinalização série - ver no <i>event log</i> da protecção)	<input type="checkbox"/>
Sinalização de Disparo	<input type="checkbox"/>
Sinalização de Disparo Definitivo	<input type="checkbox"/>

Saídas - Disparo

No decorrer dos ensaios verificar o disparo de BD2 directo

No decorrer dos ensaios verificar o disparo de BD2 pela UPC

LEDS

Verificar a sinalização no LED do Arranque Fase 0

Verificar a sinalização no LED do Arranque Fase 4

Verificar a sinalização no LED do Arranque Fase 8

Verificar a sinalização no LED de Neutro

Verificar a sinalização no LED de Disparo

Verificar a sinalização no LED de Recepção TP

SUPERVISÃO DE SECCIONADORES

Seccionador de linha

SLN: F	SLN: A	Alarme	Resultado
0	0	ON	<input type="checkbox"/>
0	1	OFF	<input type="checkbox"/>
1	0	OFF	<input type="checkbox"/>
1	1	ON	<input type="checkbox"/>

Verificar que o alarme de supervisão é temporizado 30 s

Seccionador de bypass

SBP: F	SBP: A	Alarme	Resultado
0	0	ON	<input type="checkbox"/>
0	1	OFF	<input type="checkbox"/>
1	0	OFF	<input type="checkbox"/>
1	1	ON	<input type="checkbox"/>

Verificar que o alarme de supervisão é temporizado 30 s

INTERLIGAÇÃO ENTRE SISTEMAS DE PROTECÇÃO

Descritivo	Resultado
Verificar que o disparo do SP3 bloqueia a função de religação	<input type="checkbox"/>
Verificar que o disparo definitivo do outro SP bloqueia a função de religação	<input type="checkbox"/>
Verificar que o disparo definitivo do SP bloqueia a função de religação do outro SP	<input type="checkbox"/>
Verificar que quando o outro SP entra em REE bloqueia a função de religação	<input type="checkbox"/>

SUPERVISÃO DE CIRCUITO DE DISPARO

Simular a falha de supervisão do circuito de disparo. Verificar que o circuito de fecho do disjuntor fica interrompido

Verificar que o alarme de supervisão é temporizado 5s

REGIME ESPECIAL DE EXPLORAÇÃO (REE)

Verificar que, quando é pedida a activação do REE, é activado o correcto grupo de parametrizações

Verificar que em REE:

Descritivo	Resultado
É sinalizada a colocação em REE nas saídas de contactos	<input type="checkbox"/>
É sinalizado no respectivo LED	<input type="checkbox"/>
O religador fica bloqueado / desactivado	<input type="checkbox"/>
Os defeitos em Z1, ou em Zona 1B com recepção de teleprotecção, originam disparo trifásico e é gerada a informação de disparo definitivo	<input type="checkbox"/>
O 1º escalão é estendido para 120% da impedância directa da Linha	<input type="checkbox"/>
A DIRT passa a elaborar disparos instantâneos	<input type="checkbox"/>
A MI Emergência elabora disparos com temporização mais curta. Valor regulado: _____	<input type="checkbox"/>

PERMISSÃO DO CIRCUITO DE FECHO

Verificar que o circuito de fecho é interrompido nas seguintes situações:

Descritivo	Resultado
Supervisão do circuito de disparo com falha	<input type="checkbox"/>
Função de distância bloqueada	<input type="checkbox"/>
Protecção em Regime Especial de Exploração	<input type="checkbox"/>
Protecção em falha	<input type="checkbox"/>

SINCRONIZAÇÃO HORÁRIA

Forçar uma hora e data diferente da actual

Verificar que a datação será actualizada via Sntp

SINALIZAÇÕES SÉRIE

Verificar que os sinais série são enviados de acordo com a lista de sinais.

