FACULDADE DE ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE DO PORTO

Departamento de Engenharia Electrotécnica e de Computadores

Ciência.Inovação 2010 Programa Operacional Ciência e Inovação 2010
MINISTÉRIO DA CIÊNCIA, INOVAÇÃO E ENSINO SUPERIOR

Estágio Curricular – EDP Distribuição, SA

Filosofia dos Sistemas de Protecção da EDP Distribuição – Revisão

Luís Alberto Andrade Cabete

Porto, Julho de 2006

621.3(047.3)/
LEEC
2006/CABI

77

Ciência.Inovação 2010 Programa Operacional Ciência e Inovação 2010

Estágio curricular desenvolvido nas instalações da EDP Distribuição Energia, S.A em Vila Nova de Gaia (Rua José Pereira Araújo), no Departamento de Infraestruturas Norte, Telesserviços – G. A. Protecções e Automatismos.

FEUP:

Aluno: Luís Alberto Andrade Cabete, nº 0405246

Orientador Supervisor: Professor Doutor José Eduardo Roque Neves Dos Santos

Empresa:

Orientador: Eng.º Pedro Vidal

O estágio teve a duração de 6 meses.

621.3(047.37)/LEEC 2006 1C AB1
Universidade do Porto
Faculdade de Engenharia
Biblioteca
Nº 105229
CDU
Data 24 / 02 / 10

Resumo

O presente relatório é relativo ao estágio curricular desenvolvido no âmbito da disciplina de projecto seminário trabalho final de curso, do 5º ano.

A realização do estágio que teve como tema " Filosofia dos Sistemas de Protecção da EDP Distribuição" permitiu aplicar os conceitos teóricos adquiridos pelo aluno ao longo da licenciatura, em particular, na disciplina "Sistemas de Protecção" leccionada no último ano da licenciatura Engenharia electrotécnica e de computadores.

O trabalho desenvolvido durante este pode ser resumido em 5 etapas:

- Na primeira etapa, realização do estudo da actual Filosofia dos Sistemas de Protecção implementado nas subestações da EDP Distribuição.

- Na segunda etapa, compilação do estudo efectuado, no qual foram introduzidas as novas funcionalidades dos sistemas de protecção, aprofundando assim os conhecimentos adquiridos na primeira etapa.

- Na terceira etapa, análise das potencialidades dos diversos módulos de software associados à mala de ensaios – Omicron – CMC 256-6. Este equipamento de teste, em conjunto com um PC e software específico, permite ensaiar sistemas de protecção trifásicos (tensões e correntes).

- Na quarta etapa, recorrendo à referida mala de ensaios, foi verificado o comportamento de uma unidade de protecção, modelo Siemens – 7SA522, face a vários tipos de defeitos, nomeadamente defeitos monofásicos e trifásicos (este tipo de modelo de unidade de protecção encontra-se instalado em algumas subestações da EDP Distribuição, tendo como principal função a detecção e eliminação dos defeitos ocorridos numa linha aérea AT (60 KV).

- Finalmente, na quinta etapa, desenvolvimento de uma aplicação informática para realização de ensaios automáticos, utilizando a mala de ensaios Omicron – CMC 256-6.

Nota: Através da realização dos ensaios, pretende-se verificar se o comportamento da unidade de protecção, perante situações de defeito, encontra-se de acordo com as regulações pretendidas, ou seja, o nível da grandeza actuante, assim como o tempo de eliminação de tal grandeza.

Agradecimentos

O presente trabalho só foi possível graças à colaboração que várias pessoas e instituições prestaram ao seu autor. A todos gostaria de agradecer.

Em primeiro lugar, gostaria de agradecer ao Professor José Eduardo Roque Neves Dos Santos, meu super visor e orientador, pela orientação, pela atenção, e acima de tudo pela amizade.

Pretendo, também, agradecer ao Eng.º Pedro Vidal, orientador da EDP – Distribuição, por toda a atenção e compreensão disponibilizada.

Índice

1 - APRESENTAÇÃO DO GRUPO EDP 8

PRINCÍPIOS DE DESENVOLVIMENTO SUSTENTÁVEL 8
ORGANIGRAMA SIMPLIFICADO DAS EMPRESAS DO GRUPO EDP 9
EDP DISTRIBUIÇÃO 9
DEPARTAMENTO DE TELESSERVIÇOS 10
ÁREAS DE REDE 10

2 - OBJECTIVOS 11

3 - INTRODUÇÃO 12

4 - PRINCIPAIS OCORRÊNCIAS NAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA 12

DEFEITOS 12
Origem dos defeitos nas redes de distribuição 12
ORIGEM EXTERNA 12
ORIGEM INTERNA 13
Características dos defeitos 13
TIPOS DE DEFEITOS QUE OCORREM NAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO 14

CONSEQUÊNCIAS DOS VÁRIO TIPOS DE DEFEITOS: 16

5 - REGIMES NEUTRO MT 18

I. NEUTRO ISOLADO 18
II. NEUTRO LIGADO DIRECTAMENTE À TERRA 19
III. NEUTRO LIGADO À TERRA POR IMPEDÂNCIA LIMITADORA 21
IV. NEUTRO LIGADO À TERRA POR UMA BOBINE DE PETERSEN 22

6 - FILOSOFIA DOS SISTEMAS DE PROTECÇÃO 24

FUNÇÕES ATRIBUÍDAS AOS SISTEMAS DE PROTECÇÃO 24
CARACTERÍSTICAS FUNCIONAIS DOS SISTEMAS DE PROTECÇÃO 25

7 - PAINÉIS 26

AS PRINCIPAIS FUNÇÕES ASSOCIADAS A UM PAINEL : 26
FUNÇÕES DE AUTOMATISMO 26
PAINEL AT 28
Regimes de funcionamento *32*
Regime de exploração normal: 32
Regime especial de exploração: 32
Comutador de transferência de protecções 32
BARRAS AT 33
TRANSFORMADOR AT/MT 35
Andar AT *35*
Andar MT *37*
Regime de exploração normal: 38
Transferência de protecções / Protecções bloqueadas: 38
BARRAS MT 38
REACTÂNCIA DE NEUTRO / T.S.A. 39
BATERIA DE CONDENSADORES 42
PAINEL MT 43
Regimes de funcionamento – Painel MT *44*
Regime Normal *44*
Regime A 45
Regime B 45
SAÍDA MT – SUBTERRÂNEA 46

8 - VALOR RESISTÊNCIA MÁXIMA DETECTÁVEL – RMÁX 47

PROTECÇÃO DE MÁXIMO DE INTENSIDADE – MIH 48
PROTECÇÃO DE DISTÂNCIA – PD 48
PROTECÇÃO HOMOPOLAR DIRECCIONAL DE TERRAS 51

9 - FUNÇÕES DE AUTOMATISMO (DESCRIÇÃO) 56

FUNÇÃO DE COMANDO DA BATERIA DE CONDENSADORES 56
FUNÇÃO DE DESLASTRE/RELASTRE POR MÍNIMO DE TENSÃO 57
FUNÇÃO DE RELIGAÇÃO 58
FUNÇÃO DE REGULAÇÃO DE TENSÃO 58
FUNÇÃO DE PESQUISA DE TERRAS 59

10 - ENSAIOS AUTOMÁTICOS DE UNIDADES DE PROTECÇÃO DE LINHA 59

ANTES DO DESENVOLVIMENTO DA APLICAÇÃO INFORMÁTICA 60
DEPOIS DO DESENVOLVIMENTO DA APLICAÇÃO INFORMÁTICA 61
CASO PRÁTICO, UTILIZANDO A APLICAÇÃO INFORMÁTICA (AMBIENTE DE SIMULAÇÃO) 61

RESULTADOS OBTIDOS ATRAVÉS DA APLICAÇÃO INFORMÁTICA: 63

10 - CONCLUSÕES 70

Índice de figuras

FIGURA1 – GRUPO EDP, NO MUNDO 8
FIGURA 2 – EMPRESAS DO GRUPO EDP 9
FIGURA 3 – ÁREAS DE REDE 10
FIGURA 4 – CONTORNAMENTO DA CADEIA DE ISOLADORES 13
FIGURA 5 – QUEDA DE ÁRVORES SOBRE LINHAS MT 13
FIGURA 6 – MANOBRAS INCORRECTAS EM CARGA 13
FIGURA 7 – AUSÊNCIA/EXISTÊNCIA DE DEFEITO 15
FIGURA 8 – TIPOS DE CURTO-CIRCUITO 16
FIGURA 9 – REGIME DE NEUTRO ISOLADO 18
FIGURA 10 – DEFEITO DUPLO UNIPOLAR À TERRA 19
FIGURA 11 – NEUTRO LIGADO DIRECTAMENTE À TERRA 20
FIGURA 12 - NEUTRO LIGADO À TERRA POR IMPEDÂNCIA LIMITADORA 21
FIGURA 13 - NEUTRO LIGADO À TERRA POR UMA BOBINE DE PETERSEN 23
FIGURA 14 ESQUEMA TIPO DE UMA SUBESTAÇÃO AT/MT 27
FIGURA 15 – CARACTERÍSTICA DE OPERAÇÃO DA – PD – 28
FIGURA 16 – ESCALONAMENTO TEMPORAL DAS PROTECÇÕES DE DISTÂNCIA 28
FIGURA 17 – ESCALONAMENTO TEMPORAL DAS PROTECÇÕES DIRECCIONAIS DE TERRA 29
FIGURA 18 – UNIDADES DE PROTECÇÃO DE LINHA – UPL – UTILIZADAS NAS SUBESTAÇÕES DA EDP . 30
FIGURA 19 – REGIME ESPECIAL DE EXPLORAÇÃO – PAINEL AT 32
FIGURA 20 – PAINEL DE LINHA AT 33
FIGURA 21 – PAINEL DE BARRAMENTO AT 34
FIGURA 22 – UNIDADES DE PROTECÇÃO DE TRANSFORMADOR – UPT- UTILIZADAS NAS SE DA EDP . 36
FIGURA 23 – RELÉ DE BUCHHOLZ 37
FIGURA 24 – PAINEL DE TRANSFORMADOR AT/MT 38
FIGURA 25 – PAINEL DE BARRAS MT 41
FIGURA 26 – PAINEL DA BATERIA DE CONDENSADORES 42
FIGURA 27 – PRINCÍPIO DE FUNCIONAMENTO DA PROTECÇÃO MIH 43
FIGURA 28 – CURVA DE FUNCIONAMENTO DA PTR 44
FIGURA 29 – PAINÉIS DE SAÍDAS MT 46
FIGURA 30 – REDE ELÉCTRICA 47
FIGURA 31 – CARACTERÍSTICA DE ARRANQUE POLIGONAL (CASO GERAL) 49
FIGURA 32 – CARACTERÍSTICAS DEFINIDAS PARA PROTECÇÃO DE DISTÂNCIA (LINHA L1) 50
FIGURA 33 – ESCALONAMENTO TEMPORAL DAS PROTECÇÕES DE DISTÂNCIA (EXEMPLO PRÁTICO) 56
FIGURA 34 – ESCALONAMENTO TEMPORAL DAS PROTECÇÕES DIRECCIONAIS DE TERRA (EX. PRÁTICO) 56
FIGURA 35 – OMICRON STARTPAGE 60
FIGURA 36 – OMICRON CONTROL CENTER 62

Índice de Tabelas

TABELA 1 – REGIMES DE NEUTRO UTILIZADOS EM PORTUGAL/PROTECÇÕES 24
TABELA 2 – PAINEL DE LINHA AT: PROTECÇÕES E AUTOMATISMOS 33
TABELA 3 – PAINEL DE BARRAMENTO AT: PROTECÇÕES E AUTOMATISMOS 35
TABELA 4 – PAINEL DE TRANSFORMADOR DE POTÊNCIA – ANDAR AT: PROTECÇÕES E AUTOMATISMOS 37
TABELA 5 - PAINEL DE TRANSFORMADOR DE POTÊNCIA – ANDAR MT: PROTECÇÕES E AUTOMATISMOS 37
TABELA 6 – PAINEL DE BARRAS MT: PROTECÇÕES E AUTOMATISMOS 39
TABELA 7 – PAINÉIS DO BARRAMENTO MT E REACTÂNCIA DE NEUTRO / T.S.A. PROTECÇÕES E AUTOMATISMOS 41
TABELA 8 – PAINEL DA BATERIA DE CONDENSADORES: PROTECÇÕES E AUTOMATISMOS 42
TABELA 9 – PAINÉIS DE SAÍDAS MT: PROTECÇÕES E AUTOMATISMOS 46
TABELA 10 – ÓRGÃOS DE MEDIDA TT'S E TI'S E DADOS DAS LINHAS 47
TABELA 11 – RESISTÊNCIAS MÁXIMAS (Ω) 55
TABELA 12 – COORDENAÇÃO TEMPORAL ENTRE AS PROTECÇÕES PD E DT PARA LINHAS L1,L2 E L3 55
TABELA 13 – REGULAÇÕES PARA AS FUNÇÕES DE PROTECÇÃO PD E MI 61

1 - Apresentação do Grupo EDP

Grupo EDP, SA

O Grupo EDP desenvolve a sua principal actividade num sector vital para o desenvolvimento económico e social: o sector eléctrico. Para além de produzir um bem essencial, a actividade da EDP gera riqueza para a comunidade também através dos dividendos pagos aos seus accionistas, do seu papel de empregador e do cumprimento das suas obrigações fiscais. Actuando num sector por excelência tecnológico, as empresas do Grupo EDP são ainda fontes de competência técnica e de Inovação.

É o único grupo empresarial do sector eléctrico da Península Ibérica com actividades de produção e distribuição nos dois países, Portugal e Espanha - onde detém o controle do 4º maior operador eléctrico espanhol, a Hidrocantábrico -, e está presente nos sectores eléctricos da América Latina – com grande representação no Brasil –, de África e de Macau, nos negócios da Produção, Distribuição e da Comercialização.

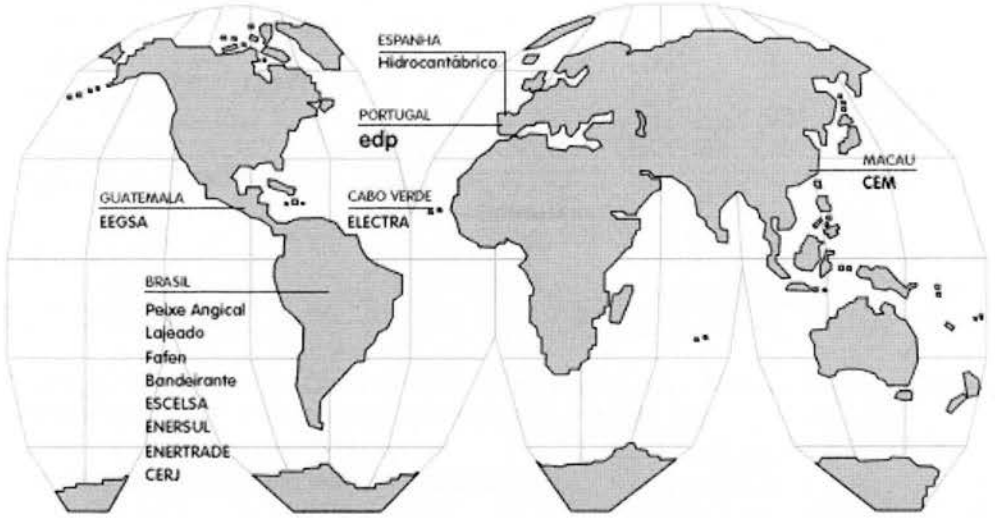


Figura1 – Grupo EDP, no Mundo

A missão da empresa assenta em três vectores fundamentais: a criação de valor para o accionista, a orientação para o cliente e a aposta no potencial humano da empresa, tendo em vista ser o mais competitivo e eficiente operador de electricidade e gás da Península Ibérica.

Princípios de Desenvolvimento Sustentável

Em Março de 2004, o Conselho de Administração da EDP aprovou os Princípios de Desenvolvimento Sustentável do Grupo EDP, um conjunto de oito princípios que passa a orientar a procura do equilíbrio entre a vertente económica, ambiental e social das actividades do Grupo.

A EDP está empenhada em desenvolver as suas actividades de uma forma sustentável, nos diversos sectores de actividade em que participa. A energia eléctrica, em particular, constitui

um motor de desenvolvimento económico, de combate à exclusão social e de melhoria da qualidade de vida das populações.

Organigrama Simplificado das Empresas do Grupo EDP

As actividades do Grupo EDP estão centradas nas áreas de produção e distribuição de energia eléctrica, telecomunicações e tecnologias de informação, mas abrangem também outras áreas complementares e relacionadas, como as da água, gás, engenharia, ensaios laboratoriais, formação profissional ou gestão do património imobiliário. A figura seguinte ilustra a organização do Grupo EDP

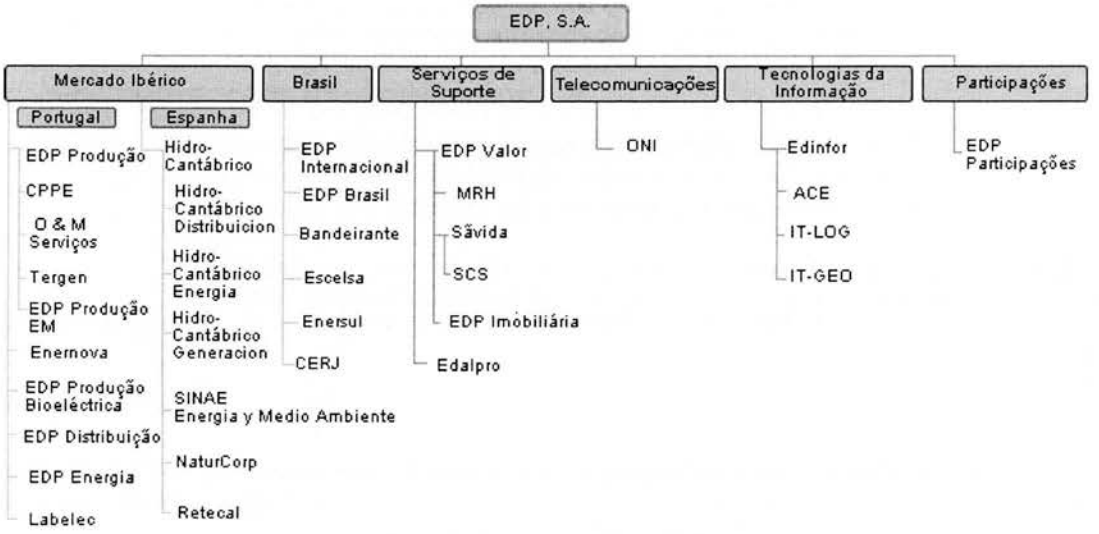


Figura 2 – Empresas do Grupo EDP

EDP Distribuição

O estágio foi realizado no Departamento de Infraestruturas – Norte, – DPIN, no Departamento Telesserviços – G.A. Protecções e Automatismos – INTS – PA.

Este departamento (DPIN) tem como finalidade:

> Assegurar a construção, manutenção e reparação das instalações eléctricas que lhes estão afectas, de acordo com os planos de actividade aprovados.

Departamentos constituintes do DPIN:

DEP. SUBESTAÇÕES
DEP. MANUTENÇÃO/AVARIAS
DEP. TELESSERVIÇOS
DEP. LINHAS

Departamento de Telesserviços

O Departamento de Telesserviços, local de realização de estágio, possui as seguintes áreas de acção:

GA TELEACÇÃO, COMANDO E CONTROLO

- Estudo, definição e parametrização de centros de comando, unidades remotas com automatismos, autómatos industriais e sistemas de comando numérico.
- Instalação (ou fiscalização da instalação), carregamento, colocação em serviço e manutenção de centros de comando, unidades remotas, sistemas de comando numérico e armários de isolamento galvânico.

GA PROTECÇÕES E AUTOMATISMOS

- Regulação e ensaio de sistemas de protecção.
- Manutenção de sistemas de protecção e de automatismo clássicos.
- Inspecção dos sistemas de protecção dos produtores em regime especial (PRE)
- Instalação e manutenção de equipamentos electrónicos (conversores de medida, fontes de alimentação,...)

Áreas de Rede

O DPIN intervém nas instalações eléctricas situadas geograficamente nas áreas de rede indicadas na figura seguinte:

Figura 3 – Áreas de Rede

2 - Objectivos

O estágio curricular teve como titulo – "Filosofia dos Sistemas de Protecção da EDP Distribuição – Revisão" tendo como objectivo: "Análise da actual filosofia dos Sistemas de Protecção da EDP Distribuição e sua eventual revisão. Inclusão de novas funcionalidades".

Durante o período de estágio foi possível aplicar na prática os conceitos teóricos adquiridos ao longo do curso, em particular, na disciplina de Sistemas de Protecção, no trabalho realizado no departamento – Telesserviços, Protecções e Automatismos, local onde decorreu o estágio.

No trabalho desenvolvido ao longo do estágio, procurou-se sempre conciliar a vertente académica com a profissional.

Descrição do Trabalho Realizado

- Estudo da actual filosofia dos Sistemas de Protecção implementados nas instalações da EDP Distribuição, incluindo visitas a algumas subestações e postos de corte;
- Compilação do estudo da filosofia dos Sistemas de protecção, no qual foram introduzidas novas funcionalidades nos sistemas de protecção.
- Análise das potencialidades dos diversos módulos de software associados à mala de ensaios Omicron – CMC 256-6.
- Realização de ensaios a uma protecção numérica, modelo Siemens – 7SA 522 recorrendo à mala de ensaios – CMC 256.

No presente relatório serão abordados os seguintes temas:

- Os tipos de defeitos que ocorrem na rede de distribuição
- Os factores que influenciam a escolha do regime de neutro
- Os sistemas de protecção associados a uma subestação AT/MT
- Coordenação entre as diversas unidades de protecção
- As resistências de defeito máximas que podem ser detectadas por cada tipo de função de protecção.