Descritivo	Estado 0	Estado 1	Resultado
SP2 FASE 0		ARRANQUE	<input type="checkbox"/>
SP2 FASE 4		ARRANQUE	<input type="checkbox"/>
SP2 FASE 8		ARRANQUE	<input type="checkbox"/>
SP2 NEUTRO		ARRANQUE	<input type="checkbox"/>
SP2 DIST Z1		DISPARO	<input type="checkbox"/>
SP2 DIST Z2		DISPARO	<input type="checkbox"/>
SP2 DIST Z3		DISPARO	<input type="checkbox"/>
SP2 DIST Z4		DISPARO	<input type="checkbox"/>
SP2 DIST Z5		DISPARO	<input type="checkbox"/>
SP2 DIST		ARRANQUE	<input type="checkbox"/>
SP2 DIST BLOQ	FIM	INICIO	<input type="checkbox"/>
SP2 RELIG BLOQ	FIM	INICIO	<input type="checkbox"/>
SP2 ALONG/TELEPROT		DISPARO	<input type="checkbox"/>
SP2 TELE PT EMISSÃO		.	<input type="checkbox"/>
SP2 TELE PT RECEP	FIM	INICIO	<input type="checkbox"/>
SP2 MI EMERG		ARRANQUE	<input type="checkbox"/>
SP2 MI EMERG		DISPARO	<input type="checkbox"/>
SP2 MI EMERG BLOQ	FIM	INICIO	<input type="checkbox"/>
SP2 SPV CIRC CORR	FIM	INICIO	<input type="checkbox"/>
SP2 SPV CIRC TENS	FIM	INICIO	<input type="checkbox"/>

SP2 DIRT		ARRANQUE	<input type="checkbox"/>
SP2 DIRT		DISPARO	<input type="checkbox"/>
SP2 DIRT BLOQ	FIM	INICIO	<input type="checkbox"/>
SP2 OSC POTENCIA	F/ BLOQUEIO	BLOQUEIO	<input type="checkbox"/>
SP2 OSC POTENCIA		DISPARO	<input type="checkbox"/>
SP2 LOC DEF R			<input type="checkbox"/>
SP2 LOC DEF X			<input type="checkbox"/>

SINALIZAÇÕES A FIO

Descritivo	Estado 0	Estado 1	Resultado
SP2 DEFEITO	FIM	INICIO	<input type="checkbox"/>
SP2 FECHO SOB DEF		DISPARO	<input type="checkbox"/>
SP2 GERAL		DISPARO	<input type="checkbox"/>
SP2 RELIG		RELIGAÇÃO	<input type="checkbox"/>
SP2 DEFINITIVO		DISPARO	<input type="checkbox"/>
SP2 CIRC ANALOG DEF	FIM	INICIO	<input type="checkbox"/>
SP2 CIRC SECC DEF	FIM	INICIO	<input type="checkbox"/>
SP2 MODO EMERG	FIM	INICIO	<input type="checkbox"/>
SP2 CIRC DISP DEF	FIM	INICIO	<input type="checkbox"/>
SP2 REE ACTIVO	FIM	INICIO	<input type="checkbox"/>

ENSAIO GERAL DE PAINEL

Este ensaio consiste na ligação de todas as protecções existentes no armário (SP1 e SP2), de modo a verificar o funcionamento simultâneo das protecções para o mesmo tipo de defeito.

Assim, as correntes serão ligadas em série e as tensões similares (tensões de Linha e tensões de Barras) em paralelo, pelo que, o defeito injectado será o mesmo para os dois sistemas de protecção.

Este ensaio será feito baseado em diferentes tipos de defeito para simular a actuação das diferentes funções. Sendo assim, injectar-se-ão valores de grandezas analógicas associadas à função de protecção que se pretende testar.

PERMISSÃO DE FECHO DO DISJUNTOR

Verificar que o fecho do disjuntor é permitido ou não conforme as seguintes condições.