3 - Introdução

A energia eléctrica é dos principais recursos de uma sociedade. Os equipamentos electrónicos, parte integrante desta, são cada vez mais sensíveis a pequenas perturbações, susceptíveis de se danificarem.

O constante aumento do número de aparelhos eléctricos em nossas casas, produto de uma constante evolução tecnológica, promovem um aumento das potências veiculadas. Esse aumento faz aumentar o grau de complexidade de operação do sistema eléctrico.

Neste contexto, os sistemas de protecção desempenham um papel preponderante na segurança do fornecimento de energia eléctrica, uma vez que, além de permitirem detectar a ocorrência de anomalias na operação das redes de energia, também limitam as consequências que daí advêm.

Com estas características, os sistemas de protecção contribuem de facto para uma melhoria significativa da qualidade e continuidade de serviço, e assim, contribuir para o desenvolvimento da nossa economia, que bem precisa!

4 - Principais ocorrências nas redes de distribuição de energia eléctrica

- Avaria dos elementos que constituem as redes
- Defeitos ou incidentes
- Flutuações dos consumos verificados
- Trabalhos de manutenção, reparação ou extensão das redes de distribuição de energia

Defeitos

Os defeitos resultam de mudanças repentinas e, por vezes violentas, das condições de operação do sistema.

Origem dos defeitos nas redes de distribuição

Os defeitos que ocorrem nas redes de distribuição podem ser de origem interna ou de origem externa.

ORIGEM EXTERNA

Os defeitos que se classificam de origem externa subdividem-se em defeitos de origem atmosférica e defeitos de origem mecânica.

Disrupções originadas pelo depósito de agentes poluidores (poeiras) nos isoladores e nas cadeias de isoladores são um exemplo de um defeito de origem atmosférica.

No caso de contacto de ramos ou aves em linhas aéreas ou rotura de cabos aquando da abertura de valas, temos um defeito de origem mecânica.

Origem Atmosférica

Figura 4 – Contornamento da cadeia de Isoladores

Origem Mecânica

Figura 5 – Queda de árvores sobre linhas MT

ORIGEM INTERNA

Defeitos de origem interna que ocorrem na Rede de Distribuição podem ter origem na manobra incorrecta de circuitos eléctricos em carga, ou podem resultar de fenómenos de (ferro) ressonância.

Origem interna

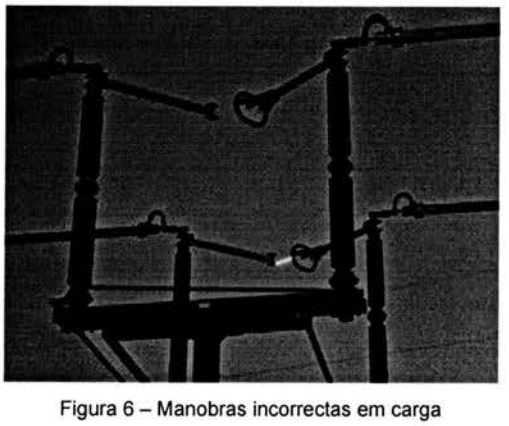


Figura 6 – Manobras incorrectas em carga

Características dos defeitos

Os defeitos podem ser caracterizados quanto à sua duração. Um defeito momentâneo é aquele que desaparece por si próprio em tempo relativamente curto. Do número total de defeitos que ocorrem na rede MT da EDP Distribuição, 10% são auto-extintores, 75% fugitivos, 10% semi-permanentes e 5 % permanentes.

Os auto-extintores desaparecem sem afectar a tensão da rede, enquanto os fugitivos e os semi-permanentes é necessário efectuar um corte de tensão à rede.

A eliminação de um defeito fugitivo é efectuada através de uma religação rápida, já a extinção de um defeito de carácter semi-permanente é feita através de uma religação lenta. (os tempos de ausência de tensão para cada tipo de religação são, respectivamente de 0,3s e 15s). Estando a linha aérea equipada com IAR – Interruptor Auto Religador e caso não se verifique a eliminação de um defeito de carácter semi-permanente aquando da primeira religação lenta, haverá uma segunda religação do mesmo tipo.

Constata-se que as disrupções constituem a maioria dos defeitos do tipo auto-extintores e do tipo fugitivos, constituindo os contactos de ramos e aves a causa de defeitos semi-permanentes.

No que diz respeito à intervenção do Homem face ao surgimento dos defeitos mencionados no parágrafo anterior, não é necessária, pois a função de religação associada ao autómato da subestação executa as tarefas necessárias à eliminação daqueles tipos de defeitos.

Um defeito permanente, como o seu nome indica, é aquele em que a sua extinção exige a intervenção do pessoal de exploração, uma vez que é necessário proceder à reparação da rede. A ruptura de um suporte, de um condutor ou de um isolador numa linha aérea assim como a deterioração de um cabo subterrâneo são exemplos de defeitos permanentes.

Tipos de defeitos que ocorrem nas redes de distribuição

- Curto-circuitos
- Sobrecargas
- Sobretensões
- Subtensões
- Desequilíbrios
- Oscilações de potência e de frequência

Curto-circuitos

Ocorre um curto-circuito sempre que o isolamento entre condutores é quebrado. Este tipo de defeito é o que se manifesta com mais frequência nas redes de energia eléctrica.

As causas que originam este tipo de defeito podem ser a presença de corpos estranhos entre condutores, ou a realização de falsas manobras.

O conjunto valores que a corrente eléctrica atinge em regime de curto-circuito num dado ponto da rede dever ser conhecido, pois os limites da gama de valores vai servir para:

- Dimensionamento dos diversos elementos constituintes do sistema, nomeadamente aparelhagem de corte;
- Escolha e ajustamento da aparelhagem de protecção;
- Análise da possibilidade de ampliação e de interligação das instalações, mantendo a aparelhagem de corte existente.

Considerações sobre a corrente de c.c.

- A intensidade de uma corrente de c.c. numa rede trifásica é sempre definida por fase, a partir da tensão simples da rede e da impedância correspondente por fase
- Uma avaria do tipo curto-circuito determina uma diminuição da impedância à circulação de corrente, resultando assim uma intensidade muito mais elevada do que a que corresponde ao regime normal
- A corrente de curto-circuito apresenta um factor de potência muito baixo

O aparecimento de um defeito tem como consequências imediatas, a diminuição da impedância vista pela fonte alimentadora e o consequente aumento da corrente.

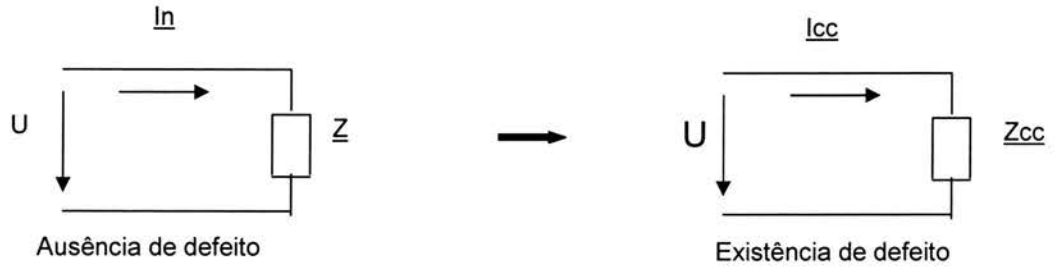


Figura 7 – Ausência/Existência de defeito

U, tensão da fonte;

In, corrente nominal;

Z, impedância de carga;

Icc, valor da corrente de defeito;

Zcc, impedância total do circuito, incluindo a de defeito;

$|Zcc| << |Z|$

$|Icc| >> |In|$

$Icc = U / Zcc$

O Valor assumido pela corrente de C.C. depende:

- Impedância entre a fonte e o local de efeito
- Modo de exploração da rede (regime de neutro adoptado)
- Resistência de defeito
- Tipo de defeito: trifásico, bifásico ou monofásico.

Na figura que se segue podem-se visualizar os diversos tipos de curto-circuito que podem surgir numa rede de transporte/ distribuição de energia.

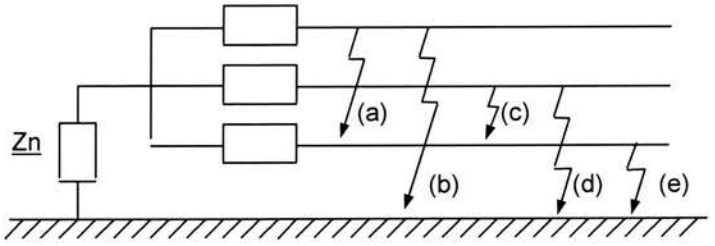


Figura 8 – Tipos de curto-circuito

(a) Curto-circuito trifásico sem terra
(b) Curto-circuito trifásico com terra
(c) Curto-circuito bifásico sem terra
(d) Curto-circuito bifásico com terra
(e) Curto-circuito monofásico

Nos regimes (a) e (b), são simétricos os sistemas de forças electromotrizes que alimentam a rede e o sistema de intensidades de corrente de curto-circuito. Pressupõe-se que são iguais as impedâncias das três fases.

Quanto aos regimes (c), (d) e (e) estes classificam-se de curto-circuitos assimétricos, sendo o sistema de forças electromotrizes simétrico, mas o sistema de intensidades de corrente assimétrico

Os defeitos monofásicos são aqueles que mais afectam as redes de distribuição (70 a 90%), sendo grande parte deles de carácter fugitivo.

Sobrecargas

As sobrecargas ocorrem quando as instalações são percorridas em permanência por uma corrente superior àquela para a qual foram concebidas, distinguindo-se dos curtos circuitos pelo menor valor que a corrente atinge, não sendo portanto exigida a eliminação imediata do defeito.

O excesso de consumo e o aumento da carga provocada pela saída de elementos de uma malha constituem factores que estão na origem destas sobreintensidades, tendo estas como consequência o natural aquecimento dos condutores, o aumento das flechas em linhas aéreas, ou ainda a deterioração dos isolamentos dos transformadores.

As protecções que são usadas para este tipo de defeito são as imagens térmicas, os termómetros de contactos para controlo da temperatura dos enrolamentos e do óleo dos transformadores de potência AT/MT.

Consequências dos vário tipos de defeitos:

- Aquecimento
- Destruição
- Explosão
- Esforços electrodinâmicos
- Perturbações
- Quedas de tensão

Aquecimento, as correntes de curto-circuito podem provocar aquecimentos anormais, particularmente nos cabos subterrâneos de MT, relativamente aos quais as trocas caloríficas com o exterior estão dificultadas.

Destruição provocada pelos arcos, o contornamento pelos arcos das cadeias de isoladores pode dar origem à sua destruição. Situação semelhante pode ocorrer, quando num cabo subterrâneo se dá a fusão do cobre e do chumbo devido ao estabelecimento do arco. (as consequências poderão ser minoradas se o tempo de eliminação do defeito for baixo).

Explosão de disjuntores, a não limitação das correntes de curto-circuito pode levar à destruição dos disjuntores. A probabilidade de destruição é mais elevada para os disjuntores do tipo antigo quando instalados do lado da MT e alimentados por transformadores AT/MT de grande potência.

Esforços electrodinâmicos, o material que suporta a passagem de correntes de curto-circuito muito intensas é submetido a elevados esforços electrodinâmicos. Os suportes isoladores dos barramentos e os enrolamentos dos transformadores podem ser deformados ou danificados, caso as suas características não suportem tais esforços.

Perturbações nas linhas de telecomunicações, quando não são respeitadas as distâncias regulamentares entre uma linha destinada ao transporte de energia e uma linha de telecomunicações pode acontecer que em caso de defeito à terra da linha de energia, uma força electromotriz induzida (f.e.m.) apareça no circuito constituído pela terra e a linha de telecomunicações. Esta f.e.m. pode causar sérios danos quer às instalações telefónicas quer ao pessoal que as explora.

Quedas de tensão, brusca queda de tensão é sinónimo de elevada corrente de circuito. O abaixamento de tensão provocado pela corrente de curto-circuito pode originar a destruição de cargas eléctricas, como por exemplo, motores industriais. Com diminuição do valor da tensão, para a potência consumida pelo motor ser constante, o valor da corrente terá de aumentar. No caso das protecções próprias do motor não actuarem haverá lugar a um aquecimento nos enrolamentos do estator do referido motor o que poderá levar à destruição do mesmo.

As sobretensões correspondem a uma elevação da tensão para um valor superior ao normal, podendo a sua causas ser de origem interna ou externa.

As sobretensões externas podem ser provocadas por descargas atmosféricas, ou pelo contacto de duas instalações de níveis de tensão diferente, como por exemplo uma linha de 150 kV que cai sobre uma linha 60kv.

A protecção de subestações contra descargas atmosféricas directas é realizada através da instalação de um conjunto de condutores de terra, fios de guarda, distribuídos pela área total do parque exterior de aparelhagem, desta forma asseguram a continuidade aos fios de guarda das linhas aéreas montados longitudinal e transversalmente nos topos das colunas dos pórticos das subestação.

As sobretensões internas devem-se, por exemplo, às avarias nos reguladores de tensão, às operações de manobra, nomeadamente, abertura de disjuntores nas seguintes situações:

- Interrupção de correntes muito elevadas como as de curto-circuito;
- Interrupção de cargas indutivas (transformador em vazio);
- Interrupção de cargas capacitivas (linhas aéreas de grade extensão, baterias de condensadores)

As subestações encontram-se protegidas dos dois tipos de sobretensões (sobretensões de origem interna e de origem externa) por hastes de descarga nas cadeias de amarração das linhas. Os transformadores de potência AT/MT, devido ao seu elevado custo, são objecto de uma protecção especial através da montagem de descarregadores de sobretensão – DST.

5 - Regimes neutro MT

Num sistema de potência podemos ter várias modalidades de neutro, consoante os níveis de tensão, e dependendo por exemplo dos requisitos de protecção, da necessidade de limitação das tensões de passo, ou ainda das propriedades dos relés de protecção.

A eliminação dos defeitos entre fases é indiferente do regime de neutro adoptado na rede MT. O mesmo já não se pode dizer dos defeitos monofásicos à terra.

Existem quatro regimes de neutro que podem ser implementados numa rede MT:

I. Isolado
II. Ligado Directamente à Terra
III. Ligado à Terra através de uma Impedância Limitadora
IV. Ligado através de uma Bobine de Petersen

I. Neutro Isolado

No Sistema de neutro isolado, a referencia á terra é feita através das capacitâncias das linhas podendo este sistema ser representado pela figura seguinte. Na mesma figura também está ilustrada uma situação de defeito monofásico.

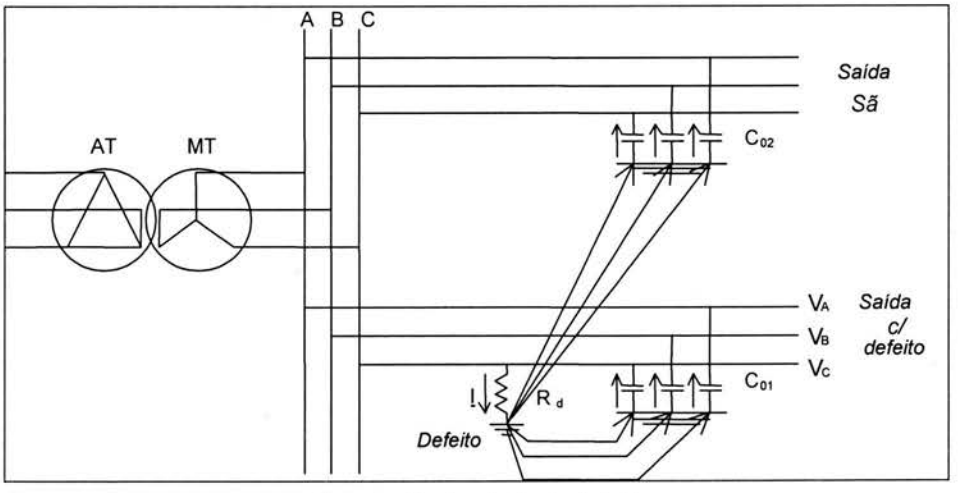


Figura 9 – Regime de Neutro Isolado

Este tipo de ligação neutro, neutro isolado, é aplicado em redes aéreas e curtas uma vez que a corrente de defeito (originada por um primeiro contacto entre uma fase e a terra) tem um valor baixo, podendo permanecer durante períodos longos.

No entanto, se as redes forem longas ou subterrâneas, as correntes injectadas pelas capacidades homopolares, C01 e C02 respectivamente, são importantes, podendo neste caso ser possível que um defeito à terra resulte num curto-circuito. Além do mais, a tensão à qual as fases são submetidas pode exceder a tensão composta, permitindo o estabelecimento de arcos capacitivos à terra, resultantes de perturbações transitórias.

Como se pode visualizar na fig. 9 o neutro do lado MT do transformador não se encontra ligado à terra, daí a designação de neutro isolado. Neste tipo de regime, um defeito monofásico à terra não resulta normalmente num c.c (redes curtas), já que as correntes que circulam entre a rede e o solo são fortemente capacitivas. Verifica-se, portanto, uma situação de curto-circuito, quando ocorre um segundo defeito unipolar noutra fase sã sem que o primeiro defeito tenha sido eliminado.

A figura seguinte representa um defeito duplo unipolar à terra,

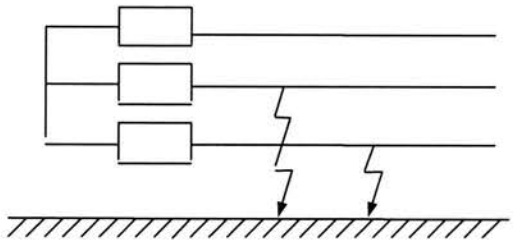


Figura 10 – Defeito duplo unipolar à terra

Se as fases forem perfeitamente transpostas, as tensões fase-terra para as três fases terão valores iguais e estarão esfasadas entre si de 120°, não havendo consequentemente diferença de potencial entre o ponto de neutro do transformador da subestação alimentadora e o ponto de neutro das capacitâncias do sistema.

Um defeito monofásico, como já foi referido, não origina normalmente um curto-circuito, no entanto, as fases sãs vêem o seu potencial elevar-se de um valor simples para um valor composto. Este facto obriga a utilizar equipamentos na rede de classe de isolamento superior, nomeadamente transformadores e descarregadores de sobretensão, o que torna este tipo de regime de neutro menos interessante em termos económicos.

Este sistema de neutro isolado é pouco utilizado porque limita o crescimento das redes, uma vez que, uma ampliação de rede tem como consequência um aumento da corrente homopolar.

Sistema de protecção

Face ao reduzido valor assumido pela corrente de defeito deverão ser utilizados os seguintes métodos de protecção, usados ou não em simultâneo:

Protecção do barramento MT: análise da tensão homopolar associada a dispositivos de pesquisa automática da linha com defeito, sendo necessário recorrer a um gerador de tensões homopolares para a realização da referida análise. Esta protecção de tensão homopolar não é selectiva pois serão colocadas fora de serviço as linhas sãs. No entanto, permite eliminar defeitos que não seriam detectados de outra forma. Trata-se de uma protecção bastante simples, funcionando normalmente como reserva da protecção seguinte.

Protecção das saídas MT: detecção do trânsito de potência reactiva. Neste caso, existe selectividade, pois as protecções direccionais de potência reactiva permitem identificar a saída em defeito. De facto, a corrente de defeito é do tipo capacitiva e independente da resistência do defeito e, além disso, a protecção só deverá dar ordem de abertura à linha se a potência reactiva circular no sentido desta para o barramento MT.

II. Neutro Ligado Directamente à Terra

Este é o regime de neutro adoptado na rede eléctrica nacional e pode ser representado pela seguinte figura. Na mesma figura também está ilustrada uma situação de defeito monofásico.

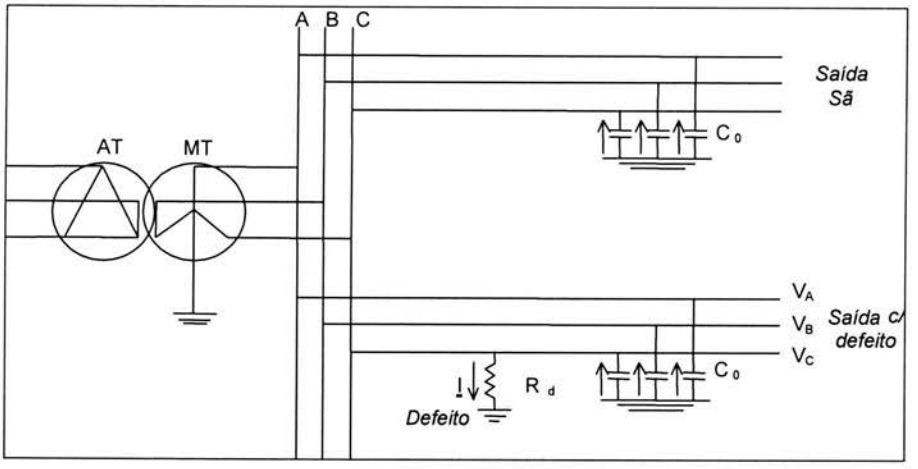


Figura 11 – Neutro Ligado Directamente à Terra

Neste tipo de ligação, NEUTRO ligado DIRECTAMENTE à TERRA, pode ser implementado desde a BT até AT. Ao nível da BT este Regime de neutro apresenta vantagens sobretudo no que diz respeito à protecção de pessoas. No que diz respeito à sua utilização na AT, a razão é o custo de isolamento, pois este cresce proporcionalmente com o aumento de tensão.

No sistema de Neutro Isolado, as tensões das fases sãs numa situação de defeito fase-terra, podem ultrapassar o valor da tensão composta, situação que já não se verifica quando o neutro está "ligado directamente à terra". Assim sendo, não há lugar a grandes elevações de tensão neste regime de neutro, mantendo-se potencial simples nas fases sãs. Por isso, os equipamentos que constituem a instalação eléctrica serem especificados para a tensão simples na fase de projecto, tornando a instalação menos onerosa.