SP1	SP2	PERMISSÃO	RESULTADO
OK	OK	SIM	<input type="checkbox"/>
NOK	OK	SIM	<input type="checkbox"/>
NOK	NOK	NÃO	<input type="checkbox"/>
OK	NOK	SIM	<input type="checkbox"/>

ENSAIO DA FUNÇÃO DE RELIGAÇÃO

Verificar que a religação trifásica é executada para qualquer tipo de defeito:

Descritivo	Resultado
Defeito monofásico diferencial no SP1, e bifásico sem terra no SP2 com TP OK (POTT)	<input type="checkbox"/>
Defeito trifásico no SP1 e monofásico no SP2 em escalão alongado com TP NOK (Alongado)	<input type="checkbox"/>
Verificar que, após uma religação trifásica (fase 0 e 8), se surgir um novo defeito durante o “reclaim time”, as protecções dão ordem de disparo trifásico e é gerada a informação de disparo definitivo com TP OK (POTT)	<input type="checkbox"/>

Verificar que, após uma religação trifásica (fase 4 e 0), se surgir um novo defeito polifásico após o “reclaim time”, é efectuada uma nova religação com TP NOK (Alongado)	<input type="checkbox"/>
Verificar que no caso de ser detectado um defeito monofásico no SP1, e bifásico, com recepção de TP, no SP2, ambas executam uma religação trifásica com TP OK (POTT)	<input type="checkbox"/>
Verificar que a religação trifásica só é executada se existirem condições de sincronismo com TP NOK (Alongado)	<input type="checkbox"/>
Simular defeito na Z1B com SP1 com TP OK (POTT) e SP2 com TP NOK (Alongado)	<input type="checkbox"/>
Simular defeito na Z1B com SP2 com TP OK (POTT) e SP1 com TP NOK (Alongado)	<input type="checkbox"/>

Verificar que, nas condições seguintes, o disparo é sempre trifásico e é gerada a informação de disparo definitivo, seja qual for o tipo de religação seleccionada:

Descritivo	Resultado
Disparo por DIST em zonas que não a primeira (sem recepção de teleprotecção, nem escalão alongado)	<input type="checkbox"/>
Disparo por DIRT	<input type="checkbox"/>
Disparo por MI de Emergência	<input type="checkbox"/>
Disparo SOTF por corrente	<input type="checkbox"/>
Disparo SOTF por DIST	<input type="checkbox"/>
Disparo com condições de religação até 5s após o fecho do disjuntor	<input type="checkbox"/>
Disjuntor inicialmente aberto	<input type="checkbox"/>
Ausência da entrada Ciclo OFO OK em ambos os SP	<input type="checkbox"/>
Ausência da entrada Ciclo OFO OK só no SP1	<input type="checkbox"/>
Ausência da entrada Ciclo OFO OK só no SP2	<input type="checkbox"/>
Actuação da entrada de Bloqueio da Religação em ambos os SP	<input type="checkbox"/>

Actuação da entrada de Bloqueio da Religação só no SP1	<input type="checkbox"/>
Actuação da entrada de Bloqueio da Religação só no SP2	<input type="checkbox"/>
Actuação da entrada de Bloqueio durante o tempo morto da religação em ambos os SP	<input type="checkbox"/>
Actuação da entrada de Bloqueio durante o tempo morto da religação só no SP1	<input type="checkbox"/>
Actuação da entrada de Bloqueio durante o tempo morto da religação só no SP2	<input type="checkbox"/>
REE activo em ambos os SP	<input type="checkbox"/>
REE activo só no SP1	<input type="checkbox"/>
REE activo só no SP2	<input type="checkbox"/>
Comutador de Religação OFF em ambos os SP	<input type="checkbox"/>
Comutador de Religação OFF só no SP1	<input type="checkbox"/>
Comutador de Religação OFF só no SP2	<input type="checkbox"/>
Religação não pronta em ambos os SP	<input type="checkbox"/>
Religação não pronta só no SP1	<input type="checkbox"/>
Religação não pronta só no SP2	<input type="checkbox"/>