Uma das desvantagens deste tipo de regime de neutro pode ser encontrada nos cabos subterrâneos quando ocorre contacto entra os condutores e os invólucros, pois nesta situação a resistência de defeito, Rd apresenta um valor nulo. Devido a esta propriedade (Rd = 0) as correntes de defeito monofásico assumem valores elevados (podendo mesmo ultrapassar os valores verificados nos defeitos trifásicos), para não se correr o risco de se fundirem os invólucros de chumbo insere-se uma reactância entre o neutro (lado MT do transformador) e o solo por forma a limitar as correntes, designando-se este sistema de neutro – neutro indirectamente ligado à terra. Nas linhas aéreas, essa limitação é feita pela própria resistência de arco (de valor elevado, associada à dificuldade que o arco tem em contornar, por exemplo, uma cadeia de isoladores).

O valor atingido por um defeito monofásico numa canalização eléctrica subterrânea pode ser dado pela seguinte expressão:

$$\underline{Icc} = \frac{3 \times \underline{Un}}{\underline{Zd} + \underline{Zi} + \underline{Zo}}$$

Com a inserção da reactância entre o neutro e o solo, vem

$$\underline{Icc} = \frac{3 \times \underline{Un}}{\underline{Zd} + \underline{Zi} + \underline{Zo} + \underline{Zn}}$$

Como se pode visualizar na figura anterior, fig. 11, o neutro MT do transformador encontra-se ligado à terra através de uma impedância de valor aproximadamente nulo, correspondente à impedância do condutor de terra e à resistência entre o eléctrodo de terra e a terra, motivo pelo qual, as correntes de defeito monofásico atingem os valores mais elevados, especialmente no caso de o defeito ser franco (Rd igual a zero). Se não houver uma resposta rápida por parte do sistema de protecção as consequências serão graves para os equipamentos do sistema eléctrico, devido ao excessivo aquecimento provocado pelas elevadas correntes de defeito.

Sistema de protecção

Como já foi dito anteriormente, é neste regime que as correntes de curto-circuito atingem os valores mais elevados, e como a grande parte dos defeitos são de carácter transitório, são necessários sistemas de protecção rápidos para evitar que os elementos da rede se danifiquem. Para tal, os disjuntores devem ter associada a função religação automática evitando-se desta forma, longas interrupções de serviço. Os disjuntores devem também ter um elevado poder de corte.

A detecção de defeitos à terra pouco resistivos é feita pelas protecções de máxima intensidade homopolar – MIH – de tempo constante instaladas nos painéis das saídas MT e no barramento MT. Este tipo de protecções apresenta bons níveis de sensibilidade e fiabilidade na detecção e eliminação dos defeitos. A selectividade é fácil de implementar com as protecções de MIH, uma vez que a linha com defeito é aquela que apresenta uma corrente de maior amplitude.

No que diz respeito à detecção de defeitos à terra resistivos, a protecção do barramento MT de uma subestação é assegurada pelo detector de terras resistentes – DTR –, a protecção das linhas aéreas ou mistas é assegurada pelas protecções de terras resistentes – PTR's.

III. Neutro Ligado à Terra por Impedância Limitadora

Este é o regime de neutro adoptado nas redes de MT da EDP Distribuição Norte e pode representado pela seguinte figura. A seguinte figura também ilustra uma situação de defeito monofásico.

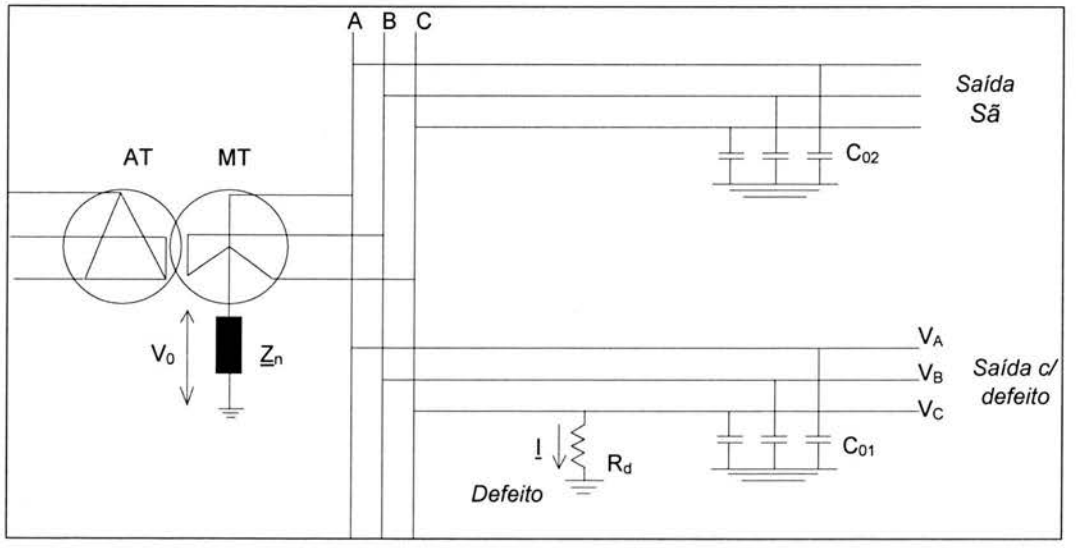


Figura 12 - Neutro Ligado à Terra por Impedância Limitadora

Este tipo de ligação tem como objectivo minimizar os inconvenientes (Sistemas de Protecção complexos) e ao mesmo tempo beneficiar das vantagens (a limitação da corrente e a estabilização da tensão nas fases sãs quando ocorre um defeito) oferecidas pelos regimes de neutro apresentados nos pontos I e II respectivamente.

A impedância de limitação Zn, a introduzir entre o neutro de MT do transformador AT/MT e a terra será uma resistência, designada por resistência de ponto neutro (RPN), se o neutro do transformador lado MT estiver acessível, ou será uma reactância, designada por bobine de ponto neutro (BPN), se o referido neutro não estiver acessível, tendo-se neste caso, de criar um ponto de neutro artificial no barramento MT da subestação em causa.

No dimensionamento de Zn, devemos ter em conta que:

- O valor da corrente no local do defeito não deve ser muito alto para não permitir a manutenção do arco, não deve ser muito baixo para não se correr o risco das protecções não detectarem o defeito. Nas redes aéreas ou mistas da EDP distribuição o valor da corrente de defeito é limitado a 300 A, nas redes subterrâneas é limitado a 1000 A.

- A elevação da tensão do neutro não deve ser tão elevada que provoque problemas de isolamento nas fases sãs

A maioria dos defeitos que assolam a rede é de natureza fugitiva. Tendo como regime de neutro – "neutro ligado à terra por uma impedância limitadora" os defeitos são eliminados pela função de religação, quando existe um primeiro contacto entre uma fase e a terra. O tempo que decorre desde o instante em que o aparelho de corte (disjuntor com função de religação associada) abre e fecha o circuito, e durante o qual a alimentação é interrompida, pode ser fatal, para os receptores electrónicos que não suportam a descontinuidade eléctrica na sua alimentação.

Sistema de protecção

A detecção de defeitos à terra pouco resistivos é feita recorrendo a protecções de máxima intensidade homopolar – MIH – de tempo constante, colocadas nos painéis das saídas MT e no Barramento MT. Este tipo de protecção apresenta elevados níveis de fiabilidade e de selectividade pelo que a detecção de defeitos é relativamente simples.

A protecção do barramento MT face a defeitos à terra resistivos é feita por um detector de terras resistente – DTR –. A protecção de linhas aérea ou mista de MT é efectuada pela protecção de terras resistentes – PTR's.

IV. Neutro ligado à Terra por uma Bobine de Petersen

Este regime de neutro não é utilizado em Portugal, sendo adoptado por países como a Alemanha ou a Suécia.

Com o objectivo de anular a desvantagem (descontinuidade) introduzida pela função religação no sistema de neutro ligado à terra por uma impedância limitadora, surgiu o regime de neutro ligado à terra através de uma Bobine de Petersen. Este tipo de ligação pode ser representado pela figura seguinte, onde também está ilustrado uma situação de defeito monofásico.

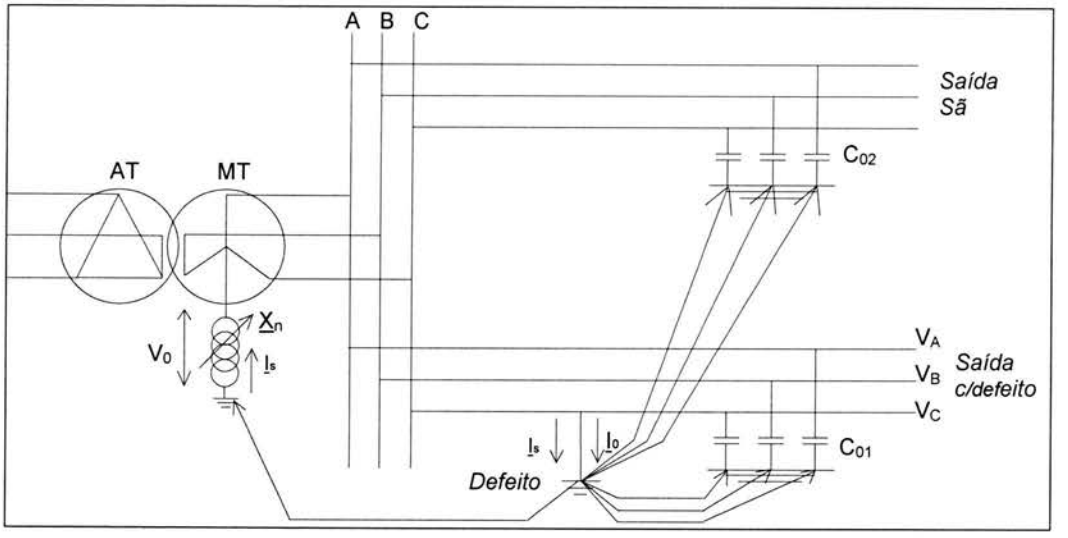


Figura 13 - Neutro Ligado à Terra por uma Bobine de Petersen

Esta configuração de neutro, consiste da introdução de uma bobine ressonante, Xn, que tem como função reduzir ao mínimo a corrente que se produz através do defeito.

A presença da bobine ressonante no circuito de defeito, neste caso fase-terra, faz com que as amplitudes da corrente (indutiva) de defeito Is, e da corrente (capacitiva) Io, que veicula através das capacidades das linhas C01 e C02 de acordo com a fig. 13 sejam aproximadamente iguais. Como as correntes referidas estão desfasadas no tempo de 180º, o valor resultante da sua soma vectorial no local de defeito tenderá para um vector de valor nulo.

Este tipo de bobine ainda oferece a possibilidade de se variar a sua reactância de forma a compensar a corrente das capacidades homopolares da rede, pois, Co é susceptível de variar com a topologia da rede – aumento ou redução de troços em cabos subterrâneos, manobras, abertura de uma saída em defeito.

No entanto, este tipo de regime de neutro é incomportável em redes eléctricas totalmente subterrâneas e de comprimento elevado; e isto porquê? A corrente capacitiva de defeito atinge valores muito elevados. Além do mais, os defeitos que surgem em redes subterrâneas são de carácter permanente, a reparação do cabo é a única solução, não interessa pois, nessa situação, ter um sistema que anulem a corrente de defeito.

Bobine de Petersen encontra a sua principal aplicação em linhas aéreas devido às vantagens referidas anteriormente.

Sistema de protecção

Neste tipo de regime há uma grande dificuldade na detecção de defeitos monofásicos, porque não se pode garantir que a saída em defeito é aquela que possui a maior amplitude de corrente, mas sim aquela que apresenta a maior capacidade. Assim sendo, outras formas de detecção tiveram de ser encontrados de forma a garantir uma das principais propriedades de um sistema de protecção - a selectividade (retirar de serviço a linha em defeito).

A detecção de defeitos francos ou pouco resistivos recorre-se ao Sistema WHAT em substituição das protecções convencionais de máxima intensidade homopolar de tempo constante.

A detecção defeitos muito resistivos será assegurada pelo sistema DESIR, em substituição das protecções de máxima intensidade homopolar de tempo inverso.

No seguinte quadro serão indicadas as protecções e respectivas características de tempo a implementar para cada regime de neutro:

Tabela 1 – Regimes de Neutro utilizados em Portugal/Protecções

Regime de Neutro	Equipamento a Proteger	Defeitos			
		Pouco Resistivos		Resistivos	
		Protecção	Característica	Protecção	Característica
Isolado	Barramento MT	MTH	T_C	MTH	T_C
	Saída MT	MIHd	T_C	MIHd	T_C
Ligado à terra	Barramento MT	MIH	T_C	DTR	T_C
	Saída MT	MIH	T_C	PTR	$T_{dep.}$
Ligado através Imp. Limitadora	Barramento MT	MIH	T_C	DTR	T_C
	Saída MT	MIH	T_C	PTR	$T_{dep.}$

Legenda:

Protecções:

MIHd Máxima Intensidade Homopolar Direccional
MTH Máximo Tensão Homopolar

Característica de tempo:

$T_{dep.}$ Tempo dependente
T_C Tempo constante

6 - Filosofia dos sistemas de protecção

A filosofia dos sistemas de protecção tem como base de apoio o seguinte:

- Regime de neutro
- Tipo e gama de defeitos a monitorizar
- Tipo de exploração
- Tipo de equipamentos a proteger
- Selectividade e fiabilidade pretendidas

Funções atribuídas aos sistemas de protecção

As principais funções de um sistema de protecção podem ser resumidas nos seguintes pontos:

- Vigiar o funcionamento da rede
- Detectar a ocorrência de situações anómalas
- Limitar o impacto dessas situações
- Promover uma exploração segura
- Promover a qualidade e continuidade de serviço

Características funcionais dos sistemas de protecção

- Selectividade
- Rapidez
- Coordenação
- Sensibilidade
- Fiabilidade e Segurança
- Redundância
- Economia

Selectividade: Propriedade de um sistema de protecção deverá possuir de modo a isolar apenas o equipamento defeituoso quando da ocorrência de um defeito.

Rapidez de operação: o Sistema de Protecção deverá actuar tão rapidamente quanto possível de modo a

- Reduzir os danos nos equipamentos constituintes do sistema de energia
- Aumentar eficiência no reengate automático
- Reduzir o intervalo de tempo em que a tensão assume valores diferentes do valor nominal
- Manter a estabilidade do sistema

Coordenação: característica funcional que permite a actuação das protecções a jusante.

Sensibilidade: propriedade associada à menor intensidade de corrente (por exemplo) suficiente para fazer actuar o Sistema de Protecção.

As protecções deverão ser suficientemente sensíveis de modo a operarem nas condições de defeito associadas às menores intensidades de corrente de curto-circuito. Por outro lado, não deverão actuar nas condições de carga que originam as máximas intensidades de corrente.

Fiabilidade: o sistema de protecção deve actuar no caso de ocorrência de um defeito na sua zona de protecção

Segurança: o sistema de protecção não deve operar sob condições que não esteja previsto que actue.

Uma operação incorrecta poderá dever-se:

- Instalação incorrecta
- Deterioração do equipamento

Redundância: a unidade de protecção deverá servir de backup à unidade existente a jusante.

Economia: é difícil contabilizar os benefícios decorrentes da instalação de um Sistema de Protecção. Trata-se de um seguro associado à operação do sistema. O custo de um sistema de Protecção de uma instalação é uma percentagem diminuta do custo total (<3%). Grandes alterações no custo do Sistema de Protecção têm pouca influência no custo total.

7 - Painéis

Numa subestação existem diversos tipos de painel designados por:

- Painel AT
- Barras AT
- Transformador AT / MT
- Barras MT
- Reactância de Neutro/ TSA
- Bateria de Condensadores
- Painel MT

As principais funções associadas a um painel :

- Monitorização
- Protecção
- Automatismos
- Teleparametrização

Funções de Automatismo

As funções de automatismo que podem ser activadas numa subestação tanto pelas funções de protecção associadas a cada painel como pelo autómato da subestação, caso este exista são:

- Função de Comando da Bateria de Condensadores
- Função de Deslastre/ Relastre por Mínimo de Frequência
- Função de Deslastre/Relastre por mínimo de Tensão
- Função de Religação
- Função de Regulação de Tensão
- Função de Pesquisas de Terras

Esquema tipo de uma subestação AT/MT

O esquema tipo unifilar de uma subestação pode ser representado pela figura seguinte. As funções de protecção associadas a cada elemento a proteger também estão indicadas (funções que constituem o sistema de protecção da subestação).

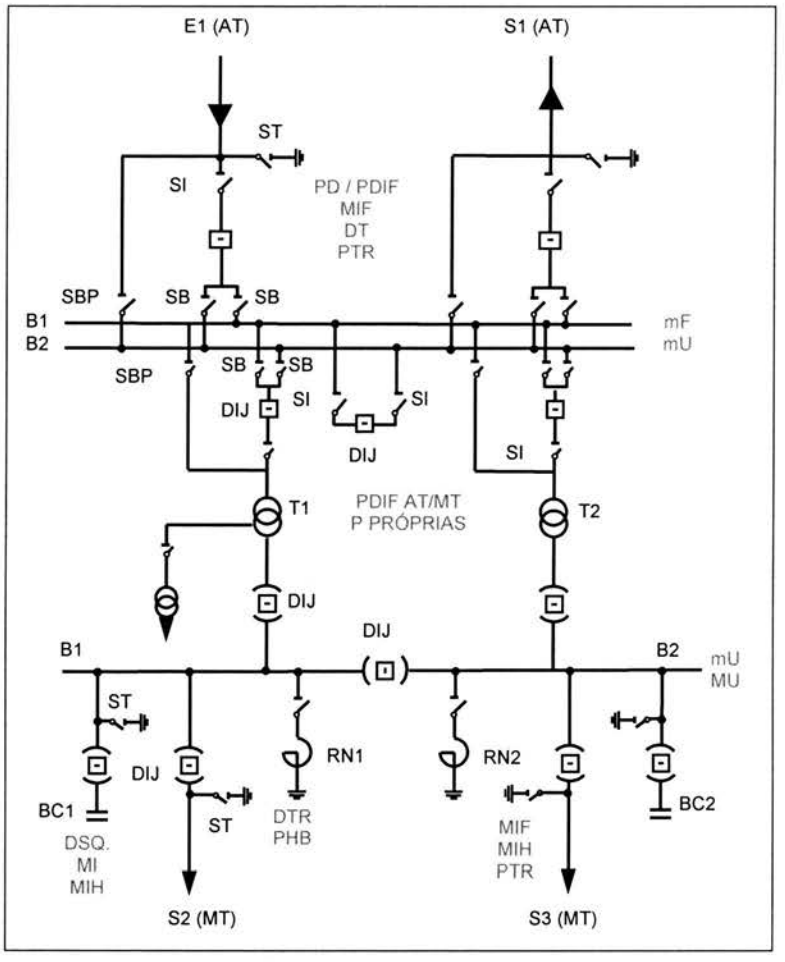


Figura 14 Esquema tipo de uma subestação AT/MT

No esquema eléctrico da subestação apresentado podemos visualizar a entrada e as saídas de energia eléctrica. Temos portanto, uma entrada, E1 (AT) de nível de tensão AT (60 kV) e três saídas, sendo uma delas, S1 (AT), em AT, e as outras duas, S2 (MT) e S3 (MT), em MT (15 kV).

O sistema de transformação é constituído por dois transformadores de potência T1 e T2 respectivamente.

No que diz respeito aos barramentos da subestação, lado AT, temos dois barramentos (esquema unifilar), B1 e B2 respectivamente, sendo possível alimentar os transformadores T1 e T2 tanto por B1 como por B2 através do disjuntor de inter-barras.

Quanto ao lado MT, temos um único barramento, sendo este seccionável em B1 e B2 através do disjuntor próprio para o efeito. Existem também, no lado MT da subestação, dois conjuntos de baterias de condensadores BC1 e BC2. Os elementos designados por RN1 e RN2 são as reactâncias de neutro que fazem com que seja possível dispor de tensões simples no lado MT.

Nota: neste esquema tipo de subestação as reactâncias estão ligadas ao barramento MT uma vez que os transformadores de potência não possuem o neutro acessível (ligação estrela-triângulo Y-Δ). Se a referida ligação fosse estrela-estrela, com neutro acessível, a reactância de neutro estaria ligada entre o neutro do transformador (lado MT) e a terra.

PAINEL AT

Funções implementadas nas unidades de protecção que equipam os painéis AT das subestações da EDP:

- Uma função de protecção de distância – PD – que constitui a protecção principal de linhas de AT, já que a sua característica de funcionamento tempo-distância permite obter um tempo de funcionamento rápido e selectivo, possibilitando a detecção de defeitos entre fases e fase-terra, embora pouco resistivos (<150Ω).

Na figura que se segue, pode-se visualizar a característica de operação de uma protecção de distância.

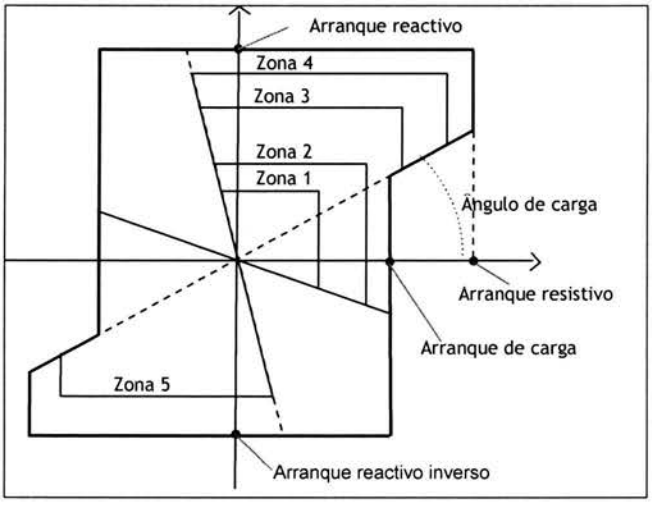


Figura 15 – Característica de operação da – PD –

A Protecção de Distância apresenta as seguintes propriedades:

- ⇨ funcionamento rápido e selectivo;
- ⇨ detecção de defeitos fase-fase e fase-terra, pouco resistivos;
- ⇨ 4 escalões de medida direccionais
- ⇨ 1 escalão de arranque (não direccional).

A seguinte figura representa a forma como num sistema de energia as protecções de distância estão coordenadas entre si de modo a obter-se uma filosofia clara de selectividade e redundância.

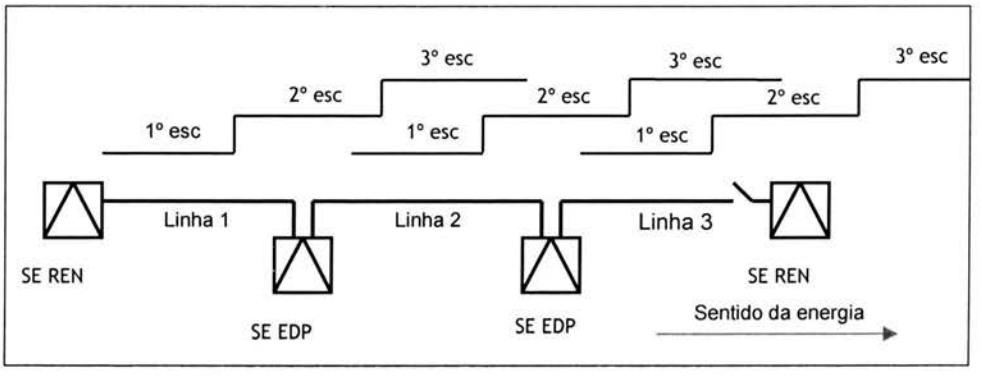


Figura 16 – Escalonamento temporal das protecções de Distância

- 1º Escalão: detecção de defeitos na linha a proteger;
- 2º e 3º Escalões : detecção de defeitos nas linhas a jusante;
- Escalão Alongado: detecção de defeitos ocorridos em toda a extensão da linha;
- Escalão de Arranque: geralmente igual ao 3º ESC, mas não direccional;

Nota: Quando um defeito é detectado pelo 1º Escalão ou pelo Escalão Alongado haverá lugar a uma religação Rápida (objectivo: extinção do defeito por religação).

- Uma função de máximo de intensidade trifásica – MI – de tempo independente, normalmente temporizada a 1.6 segundos (nos painéis que interligam com a REN é adoptada por norma a temporização de 1.9 segundos), funcionando como complemento das protecções de distância. Estas protecções detectam qualquer tipo de defeito, embora pouco resistivos.

- Uma função de protecção homopolar direccional de terras – DT – destinada a detectar defeitos fase-terra resistivos, uma vez que as protecções anteriores (distância e MI) só detectam defeitos pouco resistivos. Como para defeitos monofásicos muito resistivos a corrente de curto-circuito depende fundamentalmente da resistência de defeito, e muito pouco da sua localização, a selectividade só pode ser conseguida por escalonamento temporal. A direccionalidade destas protecções advém do facto da sua selectividade ser garantida pelo escalonamento temporal, e do carácter bidireccional alternativo da alimentação das subestações.

A seguinte figura representa a forma como num sistema de energia as protecções direccionais de terra estão coordenadas entre si de modo a obter-se uma filosofia clara de selectividade e redundância.

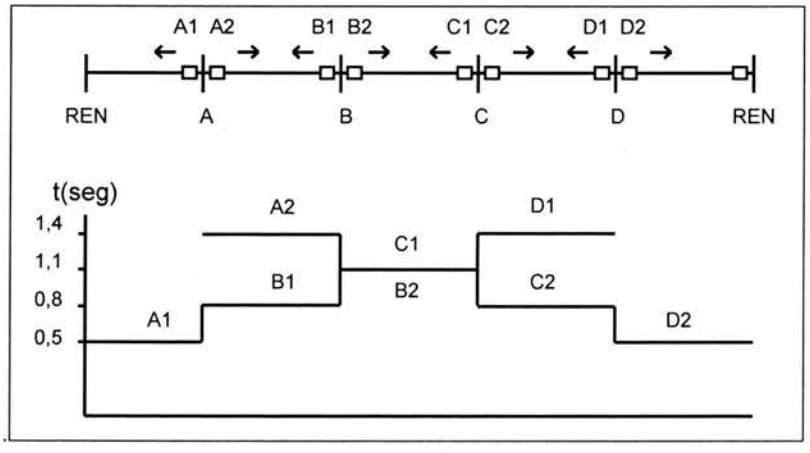


Figura 17 – Escalonamento temporal das protecções direccionais de Terra

Para que o sistema de protecção seja selectivo, tem que existir coordenação entre estas protecções e as de distância. Assim, se um defeito for detectado pelas protecções, a protecção direccional de terras deverá ter uma temporização que permita à protecção de distância a sua eliminação em 1º ou 2º escalão. Isto implica que a temporização mínima para as direccionais de corrente homopolar seja de 0.5 segundos, com escalonamento de 0.3 segundos.

- Uma função de protecção de máximo de intensidade homopolar de grande sensibilidade – PTR – que permita a realização de trabalhos em tensão. Esta protecção apenas deverá manter-se em serviço quando o painel se encontra em Regime Especial de Exploração.

O Regime Especial de Exploração – REE – destina-se a garantir determinadas condições de segurança durante a execução de trabalhos em tensão – TET – sem prejuízo da qualidade de serviço. Este regime evita assim que na sequência de um acidente por electrização de um operador, outros operadores sejam electrizados ao pretender socorrer o indivíduo.

O REE encontra-se implementado nos andares AT e MT, associado aos respectivos painéis de linha, existindo um REE no andar AT, e dois REE's no andar MT (A e B).

A realização de trabalhos em tensão nas linhas AT implica que seja possível detectar defeitos monofásicos muito resistivos (ordem dos kΩ), o que obriga à necessidade de se recorrer a este tipo de protecções, já que as protecções direccionais de terra só detectam defeitos da ordem dos 2/3 kΩ.

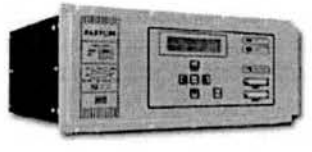
As funções de protecção anteriormente referidas são implementadas nas denominadas Unidades de Protecção de Linha – UPL. Actualmente na EDP Distribuição – Norte são usados os seguintes modelos:

- REL 511 (**), ABB;
- REL 316 (**), ABB;
- EPAC 3522 (**), Alstom;
- 7SA522, Siemens.

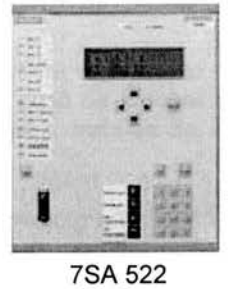
(**) Estes modelos não incluem a função PTR, sendo esta implementada numa unidade de protecção distinta própria para o efeito.

REL 316

REL 511



EPAC 3522



7SA 522

Figura 18 – Unidades de Protecção de linha – UPL – utilizadas nas Subestações da EDP

Além das funções de protecção principais, deverão ainda ser consideradas na UPL um conjunto de funções de protecção adicionais, nomeadamente:

- Disparo definitivo em ligação sobre defeito (esta função deverá garantir a abertura do disjuntor da linha, caso no momento de ligação manual do disjuntor seja detectado um defeito na linha ou no barramento AT);

- Supervisão do circuito dos TT's (de modo a que a existência de um qualquer defeito no circuito de BT dos TT's não resulte na actuação da protecção de distância, ou de qualquer outra função de protecção dependente dos valores de tensão disponibilizados pelos TT's, deverá ser prevista a capacidade de detecção desse tipo de defeitos, com o objectivo de inibir as funções de protecção anteriormente referidas);

- Detecção do condutor partido ou interrupção de fase (a detecção deste tipo de defeitos poderá ser baseada no aparecimento da componente inversa da corrente, ou em outro qualquer método que garanta a detecção eficaz da assimetria resultante deste tipo de defeitos);

- Religação trifásica (esta função deverá efectuar uma religação rápida (0.3 seg.), utilizada em associação com a função de protecção de distância);

- Localização de um defeito permanente na linha (com erro inferior a 2%).

Para além das funções de protecção, a UPL é também dotada de um conjunto de funções de análise, que permitem registar a evolução dos acontecimentos e incidentes.

- Registo de acontecimentos (esta função deverá permitir o registo cronológico associado à actuação das diversas funções desempenhadas na Unidade de Protecção de Linha AT);

- Registo de distúrbios das grandezas analógicas (esta função deverá permitir memorizar até 10 grandezas analógicas e 40 digitais; deverá possuir a facilidade de escolha dos tempos de pré e pós-defeito associados a cada registo).

Finalmente, a UPL está preparada de modo a que seja possível adoptar um esquema de comunicação para a função de protecção de distância – função de teleprotecção. O objectivo desta função de teleprotecção é o de permitir a eliminação instantânea dos defeitos localizados numa parte da linha que não esteja protegida pela zona 1.

No esquema de comunicação a adoptar entre as protecções é possível seleccionar uma das seguintes opções:

- "Blocking" (esquema do tipo bloqueio no qual, perante um defeito, se a protecção arrancar, o seu disparo fica bloqueado, excepto no caso de receber uma informação de arranque da protecção do extremo oposto da linha; trata-se de uma opção para redes de comunicação muito fiáveis);

- "Permissive" (esquema do tipo permissivo no qual, perante um defeito, se a protecção arrancar dá ordem de disparo, excepto no caso de receber uma informação de bloqueio da protecção do extremo oposto da linha; trata-se de uma opção a implementar em redes de comunicação pouco fiáveis).

Actualmente, a função de teleprotecção encontra-se em fase de implementação em algumas subestações da EDP Distribuição. Assim, problemas de selectividade que até ao momento eram impossíveis de solucionar deixam de existir.

Regimes de funcionamento

Regime de exploração normal:

- Protecção de distância com alongamento do 1º escalão e religação em serviço;
- Protecção de máximo de intensidade e direccional de terras temporizadas;
- Protecção de terras resistentes bloqueada.

Regime especial de exploração:

- Protecção de distância com alongamento do 1º escalão, mas sem religação;
- Protecção de máximo de intensidade e direccional de terras com actuação instantânea;
- Protecção de terras resistentes com actuação instantânea;
- Fecho manual do disjuntor bloqueia MI, PTR e direccional de terras durante 1 segundo.

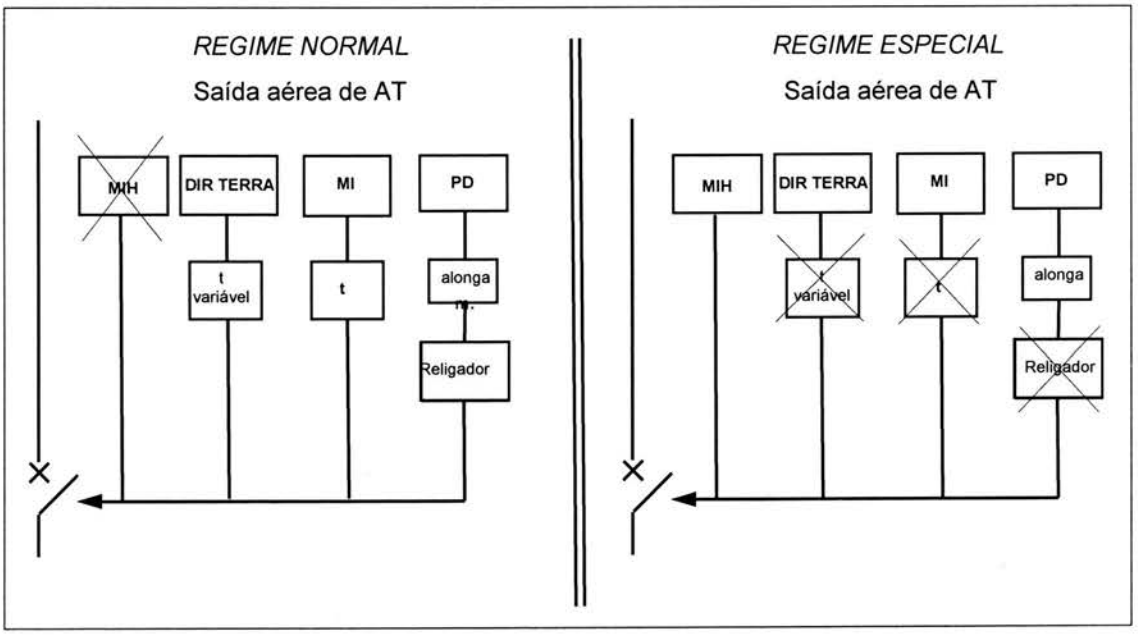


Figura 19 – Regime Especial de Exploração – Painel AT

Comutador de transferência de protecções

- Em serviço normal, todas as protecções estão associadas ao disjuntor de linha.
- Em trabalhos de manutenção do disjuntor colocam-se duas situações:
  1) Todas as protecções são transferidas para o disjuntor de inter-barras, no caso deste existir;
  2) Se não existir disjuntor de inter-barras, por razões de segurança relacionadas com os trabalhos de manutenção do disjuntor, as funções de protecção deverão ser bloqueadas quando o seccionador de isolamento estiver aberto e o de by-pass fechado.

Sempre que haja interligada uma Unidade Independente de Produção de energia num painel AT da subestação, deve ser previsto um sistema de verificação de sincronismo. Este sistema compara as tensões, frequências e desfasamentos das duas redes associadas a cada um dos lados do disjuntor, em situações de ordens de fecho deste, como resultado de uma religação rápida, de um comando manual local ou via telecomando.

O Painel de Linha AT pode ser representado pelo seguinte esquema unifilar:

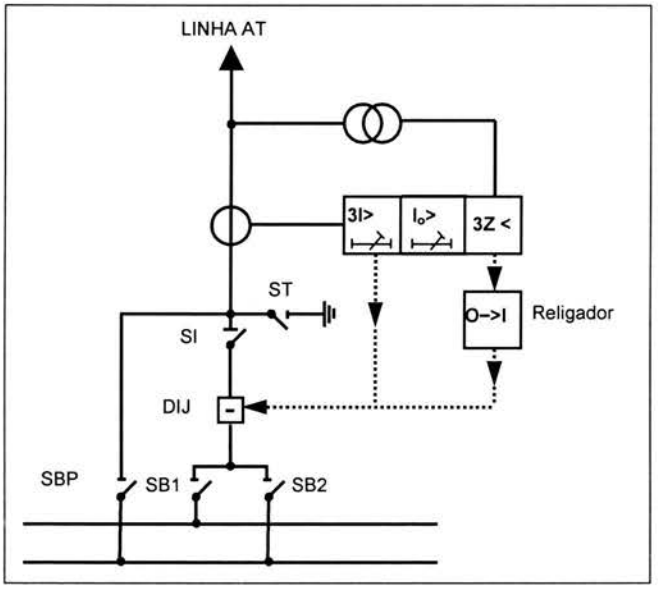


Figura 20 – Painel de Linha AT

Tabela 2 – Painel de Linha AT: Protecções e Automatismos

Orgãos de Manobra	Orgãos de Medida	Protecções	Automatismos
1 Seccionador de Isolamento SI (motorizado) 1 Disjuntor – DIJ 2 Seccionadores de barras SB1/SB2 (motorizados) 1 Seccionador By-Pass – SBP 1 Seccionador de terras – ST	3 Transformadores de Tensão – TT 3 Transformadores de Intensidade	Distância Máxima Intensidade Direccional de Terras (MIHD) PTR (Só em REE)	Religação Rápida Sincronização (SYNCHROCHECK)
Regimes de Funcionamento	Local/Distância	Manual/Automático	Normal/Especial

As Protecções referidas na tabela anterior estão implementadas nas denominadas "Unidades de Protecção de Linha – UPL" Estas, têm como principal função, assegurar a protecção da linha de Saída AT representada na figura anterior contra todos os tipos de defeitos que possam surgir na mesma.

BARRAS AT

As funções implementadas nas unidades de protecção que equipam os Painéis de Barras AT das subestações da EDP distribuição são:

- Uma <u>função de protecção de mínimo de frequência</u>, com actuação instantânea e que previne possíveis incidentes nas redes de Produção e Transporte (ruptura do equilíbrio produção-consumo).

  Por norma existem 2 escalões de mínimo de frequência:

  - 49 Hz
  - 48,5 Hz

  A esta protecção está associado um automatismo de deslastre/relastre de frequência. Este conjunto deslastra selectivamente a carga MT quando a frequência baixa, repondo-a em serviço quando as condições se normalizarem, após uma ordem voluntária dada a partir do Centro de Comando.

  A função de automatismo de deslastre/relastre de frequência é executada pelo Autómato de Subestação – URTA (Unidade Remota de Teleacção e Automatismos).

- Uma <u>função de protecção de mínimo de tensão</u> que detecta o abaixamento/desaparecimento da tensão no barramento AT (nota: utilização de um relé auxiliar de tensão alternada ou então uma protecção de mínimo de tensão, regulada para 85% Un).

  Esta protecção desencadeia o automatismo de deslastre/relastre de mínimo de tensão, o qual após uma temporização definida (habitualmente, 1 segundo), desliga os painéis de linha AT, configurados como painéis de saída, e os TP's, repondo-os em serviço quando a tensão reaparece (nota: o deslastre de tensão não poderá abrir uma linha de entrada AT, pois nesse caso a tensão não reaparecerá no barramento AT quando o serviço for reposto na rede a montante).

  A função de automatismo de deslastre/relastre de tensão AT é executada pela URTA, tendo por finalidade evitar sobrecargas que surgem quando é reposto o serviço na rede a montante.

O Painel de Barras AT pode ser representado pelo seguinte esquema unifilar:

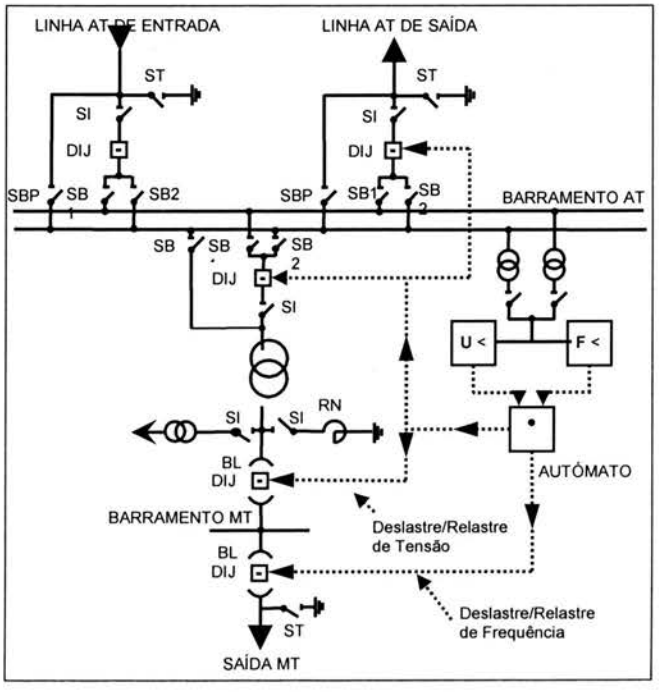


Figura 21 – Painel de barramento AT

Tabela 3 – Painel de Barramento AT: Protecções e Automatismos

Orgãos de Medida	Protecções	Automatismos
3 Transformadores de tensão – TT (por barramento)	Protecção de mínimo de frequência (2 escalões, 49 e 48.5 Hz)	Deslastre por mínimo de frequência
	Protecção de mínimo de tensão	Deslastre por mínimo de tensão AT

TRANSFORMADOR AT/MT

As funções implementadas nas unidades de protecção que equipam os painéis de Transformador AT/MT das subestações da EDP distribuição são:

Andar AT

- Uma função de protecção MI trifásica, de tempo independente, normalmente temporizada a 1 segundo e regulada para 1.6×In (Transformador de Potência, Andar AT).

- Uma função de protecção diferencial, destinada a reduzir ao mínimo as consequências nefastas de uma avaria, ou defeito interno do transformador de potência, uma vez que este é um equipamento de preço bastante elevado.

  Esta função deverá detectar rapidamente uma situação de defeito na zona protegida, a partir da comparação das correntes dos dois lados do transformador. A sua actuação provoca o disparo instantâneo do transformador de potência.

  Na função protecção de diferencial é possível efectuar a correcção interna da amplitude e da fase dos valores a comparar (não deverá ser necessário recorrer a transformadores de corrente intermediários, para qualquer um dos lados AT e MT do transformador).

  A característica de disparo da função protecção diferencial deverá permitir uma elevada estabilidade a defeitos externos ao transformador de potência e à saturação dos TI's.

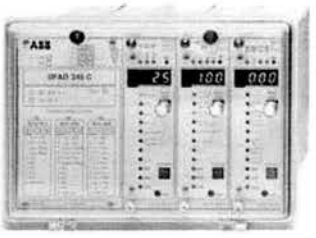
  Deverá ainda prever o bloqueio desta função durante a ligação do transformador de potência (harmónica 2) ou em situação de sobreexcitação (harmónica 5), assim como a sua inibição às correntes homopolares de defeito (através da eliminação da componente homopolar nas correntes de fase).

  Nota: Por vezes, em substituição da protecção diferencial utiliza-se uma protecção de cuba, que detecta falhas no isolamento do transformador, provocando também o seu disparo instantâneo.