ENSAIO DO FECHO SOBRE DEFEITO

Descritivo	Resultado
Provocar situação de fecho sobre defeito no SP1, mas não no SP2. Verificar que a religação do SP2 é bloqueada	<input type="checkbox"/>
Provocar situação de fecho sobre defeito no SP2, mas não no SP1. Verificar que a religação do SP1 é bloqueada	<input type="checkbox"/>
Provocar situação de fecho sobre defeito em ambos os SPs	<input type="checkbox"/>

NOTAS FINAIS

APROVAÇÃO

Executou:

- Pela EFACEC: _____

_____, _____ - ____ - ____

- Pelo Cliente: _____

_____, _____ - ____ - ____

Aprovou:

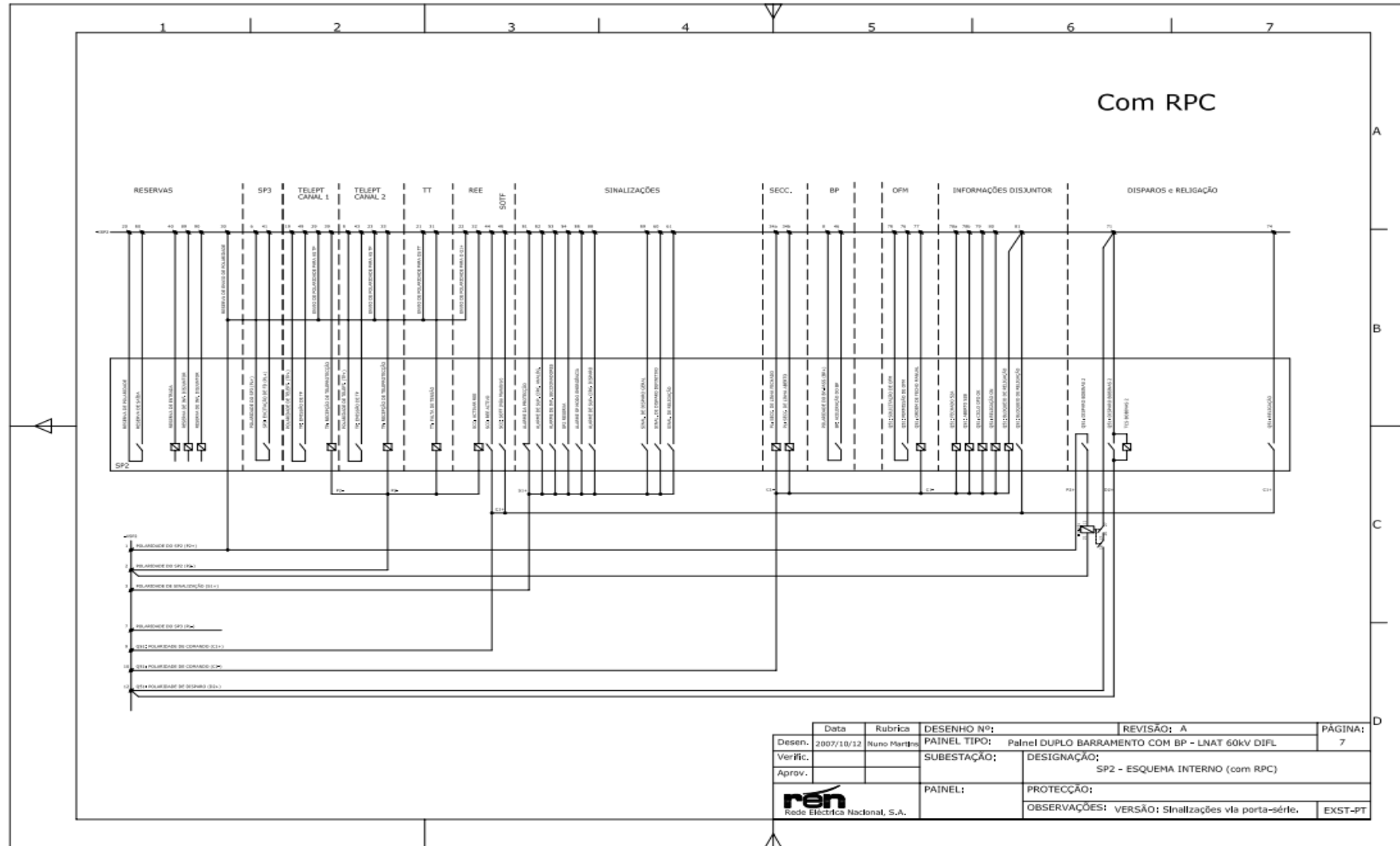
- Pela EFACEC: _____

_____, _____ - ____ - ____

- Pelo Cliente: _____

_____, _____ - ____ - ____

Anexo C



Anexo D

ORDER FORM

TPU L500 - 1 -	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	to next table...
Region																		
Standard ☺	1																	
Eastern Europe and Central Asia	2																	
HMI																		
Alphanumeric Display **	A																	
Graphic Display	B																	
Power Supply																		
24 / 48 / 60 V d.c.	1																	
110 / 125 / 220 / 250 V d.c.;	2																	
115 / 230 V a.c.	3																	
48 / 60 / 110 / 125 V d.c. ☺																		
Binary Input Rated Voltage																		
24 V d.c.			A															
48 / 60 V d.c.			B															
110 / 125 V d.c.			C															
220 / 250 V d.c.			D															
Expansion I/O																		
Slot 1					*													
Slot 2						*												
Slot 3							*											
Slot 4								*										
Slot 5									*									
Slot 6										*								
Slot 7											*							
Slot 8												*						
Slot 9													*					
Slot 10														*				