Estas duas funções de protecção (MI e diferencial) são implementadas na Unidade de Protecção do Transformador – UPT. Actualmente nas subestações da EDP Distribuição – Norte utilizam-se os modelos que a seguir se indicam:

- RET 316 e SPAD 346, da ABB;
- DTP, da GE.
- MICOM P631, da ALSTOM
- 7UT 612, da SIEMENS

RET 316



SPAD 346

MICOM P631

DTP

7UT 612

Figura 22 – Unidades de Protecção de Transformador – UPT- utilizadas nas SE da EDP

- Existem ainda as seguintes protecções próprias do transformador de potência:

  - uma protecção de Buchholz, que detecta gases gerados quando ocorrem defeitos internos de isolamento, tendo um nível de alarme e outro de disparo;
  - uma função de protecção contra sobrecargas, baseada na implementação das seguintes protecções, ambas com um patamar de alarme e outro de disparo:
    - protecção de temperatura de óleo;
    - protecção de temperatura do enrolamento do transformador – imagem térmica;
  - uma protecção de sobrepressão;
  - uma protecção de detecção da falha dos ventiladores (SE's móveis);
  - uma protecção do comutador em carga, baseada no uso de um relé do tipo Buchholz.

O relé de Buchholz é uma combinação do relé de pressão e do relé de gás. Tem como função proteger os transformadores de defeito internos. É constituído por duas bóias que estão montadas no interior da câmara colectora de gás.

Quando se dá actuação da bóia superior temos o patamar de alarme (defeito internos, por exemplo defeito falha de isolamento), já a actuação da bóia inferior corresponde ao patamar de disparo (por exemplo devido a curto-circuito entre espiras).

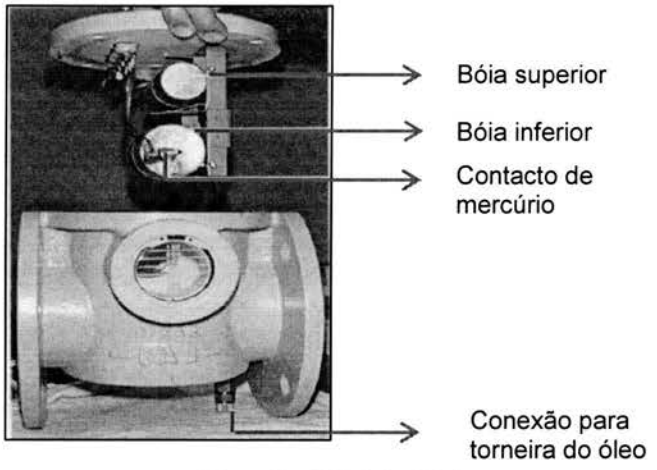


Figura 23 – Relé de buchholz

Tabela 4 – Painel de Transformador de potência – Andar AT: Protecções e Automatismos

Orgãos de Manobra	Orgãos de Medida	Protecções
1 Seccionador de Isolamento **SI** (motorizado) 1 Disjuntor – **DIJ** 2 Seccionadores de barras -**SB1/SB2** (motorizados) 1 Seccionador By-Pass – SBP	3 Transformadores de Intensidade	Máxima Intensidade Diferencial Imagem Térmica Buchholz Sobrepressão Temperatura do óleo Comutador em carga Falha de ventiladores (SE's Móveis) (MIHD) PTR (Só em REE)
Regimes de Funcionamento	Local/Distância	Manual/Automático

Andar MT

- Uma função de protecção MI trifásica, de tempo independente, normalmente temporizada a 1 segundo e regulada para 1.4×In (Transformador de potência, Andar MT).

Tabela 5 - Painel de Transformador de potência – Andar MT: Protecções e Automatismos

Orgãos de Manobra	Orgãos de Medida	Protecções	Automatismos
1 Disjuntor – **DIJ** (c/ bloco extraível)	3 Transformadores de Intensidade	Máxima Intensidade	Regulação de Tensão
Regimes de Funcionamento	Local/Distância	Manual/Automático	

Modo de funcionamento

Regime de exploração normal:

- todas as ordens de disparo actuam sobre os disjuntores de AT e MT do TP, com excepção das originadas na função MI de MT (apenas dispara o disjuntor de MT do TP);
- ordens de disparo do TP dadas pelas suas protecções próprias (diferencial, Buchholz, temperatura) provocam o bloqueio das ordens de fecho para esses disjuntores, devido à eventual gravidade do defeito em causa.

Transferência de protecções / Protecções bloqueadas:

As ordens de disparo para o disjuntor AT do TP devem, quando o seccionador de isolamento estiver aberto e o de by-pass fechado:

- ser bloqueadas, se não existir disjuntor de inter-barras AT;
- ser transferidas para o disjuntor de inter-barras AT, se este existir.

Os Painéis de transformador AT/MT estão representados no seguinte esquema unifilar

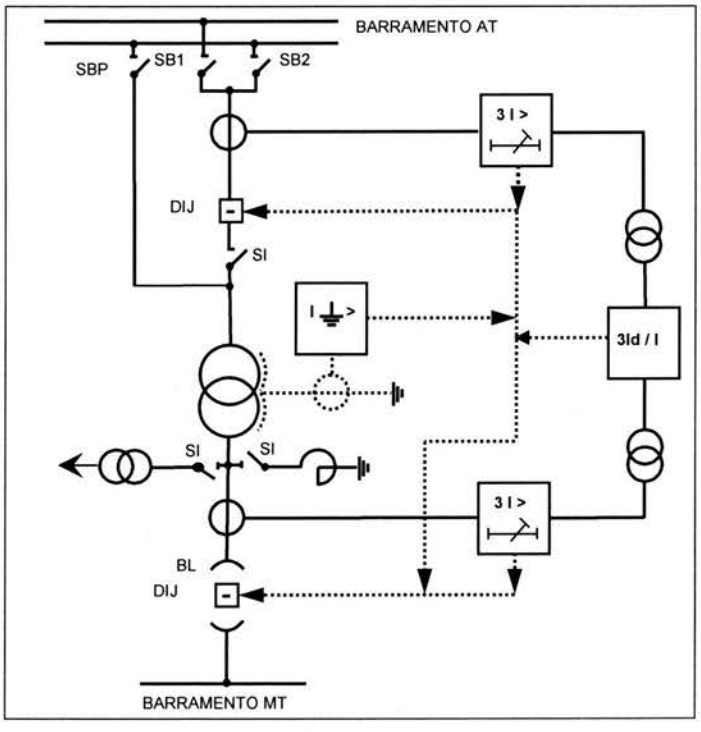


Figura 24 – Painel de Transformador AT/MT

BARRAS MT

- Funções de protecção de mínimo e máximo de tensão, que detectem situações de abaixamento e elevação anormal de tensão de barras MT. Desta forma, limita-se os valores assumidos pela tensão, garantindo assim a necessária qualidade de serviço.

  A protecção de máximo de tensão está normalmente regulada para 115% Un, originando o disparo instantâneo da bateria de condensadores e o disparo dos disjuntores dos dois lados dos transformadores de potência, se ao fim de uma dada temporização (normalmente, 3 segundos) a protecção se mantiver actuada.

Nas SE's mais recentes existe um 2º patamar de máximo de tensão (normalmente regulado para 110% Un), que origina o deslastre dos painéis MT (linhas e Bateria de condensadores), mantendo-se o disparo dos TP's a 115% Un – 3 s.

Quanto à protecção de mínimo de tensão (regulada para 85% de Un,), esta desencadeará o automatismo de deslastre de mínimo de tensão, em que após uma certa temporização (habitualmente, 1.5 segundos) as cargas MT são colocadas fora de serviço. Em alguns casos as BC estão incluídas no programa de deslastre, em outros casos o seu disparo é dado directamente pela protecção de mínimo de tensão (tipicamente, 5 segundos).

Quando a tensão reaparece, e após uma certa temporização (5 segundos), as cargas são relastradas.

Tabela 6 – Painel de Barras MT: Protecções e Automatismos

Órgãos de Medida	Protecções	Automatismos
3 Transformadores de Tensão – TT	Mínimo de tensão	Deslastre por mínimo de tensão MT
	Máximo de tensão	Deslastre por máximo de tensão MT

REACTÂNCIA DE NEUTRO / T.S.A.

- Uma função de protecção de máxima Intensidade Homopolar – MIH, também denominada por homopolar de barras – PHB – de tempo independente, temporizada a 1 segundo:
  - detecta defeitos fase-terra pouco resistivos localizados no barramento de MT;
  - serve como backup das funções de protecção idênticas instaladas nos painéis das linhas de MT; esta protecção não deverá actuar antes da MIH de algum dos painéis MT, o que será garantido usando a regulação de "1.3×máxima regulação das MIH das diversas linhas MT".
  - a sua actuação origina a colocação fora de serviço dos transformadores ligados ao barramento no qual se detectou o defeito.
- Uma função de detecção de terras resistentes – DTR – ao qual está associado as seguintes funcionalidades:
  - eliminar defeitos monofásicos muito resistivos (15.46 kΩ) no barramento MT, encontrando-se portanto regulado para 0.56 A;
  - servir como backup das PTR's das saídas de MT;
  - tem ainda a função de fornecer os sinais necessários ao funcionamento das linhas MT, em regime especial de exploração, ou seja:
    - sinal temporizado a 1.5 segundos (REEA);
    - sinal de arranque (REEB);
  - associado a esta protecção está um relé (relé de terras), que dará ordem de disparo aos disjuntores de MT e AT dos transformadores ligados ao barramento em que se detectou o defeito:
    - temporização: 3 minutos;
    - só actua no caso de defeito à terra no barramento MT, não eliminado pela MIH de barras, ou no caso de inoperância da PTR da linha em que se encontrou o defeito.

Quando o disjuntor de inter-barras está fechado:

- deve-se retirar de serviço uma das reactâncias de neutro, caso contrário:
  - limitação da corrente de defeito (I_{def}) passa para o dobro (se o defeito for franco);
  - DTR´s e MIH's de barras detectam o dobro da resistência de defeito, pois I_{def} divide-se pelos 2 neutros (se o defeito for resistivo);
- um dos DTR é automaticamente colocado fora de serviço, nomeadamente o que estiver associado à reactância de neutro que foi aberta.

Actualmente estes requisitos são satisfeitos com a deslocação de uma equipa de manobras ao local, sendo uma solução à qual estão associadas desvantagens óbvias, quer no que concerne à realização das deslocações, quer em matéria de segurança, uma vez que a retirada de serviço de uma reactância implica muitas vezes a manobra de seccionadores em tensão.

Este problema é ultrapassado através da instalação de reactâncias de neutro em painéis MT equipados com disjuntores, de forma a tornar possível o telecomando da aparelhagem de corte do painel da reactância de neutro. Além disso, o nível de qualidade de serviço não é comprometido caso exista uma avaria no T.S.A./Reactância de Neutro, uma vez que neste caso apenas dispara o disjuntor do respectivo painel (caso contrário ocorreria o disparo do (s) T.P. (s)).

Nas subestações que não dispõem de PTR's, a eliminação de defeitos à terra é efectuada pela função de pesquisa de terras, sendo esta desencadeada pelo DTR ao fim de 5 segundos.

Uma função de protecção de máximo de intensidade trifásica – MI – com funcionamento por tempo independente, temporizada a 0.5 segundos (no caso do T.S.A./Reactância de Neutro estar instalado num painel MT equipado com disjuntor).

Ao transformador dos serviços auxiliares e à reactância de neutro estão associadas as seguintes protecções próprias:

- protecção de Buchholz;
- protecção de temperatura.

Quando uma subestação não pode ser explorada com neutro à terra, por indisponibilidade da reactância, a subestação passa a ser explorada com o neutro isolado. Neste caso, são colocadas fora de serviço as PTR's das saídas de MT que estão ligadas ao semi-barramento a ser explorado com o neutro isolado.

A detecção de defeitos à terra passa a ser efectuada através de uma função de protecção de tensão homopolar (Uo). Os defeitos são eliminados através de uma pesquisa de terras resistentes, baseada na análise da tensão Uo que o DTR passa a fazer, e que é disponibilizada por um gerador de tensão homopolar – GTH. Esta situação só se verifica nas subestações com a função de pesquisa de terras em serviço.

Nas subestações equipadas com PTR´s (função de pesquisa de terras fora de serviço ou inexistente, como é o caso das subestações numéricas), numa situação de exploração com o neutro isolado, a detecção de defeitos à terra é efectuada ao nível do barramento MT pelo DTR (em modo de tensões homopolares), sendo os defeitos eliminados ao fim de 3 minutos através do disparo do (s) TP (s).

Os Painéis Barras MT e Reactância de Neutro estão representados no seguinte esquema unifilar:

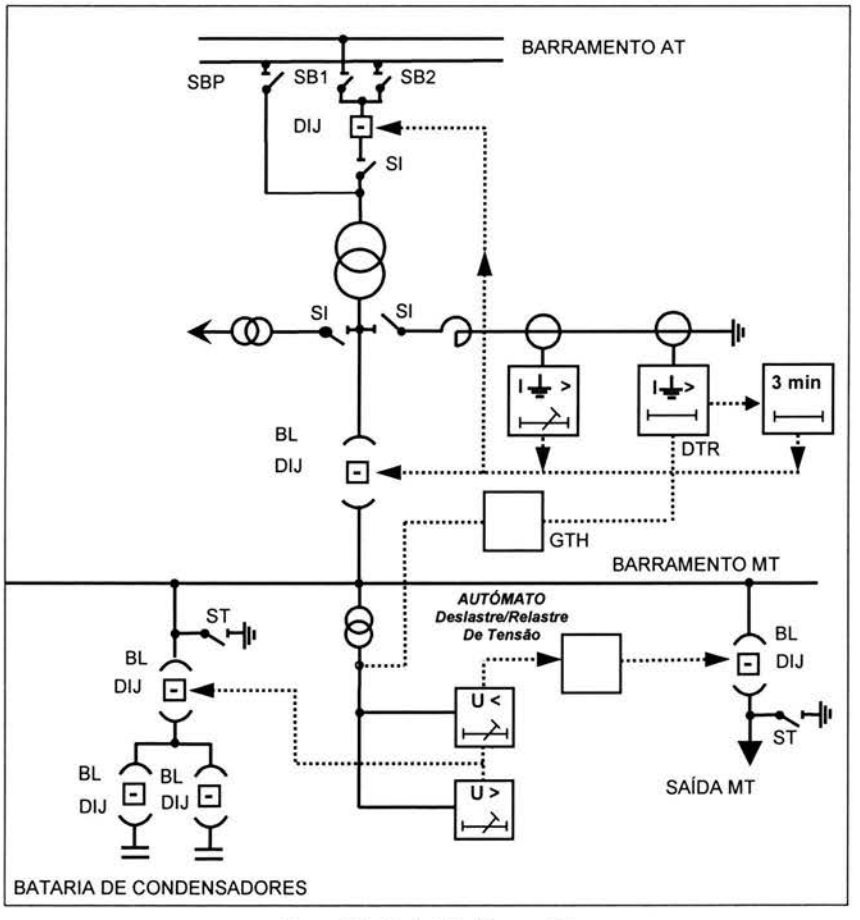


Figura 25 – Painel de Barras MT

Tabela 7 – Painéis do Barramento MT e Reactância de Neutro / T.S.A. Protecções e Automatismos

Orgãos de Manobra	Orgãos de Medida	Protecções
1 Seccionador de Isolamento **TSA**	3 Transformadores de Intensidade - **TI**	Buchholz (TSA/RN)
1 Seccionador de Isolamento **RN**		Temperatura (TSA/RN)
1 Disjuntor TSA + RN	Toro do PHB (MIH)	Máxima Intensidade (TSA/RN)
	Toro do DTR	Homopolar de Barras (PHB)
		Detector de Terras Resistentes (DTR)
		Gerador de Tensões homopolares (GTH)

BATERIA DE CONDENSADORES

Uma função de protecção de desequilíbrio por escalão, que detecta situações de defeito interno das baterias (por. ex.: danificação dum elemento). Esta protecção é do tipo homopolar e a ela está associada uma regulação de tempo de alarme e uma regulação de tempo de disparo (normalmente definidos pelo fabricante):

- nível de alarme: regulado para 1.2 A e 5 segundos – corresponde à danificação de um elemento;
- nível de disparo: regulado para 1.8 A e 0.1 segundos – corresponde à danificação de dois elementos.

Uma função de protecção de MI em duas das fases e uma MIH, de tempo independente, ou, em alternativa, três protecções de MI de tempo independente, para proteger a bateria contra curto-circuitos, temporizadas a 0.5 segundos.

Uma função de comando dos escalões das baterias de condensadores, efectuada pelo autómato de subestação, de acordo com um horário pré-estabelecido, determinado a partir da análise dos trânsitos de energia reactiva, registados pela contagem nas subestações.

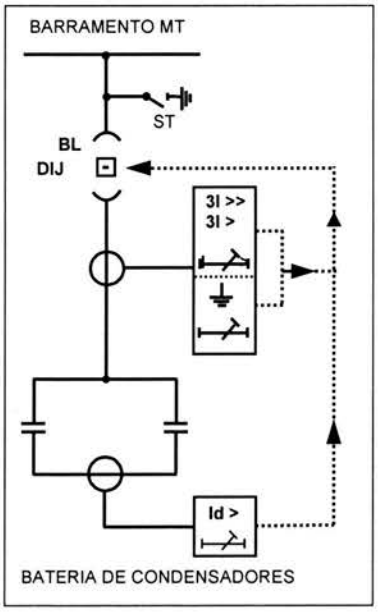


Figura 26 – Painel da bateria de condensadores

Tabela 8 – Painel da Bateria de Condensadores: Protecções e Automatismos

Orgãos de Manobra	Orgãos de Medida	Protecções	Automatismos
1 Disjuntor – **DIJ** (C/b bloco extraível) 1 Seccionador de terras - **ST** 1 Disjuntor – **DIJ** (C/ bloco extraível) (por escalão)	3 Transformadores de Intensidade – **TI** 1 Transformador de Intensidade – **TI** de desequilíbrio (por escalão)	Máxima Intensidade Máxima Intensidade Homopolar Desequilíbrio (por escalão)	Controlo Horário Comando Varimétrico (actualmente não se encontra implementado)
Regimes de Funcionamento	Local/Distância	Manual/Automático	----------

PAINEL MT

Saída MT – Linha aérea ou mista

- Uma função de protecção de máximo de intensidade – MI – de funcionamento por tempo independente, Trifásica, regulada da seguinte forma com vista a detecção de defeitos entre fases:
  - depende da carga do respectivo painel, sendo normalmente 1.3×In (TI);
  - t> é da ordem dos 0.5 segundos.

- Uma função de protecção de máximo de intensidade homopolar – MIH – igualmente de tempo independente, destinada por sua vez à detecção de defeitos à terra:
  - Io> é superior à Icap da respectiva linha, normalmente 1.3×Icap;
  - t> é da ordem dos 0.5 segundos.

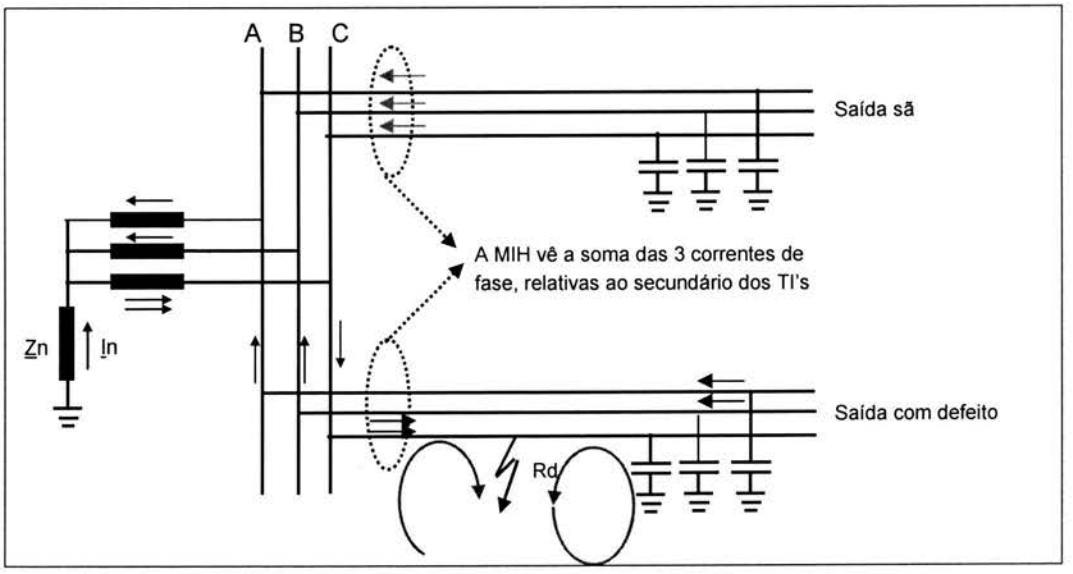


Figura 27 – Princípio de funcionamento da protecção MIH

A filosofia de regulação das protecções de MIH das saídas MT baseia-se no seguinte:

- MIH colocada num painel são: perante um defeito num outro painel, a MIH colocada no painel são será percorrida pela Icap da respectiva linha, não devendo actuar face a este valor de corrente, uma vez que está regulada para 1.3×Icap;

- MIH colocada num painel com defeito: neste caso, a MIH colocada no painel no qual surgiu o defeito é percorrida pela corrente I=In+Icap, sendo In=E/Zn. Consequentemente a protecção irá actuar, uma vez que a corrente I é superior ao valor da sua regulação (1.3×Icap).

- Uma função de protecção de terras resistentes – PTR – sendo esta uma protecção homopolar de alta sensibilidade, destinada a eliminar defeitos fase-terra de elevada resistência (12.5 kΩ), que ocorrem com frequência neste tipo de saídas.

  Esta protecção dispõe de uma curva de funcionamento do tipo tempo muito inverso, o que garante a selectividade da saída em defeito com as outras saídas MT, percorridas nessa ocasião por correntes homopolares capacitivas.

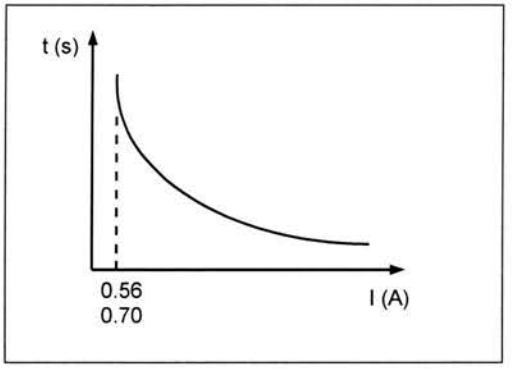


Figura 28 – Curva de funcionamento da PTR

A introdução progressiva de PTR's teve como consequência o abandono da tradicional função da pesquisa de terras, tendo este facto a vantagem de uma melhor qualidade de serviço, já que deixaram de existir interrupções do fornecimento de energia provocadas pela pesquisa.

O arranque das funções de protecção de MI e MIH deverá dar início à função de religação, estando normalmente definidos um ciclo de religação rápida e outro lento com duração de 0.3 e 15 segundos, respectivamente. Caso a linha esteja equipada com interruptores aéreos de religação – IAR – haverá um 2º ciclo de religação lenta.

A PTR permite ainda a opção de execução de religações para defeitos de intensidade igual ou superior a 15 A.

Se numa dada saída de MT existir uma Unidade Independente de Produção de energia, esta saída poderá ser dotada de um sistema de detecção de presença de tensão, a ser custeado pelo próprio produtor independente. Este sistema, como o próprio nome indica, deve efectuar a verificação da presença de tensão na saída, em situações de ordem de fecho do disjuntor, quer em resultado de religação rápida, quer por comando local ou telecomando, impedindo o fecho do disjuntor se existir tensão na respectiva saída.

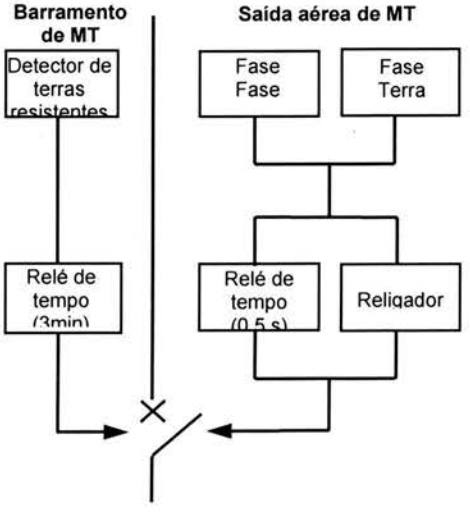
Regimes de funcionamento – Painel MT

Regime Normal

Regime de exploração normal:

Todas as funções de protecção temporizadas;

Função de religação em serviço.



Regime A

Regime especial de exploração A:

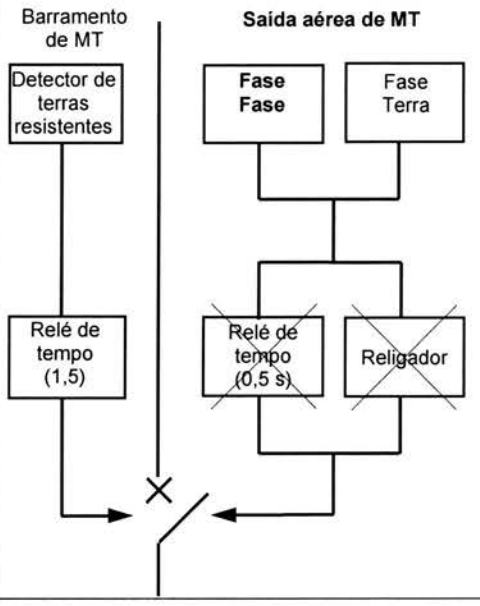
Função MI e MIH de actuação instantânea;

Função PTR bloqueada;

Função de religação bloqueada;

Defeitos à terra eliminados ao fim de 1.5 segundos pelo DTR das barras;

Fecho manual do disjuntor deverá bloquear o funcionamento da função MI e MIH durante 1 segundo.



Regime B

Regime especial de exploração B (*):

Função de MI de actuação instantânea;

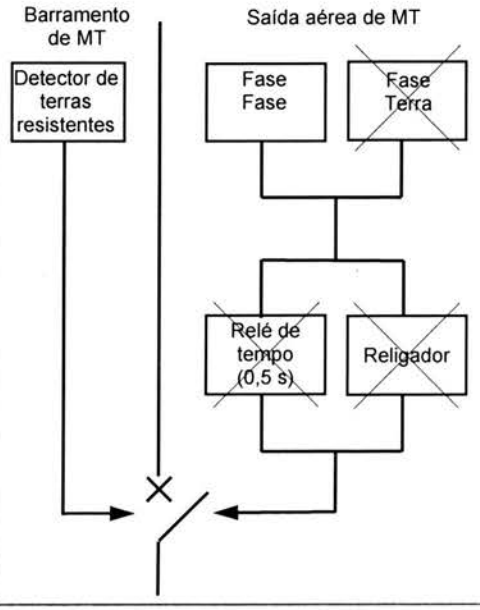
Função PTR e MIH bloqueadas;

Função de religação bloqueada;

Defeitos à terra eliminados instantaneamente pelo DTR das barras;

Fecho manual do disjuntor deverá bloquear o funcionamento da função MI durante 1 segundo.

(*) O regime especial de exploração B resulta da possibilidade de execução de trabalhos em tensão – TET – que impliquem o fecho ou abertura de malhas, resultantes da ligação entre duas saídas MT da mesma subestação, ou de subestações distintas.



O Painel da saída MT pode ser representado pelo seguinte esquema unifilar:

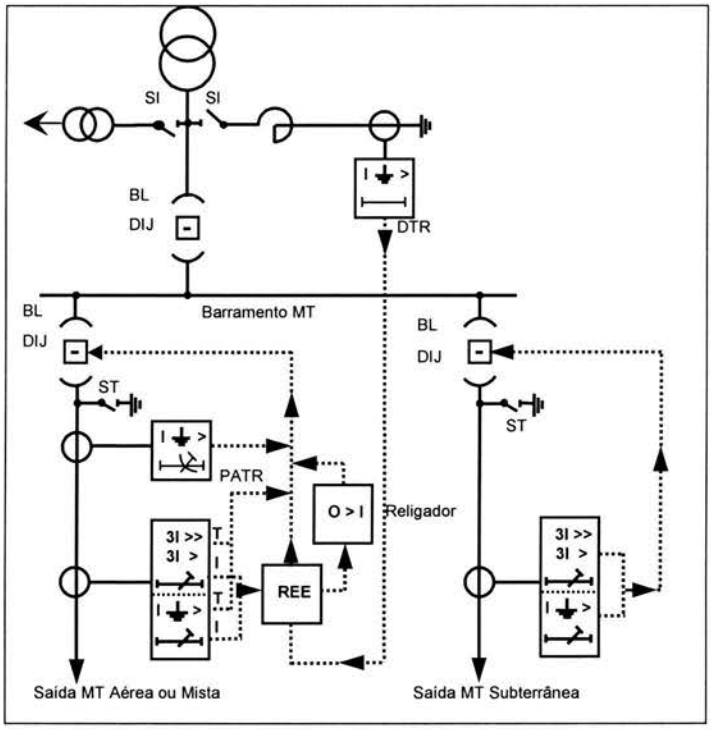


Figura 29 – Painéis de saídas MT

Tabela 9 – Painéis de saídas MT: Protecções e Automatismos

Órgãos de Manobra	Órgãos de Medida	Protecções	Automatismos
1 Disjuntor – **DIJ** (C/b bloco extraível) 1 Seccionador de terras - **ST**	3 Transformadores de Intensidade – **TI**	Máxima Intensidade Máxima Intensidade Homopolar Protecção de Terras Resistentes	Religação Rápida e Lenta
Regimes de Funcionamento	Local/Distância	Manual/Automático	Normal/Especial

Saída MT – Subterrânea

- Uma função de protecção MI, trifásica, de tempo independente.
- Uma função de protecção MIH, também de tempo independente.

A função de religação não se justifica neste tipo de saídas, na medida em que os defeitos que surgem nas redes subterrâneas são de carácter permanente.

Em regime de exploração normal, este caracteriza-se por todas as funções de protecção serem temporizadas (não está previsto o REEA e REEB nas saídas subterrâneas).

8 - Valor Resistência máxima detectável – Rmáx

De seguida será determinado o valor de resistência máxima – Rmáx detectável pelas protecções: Máxima Intensidade Homopolar – MIH –, Protecção de Distância - PD e Direccional de Terras num exemplo prático. Este estudo terá como base, as linhas que pertencem à rede aérea representada na figura seguinte. A linha L1 interliga as subestações SE1 e SE2, a L3 interliga SE2 e SE3 e por último através da linha L4 a possibilidade de interligação de SE3 e SE4.

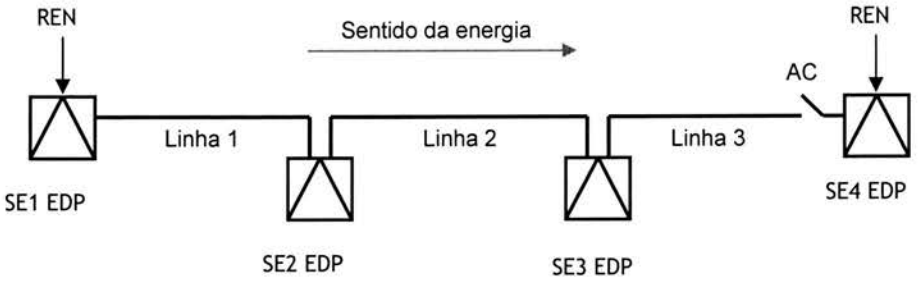


Figura 30 – Rede Eléctrica

A rede eléctrica representada (fig. 21) possui pontos receptores de energia, um em SE1 outro em SE4. Essa rede, é operada em – Anel Aberto (Imposto pelo aparelho de corte AC). Convém dizer que, a estrutura de operação da rede não é fixa, ou seja, no caso da ocorrência de um defeito de carácter permanente na linha L1, esta será isolada passando a subestação SE3 a ser alimentada pela subestação SE4. Análises semelhantes à anterior poderão ser feitas.

Os parâmetros necessários ao cálculo da resistência máxima detectável -Rmáx pelas protecções Máxima Intensidade Homopolar – MIH –, Protecção de Distância – PD – e Protecção Direccional de Terras – DT – estão indicados na tabela seguinte. Estas protecções estão implementadas na Unidade de Protecção de Linha – UPL, que está instalada em cada subestação.

Tabela 10 – Órgãos de medida TT's e TI's e dados das linhas

Linhas	TT (V/V)	TI (A/A)	Imax(A)	L(Km)	Rd(Ω)	Xd(Ω)	Ro(Ω)	Xo(Ω)
L1	60000/110	1200/5	1200	5,235	0,288	0,970	1,309	5,863
L2	60000/110	600/5	514	1,288	0,184	0,506	0,380	1,363
L3	60000/100	800/1	400	7,276	1,513	2,88	2,652	8,667

TT relação de transformação do transformador de tensão
TI relação de transformação do transformador de corrente
Imax Corrente máxima previsível na linha em regime normal
L comprimento da linha
Rd resistência directa
Xd reactância directa
Ro resistência Homopolar
Ro reactância Homopolar

Cálculo da resistência máxima detectável pelas funções de protecções referidas anteriormente:

Protecção de Máximo de Intensidade – MIH

Nas linhas AT, o valor da resistência de defeito é dada por:

$$R = \frac{Un}{\sqrt{3}Icc1} = \frac{60000}{\sqrt{3}Icc1}\ \Omega \qquad [1]$$

R, resistência de defeito (Ω)
Un, tensão nominal da rede (V)
Icc1, Corrente de curto-circuito monofásico (A)

As protecções de MI estão normalmente reguladas para 1,3 vezes a corrente nominal do transformador de intensidade TI (valor primário), a corrente de curto-circuito monofásico detectável nesta linha é:

$$I_{cc1} \geq 1{,}3I_n = 1{,}3 \times 1200 = 1560\ \text{A} \qquad [2]$$

Substituindo este valor em [1], vem

$$R \leq \frac{60000}{\sqrt{3} \times 1560} \cong 22{,}2\ \Omega \qquad [3]$$

Conclui-se então que o valor da resistência máxima de defeito detectável na linha L1 com protecções de MIH é aproximadamente 22,2Ω.

Nota: sabendo o valor da corrente nominal primária dos TI's que equipam os painéis AT das subestações é possível determinar a resistência máxima detectável pelas protecções de MIH

Protecção de Distância – PD

Para um defeito poder ser detectado por uma protecção tem de se verificar a seguinte relação:

$$Z \leq ZA \qquad [4]$$

Z, módulo da impedância de defeito;
ZA, módulo da impedância de arranque a regular na protecção

Assumindo que a Unidade de Protecção de Linha –UPL é do fabricante ABB, a característica de arranque da PD é determinada com base em defeitos bifásicos. A impedância de um defeito monofásico, devido ao princípio de medida utilizado, aparece no plano de impedâncias sob a seguinte forma:

$$\underline{Z} = \frac{R}{1 + k_o} + jX_{dl}\,, \qquad [5]$$

k_o, factor de terra da linha;

$$k_o = \frac{1}{3}\left(\frac{X_{ol}}{X_{dl}} - 1\right)$$ Xdl, Xol, reactâncias directa e homopolar da linha até ao local do defeito (Ω/Km)

Da expressão de ko, obtém-se o valor de ko

$$k_o = 1{,}6$$

Das expressões 4 e 5 deriva-se

$$R \leq (1 + k_o)\sqrt{ZA^2 - X_{dl}{}^2}\,, \qquad [6]$$

Sendo assim, para cada troço protegido a resistência máxima detectável é dada por:

$$R_{\max} = (1 + k_o)\sqrt{ZA^2 - X_{dl}{}^2} \qquad [7]$$

A partir desta última expressão, pode-se determinar a característica de arranque para defeitos monofásicos. A sua forma e o valor da resistência máxima detectável dependem da característica de arranque da protecção, podendo esta ter a forma elíptica ou poligonal. As Unidades de Protecção utilizadas nas Subestações da EDP distribuição só possuem característica de arranque da forma poligonal, por isso, neste estudo só será abordado esse tipo de característica

Característica Poligonal:

Quando a característica de arranque é poligonal, a característica de arranque para defeitos monofásicos tem a mesma forma, porém ampliada na horizontal. Na figura abaixo pode visualizar-se que a resistência detectável varia por zonas, tanto no caso de defeitos monofásicos, como bifásicos, sendo constante em cada zona. Os segmentos de recta Z1 e Z2 constantes da figura 31 ilustram essa propriedade (resistência constante em cada Zona), relativamente à característica de arranque monofásico

As características de arranque tipo, relativamente a defeitos bifásicos e monofásicos estão desenhadas na seguinte figura.

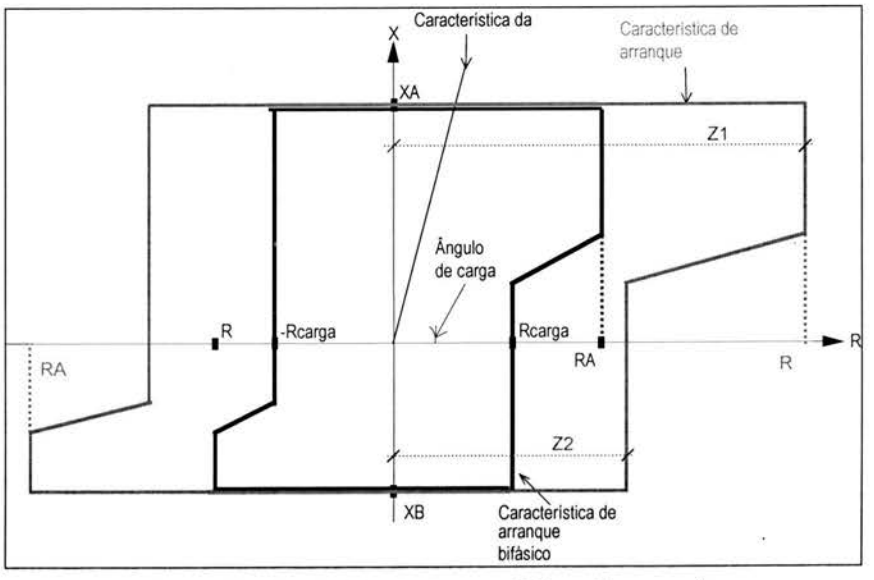


Figura 31 – Característica de Arranque Poligonal (caso geral)

RA, resistência de arranque no sentido da linha;
RB, resistência de arranque no sentido do barramento;
XA, reactância de arranque no sentido da linha;
XB, reactância de arranque no sentido do Barramento;

Os Valores de RA e de RB são limitados pela carga ou pela coordenação com as protecções a jusante (menor destes valores), ao passo que Rcarga depende da carga. Na prática, o valor da máxima resistência de defeito detectável com estes tipos de protecções é da mesma ordem de grandeza que os obtidos com as protecções com as características de arranque circular.

As protecções com característica de arranque poligonal apresentam a grande vantagem de a resistência de defeito detectável ser praticamente constante ao longo do troço protegido, o que não acontece com as de característica circular, em que essa resistência varia ao longo do troço, sendo máxima junto ao barramento e nula na extremidade de troço.

A função protecção de distância que está implementada na Unidade de Protecção de Linha que protege a linha L1 possui as seguintes características de arranque relativamente a defeitos monofásicos e trifásicos.

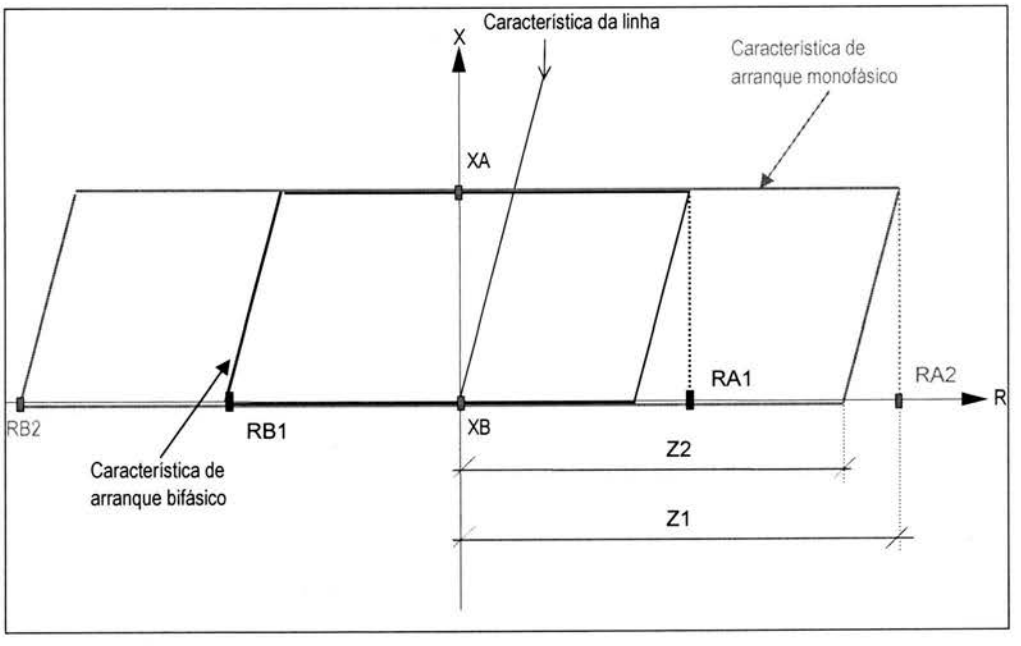


Figura 32 – Características definidas para Protecção de Distância (Linha L1)

O Valore de RA1, como já foi referido, é limitado pela carga ou pela coordenação com as protecções a jusante (menor destes valores), ao passo que Rcarga depende da carga.

O valor da resistência equivalente de carga, Rcarga é dado pela seguinte expressão.

$$Rcarga = \frac{Un}{\sqrt{3} \times Imáx} = \frac{60\text{Kv}}{\sqrt{3} \times 1200\text{A}} \approx 29\Omega\,, \qquad [7]$$

Este valor indica o valor da resistência que corresponde ao limite de operação da linha em regime normal e para o qual a protecção de distância não deverá actuar (nenhuma protecção deverá actuar.

Atendendo às considerações necessárias ao cálculo de RA1, resistência de arranque no sentido da linha (relativamente à Característica de arranque Defeitos bifásicos), RA1 toma o seguinte valor:

$$RA1 = 6{,}5\Omega$$

Tendo o valor de RA1, pode calcular-se o valor de RA2, correspondente à resistência máxima detectável pela protecção de distância na linha em estudo (para defeitos monofásicos).

$$RA2 = 2 \times RA1 = 13\Omega$$

Podemos concluir que um defeito monofásico só será detectado pela protecção de distância se apresentar uma resistência inferior ou igual a 13Ω.