Slot 11															*			
Slot 12																*		
Slot 13																	*	

TPU L500 Ed. 1

...from previous table	R	S	T	U	V	W	X	Y	Z
COM1 Interface									
Not used ◊	X								
RS-232	1								
RS-485	2								
Plastic Optical Fibre	3								
Glass Optical Fibre	4								
COM2 Interface									
Not used ◊		X							
RS-232		1							
RS-485		2							
Plastic Optical Fibre		3							
Glass Optical Fibre		4							
COM3 Interface									
Not used ◊			X						
RS-232			1						
RS-485			2						
Plastic Optical Fibre			3						
Glass Optical Fibre			4						
COM4 Interface									
Not used ◊				X					
IRIG-B Optical Fibre				5					
IRIG-B Galvanic				6					
Remote End Communication									
According to remote interface list					XXXX				
ETH1 / ETH2 Interface									
Dual RSTP-enabled 10/100BASE-TX **						3			
Dual RSTP-enabled 10/100BASE-TX or 100BASE-FX **						4			
Dual PRP-enabled 10/100BASE-TX						5			
Dual PRP-enabled 10/100BASE-TX or 100BASE-FX						6			
ETH3 Interface									
10/100BASE-TX							1		
10/100BASE-TX or 100BASE-FX							2		
Communication Protocols									
According to protocol list								XXXX	
Application / Function Packages									
Three-Phase Tripping									A1
Three-Phase / Single-Phase Tripping									A2
Single Breaker Arrangements									B1
Multiple Breaker Arrangements									B2
Only Protection									C1
Protection and Control									C2
Distance									E2
Distance and PSB/OOS									E3
Without Synchronism Check									F1
With Synchronism Check									F2

* See Expansion boards option codes

** Currently under development

◊ Preferred Options

Anexo E

05/01/2018

Visualizador de Eventos - HMI 500

User: Administrator (Administrator)

Project:

Printing Time: 2018-01-05 10:31:05

Statistics: 40 lines

Local Time	Source Time	Identifier	Hierarchy Level 1	Hierarchy Level 2	Hierarchy Level 3	Event Type Description	Event Description	Value	Grouping
2018-01-05 10:30:06.094	2018-01-05 10:30:06.023	P618.AGRKLX	P618	BASTIDOR1	BAST.L500	UGP PEDIDO KLAXON		0	
2018-01-05 10:30:04.284	2018-01-05 10:30:03.981	P618.BCU.AL405	P618	BASTIDOR1	BAST.L500	RESERVA	FIM	0	
2018-01-05 10:30:04.284	2018-01-05 10:30:03.934	P618.AGRKLX	P618	BASTIDOR1	BAST.L500	UGP PEDIDO KLAXON		1	
2018-01-05 10:30:04.284	2018-01-05 10:30:03.934	P618.BCU.AL402	P618	BASTIDOR1	BAST.L500	SP2 DEFINITIVO	DISPARO	1	
2018-01-05 10:30:04.284	2018-01-05 10:30:03.934	P618.BCU.AL401	P618	BASTIDOR1	BAST.L500	SP2 GERAL	DISPARO	1	
2018-01-05 10:30:04.284	2018-01-05 10:30:03.927	P618.BCU.AL302	P618	BASTIDOR1	BAST.L500	SP1 DEFINITIVO	DISPARO	1	
2018-01-05 10:30:04.284	2018-01-05 10:30:03.927	P618.BCU.AL301	P618	BASTIDOR1	BAST.L500	SP1 GERAL	DISPARO	1	
2018-01-05 10:30:04.487	2018-01-05 10:30:03.924	P618.SP1.ALS12	P618	BASTIDOR1	BAST.L500	SP1 DIST Z4	DISPARO	1	
2018-01-05 10:30:04.284	2018-01-05 10:30:03.920	TPULZN1PDISOp12	P618	BASTIDOR1	BAST.L500	SP2 DIST Z4	DISPARO	1	
2018-01-05 10:30:03.270	2018-01-05 10:30:02.933	P618.BCU.AL405	P618	BASTIDOR1	BAST.L500	RESERVA	INICIO	1	
2018-01-05 10:30:03.270	2018-01-05 10:30:02.924	P618.SP1.ALS22	P618	BASTIDOR1	BAST.L500	SP1 DIST	ARRANQUE	1	
2018-01-05 10:30:03.270	2018-01-05 10:30:02.923	P618.SP1.ALS07	P618	BASTIDOR1	BAST.L500	SP1 FASE 0	ARRANQUE	1	
2018-01-05 10:30:03.270	2018-01-05 10:30:02.923	P618.SP1.ALS06	P618	BASTIDOR1	BAST.L500	SP1 FASE 4	ARRANQUE	1	
2018-01-05 10:30:03.270	2018-01-05 10:30:02.923	P618.SP1.ALS04	P618	BASTIDOR1	BAST.L500	SP1 FASE 8	ARRANQUE	1	
2018-01-05 10:30:03.270	2018-01-05 10:30:02.921	TPU_UserGGIOUser2	P618	BASTIDOR1	BAST.L500	SP2 FASE 8	ARRANQUE	1	
2018-01-05 10:30:03.270	2018-01-05 10:30:02.921	TPU_UserGGIOUser1	P618	BASTIDOR1	BAST.L500	SP2 FASE 4	ARRANQUE	1	
2018-01-05 10:30:03.270	2018-01-05 10:30:02.921	TPU_UserGGIOUser0	P618	BASTIDOR1	BAST.L500	SP2 FASE 0	ARRANQUE	1	
2018-01-05 10:30:03.067	2018-01-05 10:30:02.919	TPULGENPDISSr5	P618	BASTIDOR1	BAST.L500	SP2 DIST	ARRANQUE	1	
2018-01-05 10:26:19.513	2018-01-05 10:26:19.388	P618.AGRKLX	P618	BASTIDOR1	BAST.L500	UGP PEDIDO KLAXON		0	
2018-01-05 10:26:17.907	2018-01-05 10:26:17.249	P618.BCU.AL405	P618	BASTIDOR1	BAST.L500	RESERVA	FIM	0	
2018-01-05 10:26:17.704	2018-01-05 10:26:17.221	P618.AGRKLX	P618	BASTIDOR1	BAST.L500	UGP PEDIDO KLAXON		1	
2018-01-05 10:26:17.704	2018-01-05 10:26:17.221	P618.BCU.AL402	P618	BASTIDOR1	BAST.L500	SP2 DEFINITIVO	DISPARO	1	
2018-01-05 10:26:17.704	2018-01-05 10:26:17.199	P618.BCU.AL401	P618	BASTIDOR1	BAST.L500	SP2 GERAL	DISPARO	1	
2018-01-05 10:26:17.704	2018-01-05 10:26:17.198	P618.BCU.AL405	P618	BASTIDOR1	BAST.L500	RESERVA	INICIO	1	
2018-01-05 10:26:17.907	2018-01-05 10:26:17.192	P618.SP1.ALS27	P618	BASTIDOR1	BAST.L500	SP1 DIST Z1	DISPARO	1	
2018-01-05 10:26:17.704	2018-01-05 10:26:17.191	P618.BCU.AL302	P618	BASTIDOR1	BAST.L500	SP1 DEFINITIVO	DISPARO	1	
2018-01-05 10:26:17.704	2018-01-05 10:26:17.191	P618.BCU.AL301	P618	BASTIDOR1	BAST.L500	SP1 GERAL	DISPARO	1	