Protecção Homopolar Direccional de terras

Tendo um defeito que provoque uma resistência tal, que não seja detectável quer por MIH (máxima Intensidade Homopolar) quer por PD (Protecção de distância), resta-nos a protecção Homopolar Direccional de terras, DT, protecção sensível a defeitos muito resistivos

Rmáx em função da tensão Homopolar:

Do estudo dos curto-circuitos monofásicos sabe-se que o valor de tensão homopolar, no local do defeito, é dado por:

$$\underline{U}_o = -\frac{\underline{Z}_o}{\underline{Z}_d + \underline{Z}_i + \underline{Z}_o + 3R}\frac{U_n}{\sqrt{3}} \qquad [8]$$

$\underline{Zd} = Rd + jXd$, Impedância, resistência e reactâncias directas da rede até ao local do defeito (Ω/fase);
$\underline{Z}_i = Ri + jXi$, Impedância, resistência e reactâncias inversas da rede até ao local do defeito (Ω/fase);
$\underline{Z}_o = Ro + jXo$, Impedância, resistência e reactâncias homopolares da rede até ao local do defeito (Ω/fase);

Na prática, considerando que $\underline{Z}_d \cong \underline{Z}_i$, $R_d << X_d$ e $R_o << X_o$, a expressão anterior fica:

$$\underline{U}_o = -\frac{jX_o}{3R + j(2X_d + X_o)}\frac{U_n}{\sqrt{3}} \qquad [9]$$

Sendo o seu valor, em módulo, dado por:

$$\underline{U}_o = -\frac{X_o}{\sqrt{9R^2 + (2X_d + X_o)^2}}\frac{U_n}{\sqrt{3}} \qquad [10]$$

Resolvendo esta equação em relação à resistência de defeito, R, vem:

$$R = \frac{1}{3}\sqrt{\left(X_o \frac{U_n}{\sqrt{3}U_o}\right)^2 - (2X_d + X_o)^2} \qquad [11]$$

O valo máximo da resistência de defeito detectável, $R_{máx}$, obtém-se para tensão homopolar mínima $U_{o\,min}$, correspondente ao valor mínimo de polarização do relé direccional de corrente, ou seja:

$$R_{máx} = \frac{1}{3}\sqrt{\left(X_o \frac{U_n}{\sqrt{3}U_{o\,min}}\right)^2 - (2X_d + X_o)^2} \qquad [12]$$

Atendendo a que:

$$U_{o\,min} = \frac{U_{p\,min}}{3} n_T = U_{p\,min} \frac{U_n}{\sqrt{3}U_{ns}} \qquad [13]$$

Un, tensão nominal da rede (V);
Uns, tensão nominal (V);
Upmin, tensão mínima de polarização da protecção direccional de corrente homopolar (V);
Uomin, tensão homopolar correspondente a Upmin (V);
nT, relação de transformação dos TT's:

$$n_T = \frac{\frac{U_n}{\sqrt{3}}}{\frac{U_{ns}}{3}} \text{ (V)}$$

Substituindo-se [13] em [12], obtém-se:

$$R_{máx} = \frac{1}{3}\sqrt{\left(X_o \frac{U_{ns}}{\sqrt{3}U_{p\,min}}\right)^2 - (2X_d + X_o)^2} \qquad [14]$$

Para os valores usuais da relação $\frac{U_{ns}}{U_{p\,min}}$ e das características da rede AT da EDP distribuição, pode-se mostrar que, na expressão anterior, o primeiro termo da raiz quadrada é muito superior ao segundo, pelo que esta expressão se pode reduzir a:

$$R_{máx} = \frac{X_o}{3\sqrt{3}} \frac{U_{ns}}{U_{p\,min}} \qquad [15]$$

Muitas vezes $U_{p\min}$ é definido como uma percentagem de U_{ns}, da forma:

$$U_{p\min} = \frac{K_T}{100} U_{ns} \qquad [16]$$

Substituindo este valor assim como o de $X_o (X_o = X_{om} + X_{ol})$ em [15], vem:

$$R_{máx} = \frac{100}{3\sqrt{3}K_T}\left(X_{om} + X_{ol}\right) \qquad [17]$$

X_{om}, reactância homopolar da rede a montante da saída AT (Ω/fase);
X_{ol}, reactância homopolar da linha até ao defeito (Ω/fase).

Como Xol é igual a:

$$X_{ol} = x_{ol} L$$

x_{ol}, Reactância Homopolar da linha (Ω/Km/fase);
L, comprimento da linha desde a subestação até ao local do defeito (Km)

A expressão [17] pode tomar a forma

$$R_{máx} = \frac{100}{3\sqrt{3}K_T}\left(X_{om} + x_{ol} L\right) \qquad [18]$$

As expressões [15] e [18] mostram que o valor máximo da resistência de defeito detectável é tanto maior quanto maior for a impedância homopolar do sistema fornecedor (X_{om}), quanto maior for a secção da linha (X_{ol} maior), quanto maior for a distância entre o local de defeito e o ponto de entrega da energia (L) e quanto menor for a tensão mínima de polarização da protecção ($U_{p\min}$).

Rmáx em função da corrente Homopolar:

A corrente homopolar originada por um defeito monofásico é dada por:

$$\underline{I}_o = \frac{1}{\underline{Z}_d + \underline{Z}_i + \underline{Z}_o + 3R} \frac{U_n}{\sqrt{3}} \qquad [19]$$

Por um raciocínio idêntico ao utilizado para a tensão homopolar, e atendendo a que:

$$I_{o\min} = \frac{I >_{\min}}{3} n_I \qquad [20]$$

I_{ns}, corrente nominal da protecção direccional de corrente homopolar (A);
$I>_{min}$, corrente residual mínima de arranque da protecção direccional de corrente homopolar (A);

n_I, relação de transformação dos TI's:

$$n_I = \frac{I_n}{I_{ns}}(\mathrm{A})$$

A corrente residual mínima de arranque da Protecção – DT- para caso em estudo é $I>_{min}$= 0,625 A. (valor secundário)

O valor equivalente primário, atendendo à razão de transformação do transformador de intensidade –TI- é obtido pela seguinte expressão:

$$I>_{\min}\ (\text{Valor Primário}) = I>_{\min}\ (\text{Valor secundário}) \times n_I = 150\mathrm{A}$$

Sendo $I>_{\min}$ a mínima corrente que faz arrancar a protecção, pode demonstrar-se que o valor de $R_{máx}$ é expresso por:

$$R_{máx} = \frac{1}{3}\sqrt{3\left(\frac{U_n}{I>_{\min}}\frac{1}{n_I}\right)^2 - (2X_d + X_o)^2} \qquad [21]$$

Para os valores usuais de $I>_{\min}$ e das características da rede, o primeiro termo da raiz quadrada na expressão [21] é muito maior que o segundo, pelo que esta expressão se pode simplificar para:

$$Rmáx = \frac{U_n}{\sqrt{3}I>_{\min}}\frac{1}{n_I} \qquad [22]$$

O valor máximo de Resistência de defeito detectável pela protecção Direccional de terras – DT –, para linha L1 é:

$$Rmáx = \frac{60000}{\sqrt{3}\times 0{,}625}\times\frac{1}{240} = 230\Omega$$

A expressão [22] mostra que o valor máximo da resistência do defeito detectável, em função da corrente homopolar, é directamente proporcional à sensibilidade da protecção ($I>_{\min}$ menor), e inversamente proporcional à relação de transformação dos TI's.

Na seguinte tabela estão indicados os valores de resistência máxima detectáveis por cada função de protecção. Convém relembrar, que um defeito monofásico só será detectado por essas protecções se originar um valor se resistência de defeito – Rdef., inferior ou igual ao valor calculado para esse caso. Por exemplo, se ocorrer um defeito na linha L1 ele será detectado por PD se o valor de Rdef. for menor ou igual a 13Ω.

Tabela 11 – Resistências máximas (Ω)

	Funções de Protecção		
Linhas	**MIH**	**PD**	**DT**
L1	22,20	13	230
L2	44,41	8,4	230
L3	33,00	20	230

Tabela 12 – Coordenação temporal entre as Protecções PD e DT para Linhas L1,L2 e L3

Unidade Protecção de Linha	PD											DT
	X_d	t_1	Z_1	t_2	Z_2	t_3	Z_3	t_{al}	$Z_{al.}$	$t_{ar.}$	Z_{arr}	t(s)
UPL1	0,970	0,0	0,825	0,5	1,164	1,0	4,300	0,0	1,164	1,3	5,1	**1,6**
UPL2	0,506	0,0	0,430	0,5	2,510	1,0	3,550	0,0	0,607	1,3	4,200	**1,4**
UPL3	2,88	0,0	2,45	0,4	4	0,7	10,0	0,0	3,46	1,3	10	**1,1**

Na figura que se segue estão representadas as características – tempo versus distância das funções de protecção de distância – PD- associadas às respectivas UPL's de linha (a protecção de distância PD1 está implementada na UPL1 que por sua vez está instalada em SE1, correspondendo a sigla UPL à Unidade de Protecção de Linha). Assim sendo, temos por exemplo, para a Linha L2, um defeito que ocorra a uma distância 1,07 Km da subestação SE2 ($R_{def} <= 8{,}4\Omega\,(\text{Tab.3})$), é eliminado instantaneamente por PD2 (em Zona1). No caso de PD2 não funcionar, então o defeito será eliminado por PD1 (em Zona 2) num tempo de 0,5 s.

Caso $R_{def} > 44{,}41\Omega\,(\text{Tab.3})$, para a mesma localização de defeito tem-se a actuação da DT2, sendo portanto o defeito eliminado em 1,4s.

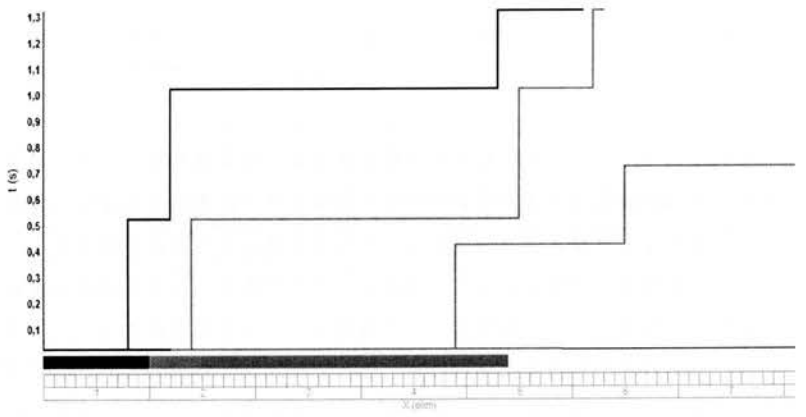


Figura 33 – Escalonamento temporal das protecções de Distância (Exemplo Prático)

Na figura que se segue está representado o escalonamento temporal das protecções direccionais de terra para o exemplo prático apresentado. De entre as análises que podem ser feitas, a pior situação corresponde a um defeito muito resistivo que se manifeste na extremidade da Lina L3, este só será eliminado num tempo de 1,6s.

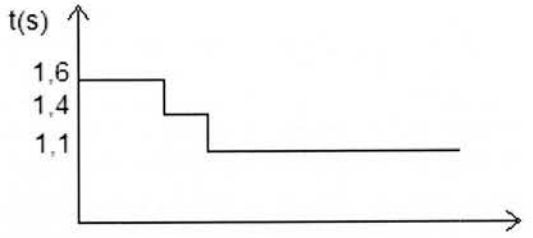


Figura 34 – Escalonamento temporal das protecções Direccionais de Terra (ex. prático)

9 - Funções de automatismo (descrição)

Função de Comando da Bateria de Condensadores

Esta função de automatismo destina-se a provocar a abertura ou o fecho dos disjuntores dos painéis da bateria de condensadores MT, de modo a compensar o excesso de energia reactiva existente na rede.

Uma vez que o valor da energia reactiva não é constante ao longo do dia e da semana, foram adoptados dois modos de implementação no sentido de optimizar a utilização da bateria de condensadores.

O processo de comando actualmente adoptado nas subestações da EDP Distribuição – Norte é o do controlo horário da bateria de condensadores. Neste modo de funcionamento, a bateria de condensadores é ligada e desligada a horas pré-definidas, de acordo com uma tabela definida no Autómato, e que podem ser diferentes para os dias úteis, sábados ou domingos.

Este procedimento apresenta o inconveniente de não ser um processo rigoroso, na medida em que não permite uma gestão correcta do trânsito de potências, pois acarreta um aumento das perdas eléctricas nas redes, bem como um agravamento das facturas relativas aos trânsitos de energia reactiva com a REN.

É neste contexto que surgiu a introdução dos relés varimétricos em algumas subestações. Estes relés medem a soma das potências reactivas absorvidas pelos consumidores e produzidas pelas baterias de condensadores, sendo essa potência integrada de 10 em 10 minutos e comparada com os valores definidos para os escalões. Com base nesta comparação, o relé varimétrico retira ou põe em serviço os escalões necessários, sendo efectuada uma análise periódica do factor de potência ($cos\varphi$).

No entanto, esta solução não se encontra implementada, na medida em que os resultados obtidos com a redução da facturação que se tem de pagar à REN, resultante do trânsito de potência reactiva na rede eléctrica, não justificam a continuidade de serviço dos relés instalados nas subestações.

Função de Deslastre/Relastre por Mínimo de Frequência

Esta função destina-se a evitar o afundamento geral da rede, em caso de diminuição da frequência abaixo de valores pré-fixados, devido a incidentes nas redes de Produção e Transporte – ruptura do equilíbrio Produção-Consumo, como já foi referido atrás.

Para o efeito, as cargas alimentadas pela subestação (linhas MT) são agrupadas em dois conjuntos conforme a sua importância e prioridade; a cada conjunto corresponde um escalão de baixa frequência (49 e 48.5 Hz), sendo desligadas de cada vez as linhas incluídas em cada escalão.

A função de deslastre por mínimo de frequência actua sobre os disjuntores de linhas MT e sobre os disjuntores da bateria dos condensadores. Podem no entanto existir linhas MT que não sejam incluídas em qualquer um dos dois escalões referidos. O painel de bateria dos condensadores é considerado como uma linha para efeitos de deslastre, embora o seu relastre seja efectuado por um automatismo próprio, ou comandado voluntariamente.

Quando a frequência voltar ao valor normal, a função deslastre/relastre por frequência pode também comandar a ligação das linhas anteriormente desligadas. Para tal, é porém necessária uma ordem voluntária, emitida a partir do Centro de Comando.

O deslastre/relastre é realizado pelo Autómato de Subestação, enquanto que a detecção do abaixamento e da normalização da frequência é assegurada por dispositivos de protecção exteriores ao Autómato – protecção de frequência associada ao barramento AT (em alguns casos esta protecção poderá ser ligada ao barramento MT da subestação).

Função de Deslastre/Relastre por Mínimo de Tensão

A função deslastre/relastre por mínimo de tensão destina-se basicamente a evitar a realimentação brusca da totalidade dos circuitos ligados a um barramento (ou semi-barramento), em caso de regresso da tensão consecutivo a uma falta, permitindo assim que a realimentação possa ser feita gradualmente com vista a reduzir os picos das correntes de ligação.

Para o efeito, os circuitos ligados ao barramento (ou semi-barramento) são desligados em caso de falta de tensão com duração pré-fixada, voltando a ser ligados sequencialmente após o regresso confirmado da tensão.

Esta função é efectuada pelo Autómato de Subestação, sendo a detecção da falta e do regresso de tensão assegurada por dispositivos de protecção exteriores ao Autómato – protecção de mínimo de tensão alimentada pelos transformadores de tensão (TT's) do barramento (ou semi-barramento). Esta função de automatismo não deverá arrancar se a protecção de mínimo de tensão tiver actuado devido ao disparo do disjuntor dos TT's.

Existem dois tipos de funções de automatismo de deslastre/relastre de tensão:

- Deslastre/Relastre AT;
- Deslastre/Relastre MT;

A função de deslastre/relastre AT actua sobre os disjuntores AT e MT dos transformadores de potência, enquanto que a função deslastre/relastre MT actua sobre os disjuntores de linhas MT. As baterias de condensadores são normalmente deslastradas directamente pela protecção de mínimo de tensão, pelo que nas subestações numéricas esse deslastre é efectuado em conjunto com as linhas MT.

Função de Religação

A função religação destina-se a criar condições para a eliminação automática dos defeitos de carácter fugitivo e semi-permanentes em linhas MT, assegurando a reposição do serviço após uma intervenção mais ou menos curta, sem intervenção do pessoal operador. Como estes constituem a grande maioria dos defeitos que ocorrem naqueles tipos de redes, as religações contribuem assim para uma melhoria significativa da qualidade de serviço, uma vez que evitam as interrupções prolongadas do fornecimento de energia nas saídas de MT com avaria.

Desta forma, após o defeito ser detectado pela protecção, o automatismo comanda o disjuntor da linha de modo a este abrir por um período curto (300 ms – religação rápida) e, caso o defeito persista após o fecho, por um ou dois períodos mais longos (15 segundos – religação lenta). Se o defeito ainda persistir, a linha é disparada definitivamente.

As protecções ao nível do andar MT da subestação às quais estão associadas esta função de religação são as seguintes:

- MI;
- MIH;
- PTR

Esta função é ainda utilizada pela função de pesquisa de terras na detecção de defeitos à terra nos painéis MT. (caso não exista a função PTR, nos painéis MT).

Função de Regulação de Tensão

A função de regulação de tensão destina-se basicamente a manter a tensão de um barramento (ou semi-barramento) MT num domínio de valores pré-fixados, compensando os efeitos das variações do valor da tensão AT de alimentação, das quedas de tensão nos transformadores em carga que alimentam o barramento em questão, e das sobretensões de ligação das baterias de condensadores.

A tensão do barramento é constantemente comparada com um valor de referência e, caso a diferença exceda um determinado desvio admissível durante um certo tempo, o automatismo emite uma ordem de subida ou descida para o comutador em carga dos transformadores de potência, resultando daí o aumento ou diminuição do valor da tensão secundária MT.

Além desta funcionalidade, este automatismo dispõe ainda de facilidades de:

- compensação da queda de tensão numa linha;
- controlo do funcionamento de transformadores em paralelo;
- interacção com as funções Deslastre/Relastre por tensão e frequência, de forma a prevenir a ultrapassagem do valor máximo admissível da tensão, devido à diminuição da carga provocada pelo deslastre;
- interacção com a função Comando da bateria de condensadores, de forma a prevenir a ultrapassagem do valor máximo admissível da tensão, devido à diminuição da carga provocada pelo deslastre;

Função de Pesquisa de Terras

A função de pesquisa de terras resistentes destina-se a identificar, por tentativas e em coordenação com a função religação, o circuito MT (linha ou barramento) onde se verificou um defeito à terra que não seja detectável pela protecção individual das saídas MT. Tais defeitos, denominados terras resistentes, caracterizam-se pela sua elevada resistência, conduzindo a valores muito baixos de corrente de defeito, de tal modo que esta fica aquém da sensibilidade das protecções individuais das linhas.

Os circuitos identificados como defeituosos são desligados definitivamente, enquanto que os circuitos sãos são repostos em serviço pela função de religação. O algoritmo de pesquisa utilizado permite ainda detectar a presença de terras em duas ou mais linhas simultaneamente, o que é usual acontecer durante os temporais.

Como a pesquisa de terras tem consequências negativas ao nível da qualidade de serviço, esta tem vindo a ser progressivamente colocada fora de serviço, nomeadamente nas subestações clássicas que possuem saídas MT com protecções de terras resistentes (PTR's). Estas permitem identificar individualmente a linha em defeito, pelo que a função de pesquisa de terras resistentes passa a ser usada como recurso a essas protecções.

10 - Ensaios Automáticos de Unidades de Protecção de Linha

Os ensaios automáticos de unidades de protecção linha UPL têm como objectivo verificar o funcionamento de várias funções de protecção de uma forma contínua com o menor número de interrupções possível.

O software "Test Universe V2.1" tem uma secção designada por "Control Center" onde é possível desenvolver aplicações informáticas tendo em vista a realização de ensaios automáticos. Através do item - "Open Empty Document" dessa secção desenvolveu-se a aplicação informática que será analisada neste documento.

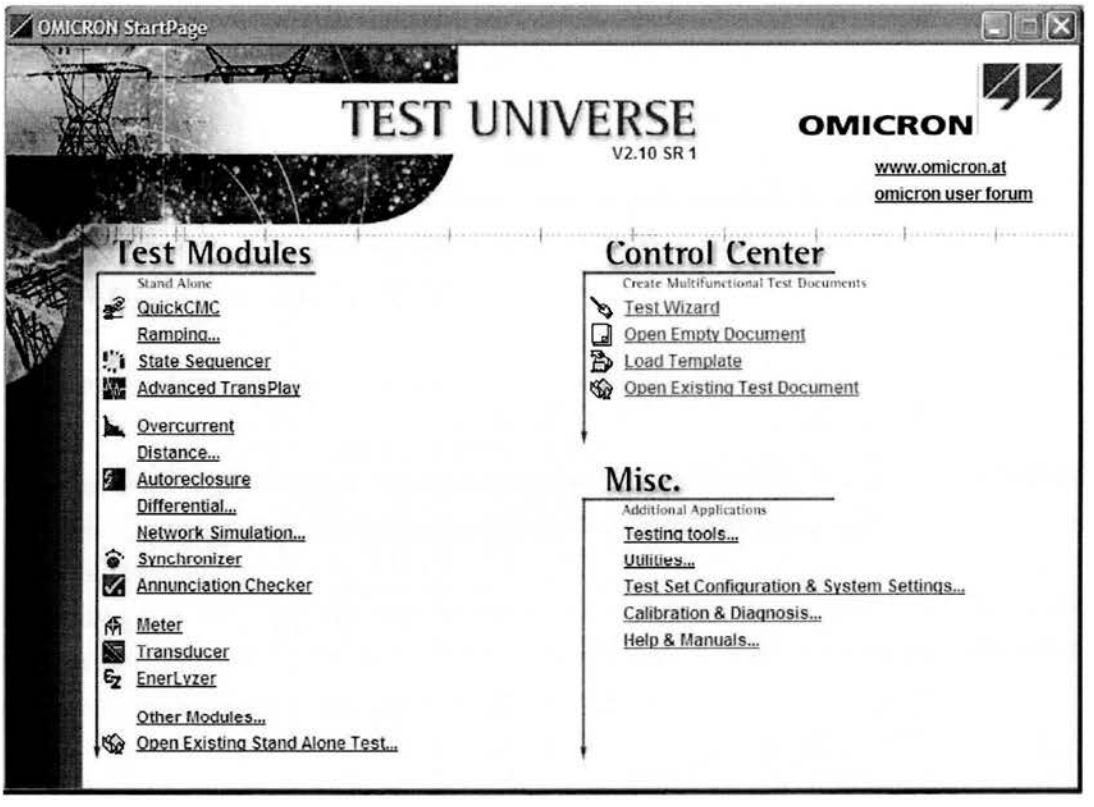


Figura 35 – Omicron StartPage

A aplicação informática desenvolvida verifica os funcionamentos das funções de protecção PD e MI que estão implementadas nas Unidades de Protecção de Linha de uma forma automática. As condições de ensaio são definidas automaticamente pela aplicação de acordo com as regulações programadas nas unidades de protecção.