1/2

05/01/2018

Visualizador de Eventos - HMI 500

2018-01-05 10:26:17.907	2018-01-05 10:26:17.189	P618.SP1.ALS22	P618	BASTIDOR1	BAST.L500	SP1 DIST	ARRANQUE	1	
2018-01-05 10:26:17.907	2018-01-05 10:26:17.189	P618.SP1.ALS07	P618	BASTIDOR1	BAST.L500	SP1 FASE 0	ARRANQUE	1	
2018-01-05 10:26:17.907	2018-01-05 10:26:17.189	P618.SP1.ALS06	P618	BASTIDOR1	BAST.L500	SP1 FASE 4	ARRANQUE	1	
2018-01-05 10:26:17.907	2018-01-05 10:26:17.189	P618.SP1.ALS04	P618	BASTIDOR1	BAST.L500	SP1 FASE 8	ARRANQUE	1	
2018-01-05 10:26:17.704	2018-01-05 10:26:17.186	TPU_UseGGIOUser2	P618	BASTIDOR1	BAST.L500	SP2 FASE 8	ARRANQUE	1	
2018-01-05 10:26:17.704	2018-01-05 10:26:17.186	TPU_UseGGIOUser1	P618	BASTIDOR1	BAST.L500	SP2 FASE 4	ARRANQUE	1	
2018-01-05 10:26:17.704	2018-01-05 10:26:17.186	TPU_UseGGIOUser0	P618	BASTIDOR1	BAST.L500	SP2 FASE 0	ARRANQUE	1	
2018-01-05 10:26:17.907	2018-01-05 10:26:17.185	TPULZN1PDISOp0	P618	BASTIDOR1	BAST.L500	SP2 DIST Z1	DISPARO	1	
2018-01-05 10:26:17.704	2018-01-05 10:26:17.185	TPULVARGAPCSPCS7	P618	BASTIDOR1	BAST.L500	SP2 ALONG/TELEPROT	DISPARO	1	
2018-01-05 10:26:17.501	2018-01-05 10:26:17.184	TPULGENPDISStr5	P618	BASTIDOR1	BAST.L500	SP2 DIST	ARRANQUE	1	
2018-01-05 10:12:52.442	2018-01-05 10:12:52.160	P618.AGRKLX	P618	BASTIDOR1	BAST.L500	UGP PEDIDO KLAXON		0	
2018-01-05 10:12:50.399	2018-01-05 10:12:49.962	P618.AGRKLX	P618	BASTIDOR1	BAST.L500	UGP PEDIDO KLAXON		1	
2018-01-05 10:12:50.196	2018-01-05 10:12:49.962	P618.BCU.AL407	P618	BASTIDOR1	BAST.L500	SP2 CIRC DISP DEF	INICIO	1	