Antes do desenvolvimento da Aplicação Informática

O software "Test Universe V2.1" também possui a secção " Test Modules" onde existem diversos Módulos de Teste que podem ser escolhidos para a realização de ensaios funcionais às funções de protecção implementadas nas Unidades de Protecção. Acontece, que não é possível realizar uma sequência de testes de uma forma automática utilizando vários módulos de teste, por exemplo, para testar a função de protecção – PD recorre-se normalmente ao módulo " Distance – Advance Distance ", já a função de protecção MI o módulo escolhido é "Overcurrent", isto obriga à realização de ensaios separados a cada função de protecção. Ora, nestas condições, não há a possibilidade de agrupar os dois módulos de teste num único documento de teste. Com o Omicron Control Center, o agrupamento de módulos em um único documento teste é possível de efectuar.

Depois do desenvolvimento da Aplicação Informática

Com a aplicação informática poderá ser verificado o funcionamento das funções de protecção PD e MI a partir de um documento de teste global do qual fazem parte os módulos de teste: Advance Distance e Overcurrent., sendo estes chamados automaticamente à medida que decorre o ensaio que verifica os respectivos funcionamentos.

Caso Prático, utilizando a aplicação informática (Ambiente de Simulação)

De seguida serão indicados os passos a executar tendo em vista o ensaio das funções de protecção PD e MI implementadas numa unidade de protecção de linha - UPL - que equipa um painel de Linha AT.
Supondo que a UPL está instalada no Painel AT – Ruivães da subestação de Paços de Ferreira, as regulações para as protecções de distância e máxima intensidade PD e MI respectivamente, são as apresentadas na tabela seguinte.

Tabela 13 – Regulações para as funções de protecção PD e MI

Subestação	Painel
P. Ferreira	Ruivães

Função de Protecção PD							Função de Protecção MI		
ARGLd	tPhase	tN					I> (xIn)	I> (A)	t (I>)
35	1,3	1,3					150%	1200	
X1Z1	R1Z1	X0Z1	R0Z1	RFZ1	RFNZ1	t1			
3,43	1,93	18,94	5,44	3,43	6,85	0			
X1Z2	R1Z2	X0Z2	R0Z2	RFZ2	RFNZ2	t2			
9,91	5,59	54,77	15,72	9,91	19,82	0,5			
X1Z3	R1Z3	X0Z3	R0Z3	RFZ3	RFNZ3	t3			
13,33	7,52	73,68	21,15	13,33	26,67	1			
X1Z4	R1Z4	X0Z4	R0Z4	RFZ4	RFNZ4	t4			
4,84	2,73	26,74	7,67	4,84	9,68	0			

Antes de iniciar a aplicação os "ficheiros rio" associadas as respectivas funções de protecção PD e MI (ficheiros gerados através de uma aplicação própria para o efeito) devem estar disponíveis.

Para abrir a aplicação, depois de iniciar o software Test Universe, seleccione – " Open Empty Document" e no menu "File" defina o caminho para a aplicação.

Pretende-se com este ensaio automático:

1 - Medir os tempos de actuação da função de protecção – PD – para os defeitos trifásicos que serão aplicados à unidade de protecção de acordo com a tabela seguinte:

Defeito	Zona 1	Alongamento	Zona 2	Zona 3	Arranque
	Tempo (ms)	Tempo (ms)	Tempo (ms)	Tempo (ms)	Tempo (ms)
RST	?	?	?	?	?

2 - Medir os tempos de actuação da função de protecção – MI – para as condições de defeito L1-E:

Regime	Corrente	Iterra>	
		Arranque (A)	Tempo (ms)
Normal	R	?	?

Tendo a aplicação aberta, como está indicado na figura seguinte, devem-se seleccionar os módulos de teste que permitem executar os pontos 1) e 2) (procedimento P1). De seguida, pressionado no botão – "Test All Start / Continue" dá-se o início do teste automático.

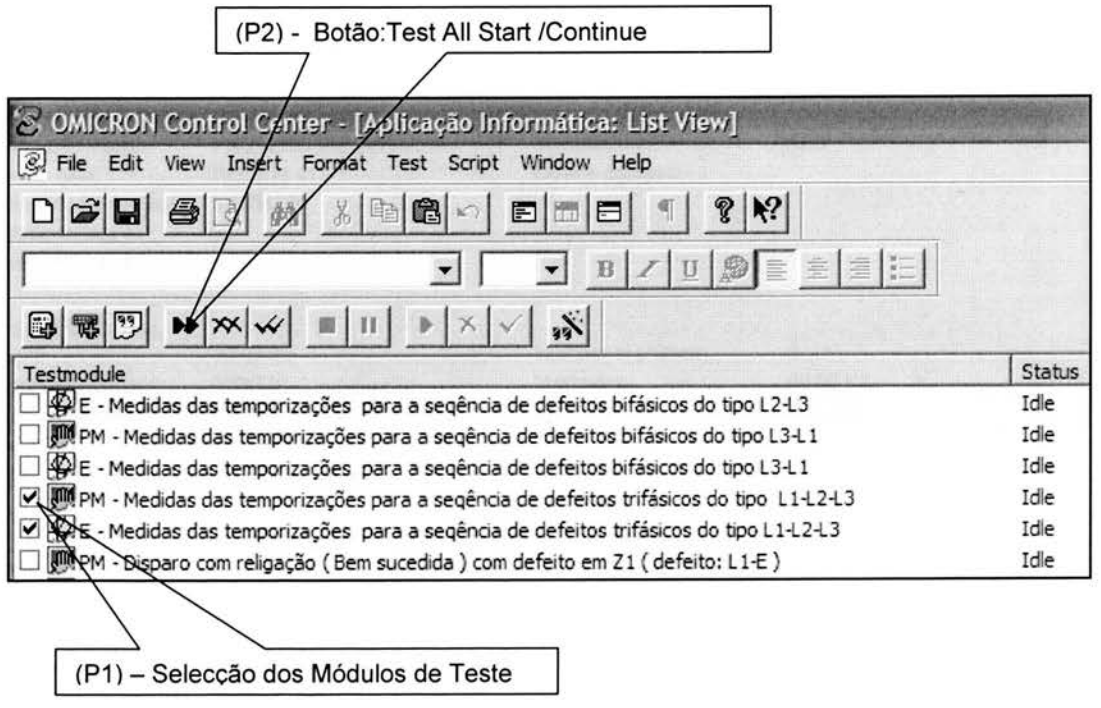


Figura 36 – Omicron control Center

Resultados obtidos através da aplicação informática:

- ***Ensaio da Função de Protecção Distância***

Test Object - Device Settings

Substation/Bay:

Substation:	PAOS DE FERREIRA	Substation address:	
Bay:	RUIVES	Bay address:	

Device:

Name/description:	PROTECO DE DISTNCIA	Manufacturer:	ABB
Device type:	REL 511 v1	Device address:	
Serial/model number:	M9614200		
Additional info 1:			
Additional info 2:			

E – Medidas das temporizações para a sequência de defeitos trifásicos do tipo L1-L2-L3:

Test Object - Device Settings

Substation/Bay:

Substation:	PAOS DE FERREIRA	Substation address:	
Bay:	RUIVES	Bay address:	

Device:

Name/description:	PROTECO DE DISTNCIA	Manufacturer:	ABB
Device type:	REL 511 v1	Device address:	
Serial/model number:	M9614200		
Additional info 1:			
Additional info 2:			

Nominal Values:

f nom:	50,00 Hz	Number of phases:	3
V nom (secondary):	100,0 V	V primary:	60,00 kV
I nom (secondary):	1,000 A	I primary:	800,0 A

Residual Voltage/Current Factors:

VLN / VN:	1,732	IN / I nom:	1,000

Limits:

V max:	110,0 V	I max:	2,000 A

Debounce/Deglitch Filters:

Debounce time:	0,000 s	Deglitch time:	0,000 s

Overload Detection:

Suppression time:	50,00 ms

Test Object - Other RIO Functions

CB Configuration

Description	Name	Value
CB trip time	CB trip time	50,00 ms
CB close time	CB close time	100,00 ms
52a/b %	52a/b %	20,00 %

Test Object - Distance Settings

System parameters:

Line length:	1,000 Ω	Line angle:	61,00 °
PT connection:	at line	CT starpoint:	Dir. line
Impedance correction 1A/I nom:	no		
Impedances in primary values:	no		

Tolerances:

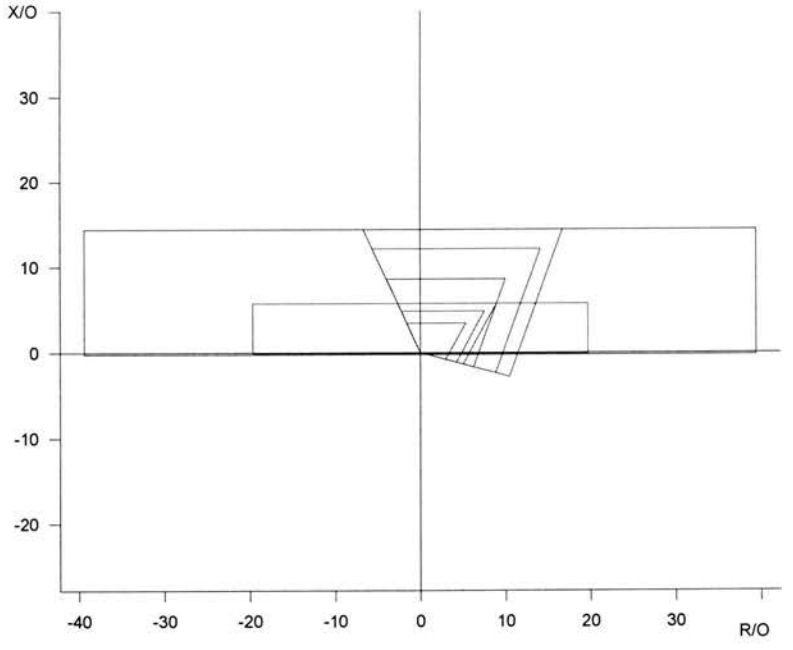
Tol. T rel.:	5,000 %		
Tol. T abs. +:	100,0 ms	Tol. T abs. -:	100,0 ms
Tol. Z rel.:	5,000 %	Tol. Z abs.:	50,00 mΩ

Grounding factor:

Z0/Z1 mag.:	1,000000	Z0/Z1 angle:	0,000000°
Separate arc resistance:	no		

Zone Settings:

Label	Type	Fault loop	Trip time	Tol.T rel	Tol.T abs+	Tol.T abs-	Tol.Z rel.	Tol.Z abs
Z1 L-L	Tripping	L-L	0,000 s	5,000 %	100,0 ms	100,0 ms	5,000 %	50,00 mΩ
Z1 L-N	Tripping	L-E	0,000 s	5,000 %	100,0 ms	100,0 ms	5,000 %	50,00 mΩ
Z2 L-L	Tripping	L-L	500,0 ms	5,000 %	100,0 ms	100,0 ms	5,000 %	50,00 mΩ
Z2 L-N	Tripping	L-E	500,0 ms	5,000 %	100,0 ms	100,0 ms	5,000 %	50,00 mΩ
Z3 L-L	Tripping	L-L	1,000 s	5,000 %	100,0 ms	100,0 ms	5,000 %	50,00 mΩ
Z3 L-N	Tripping	L-E	1,000 s	5,000 %	100,0 ms	100,0 ms	5,000 %	50,00 mΩ
Z4 L-L	Tripping	L-L	0,000 s	5,000 %	100,0 ms	100,0 ms	5,000 %	50,00 mΩ
Z4 L-N	Tripping	L-E	0,000 s	5,000 %	100,0 ms	100,0 ms	5,000 %	50,00 mΩ
Za L-L	Tripping	L-L	1,300 s	5,000 %	100,0 ms	100,0 ms	5,000 %	50,00 mΩ
Za L-N	Tripping	L-E	1,300 s	5,000 %	100,0 ms	100,0 ms	5,000 %	50,00 mΩ



Test Module

Name:	OMICRON Advanced Distance	Version:	2.10 SR 1
Test Start:	18-Ago-2006 14:51:38	Test End:	18-Ago-2006 14:51:50

Test Settings

Test model:

Test model:	constant test current	ITest	1,000 A
Allow reduction of ITest/VTest:	no	kS = kL:	no
ZS mag.:	0,000 Ω	ZS angle:	0,00 °
kS mag.:	1,000	kS angle:	0,00 °

Fault Inception:

Mode:	random
DC-offset:	no

Times:

Prefault:	1,000 s	Max-fault:	6,000 s
Post-fault:	500,0 ms	Time reference:	fault inception

Other:

Extended zones:	not active	Switch off at zero crossing:	yes
Load current enabled:	no	Load current:	n/a

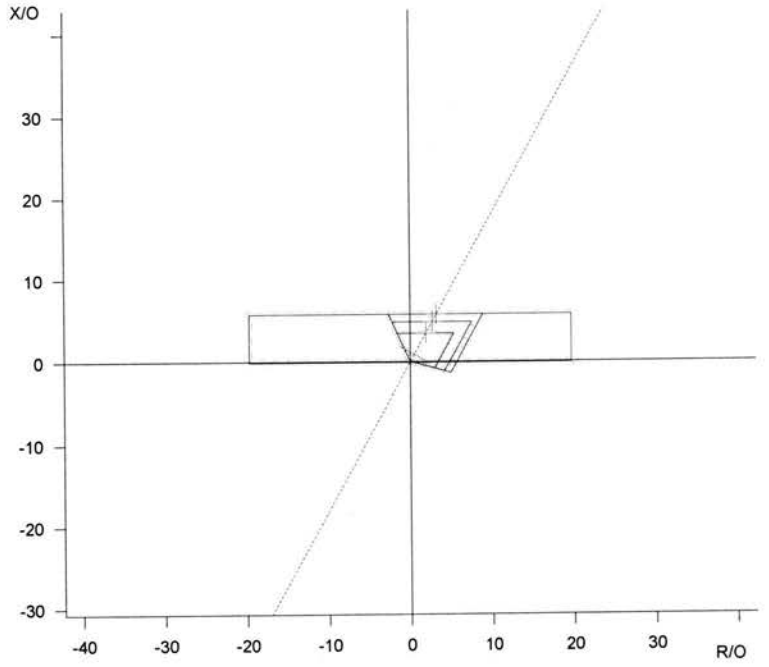
Search Settings:

Search res. rel.:	1,000 %	Search res. abs.:	50,00 mΩ
Ignore nominal characteristics:	no		
Search interval:	200,0 mΩ		

Test Results

Shot Test: Fault Type L1-L2-L3

| Z |	Phi	%	% of	t nom	t act.	Dev.	ITest	Result
3,918 Ω	61,00 °	100,00 %	Z1 L-L	0,000 s	36,70 ms	36,70 ms	1,000 A	Passed
5,533 Ω	61,00 °	100,00 %	Z4 L-L	0,000 s	760,9 ms	760,9 ms	1,000 A	Passed
5,533 Ω	61,00 °	100,00 %	Z2 L-L	0,000 s	500,8 ms	500,8 ms	1,000 A	Passed
6,562 Ω	61,00 °	100,00 %	Z3 L-L	1,000 s	922,9 ms	-7,715 %	1,000 A	Passed
6,562 Ω	61,00 °	100,00 %	Za L-L	1,000 s	1,023 s	2,336 %	1,000 A	Passed



Shot Details:

Parameters:

Fault Type:	L1-L2-L3		
| Z |:	6,562 Ω	Phi:	61,00 °
R:	3,181 Ω	X:	5,739 Ω
%:	100,00 %	% of:	Za L-L
ITest	1,000 A		

Results:

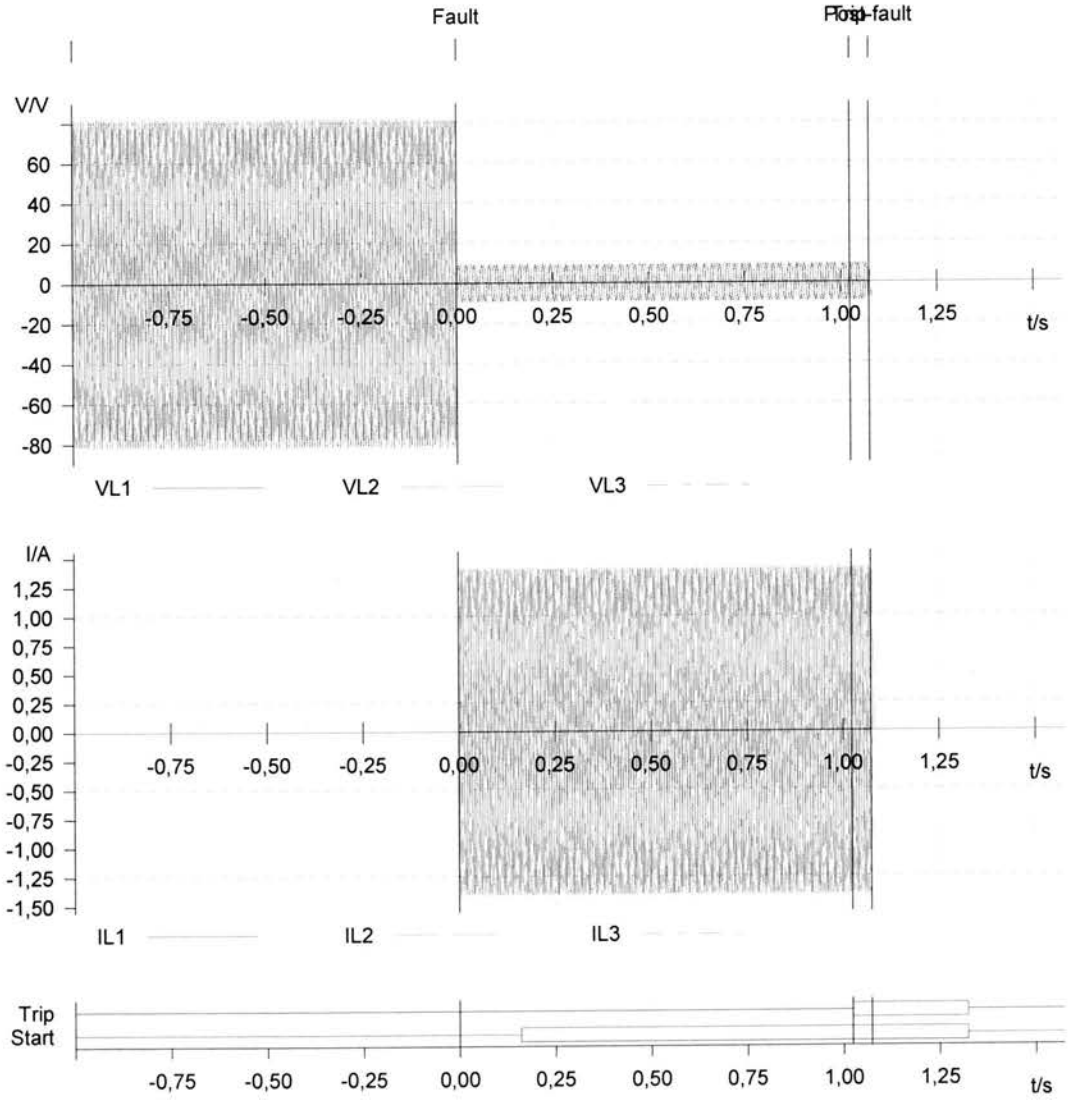
t act.:	1,023 s	Assessment:	Passed
t nom:	1,000 s	Dev.:	2,336 %
t min:	900,0 ms	t max:	no trip

Fault Quantities (natural):

VL1:	6,562 V	0,00 °
VL2:	6,562 V	-120,00 °
VL3:	6,562 V	120,00 °
IL1:	1,000 A	-61,00 °
IL2:	1,000 A	-181,00 °
IL3:	1,000 A	59,00 °
VFault:	6,562 V	0,00 °
IFault:	1,000 A	-61,00 °

Fault Quantities (symmetrical):

V0:	0,000 V	n/a
V1:	6,562 V	0,00 °
V2:	0,000 V	n/a
I0:	0,000 A	n/a
I1:	1000, mA	-61,00 °
I2:	0,000 A	n/a



- ***Ensaio da Função de Protecção de Máximo de Intensidade***

Test Object - Device Settings

Substation/Bay:

Substation:	PAOS DE FERREIRA	Substation address:	
Bay:	RUIVES	Bay address:	

Device:

Name/description:	MI	Manufacturer:	ABB
Device type:	REL 511 v1	Device address:	
Serial/model number:	M9614200		
Additional info 1:			
Additional info 2:			

MI Test: A-N Fault:

Test Object - Overcurrent Parameters

Overcurrent protection

Abs. Time Tolerance:	0,100 s	Rel. Time Tolerance:	10,00 %
Abs. Current Tolerance:	0,10 In	Rel. Current Tolerance:	5,00 %
PT connection:	On Line		
CT Starpoint Connection:	Towards Line		
Directional:	No		
Reset Ratio:	0,95		
Apply Auto Reset:	No		

Threshold	Active	Pick-up Current	Time	Characteristic
I>	Yes	1,500 In (1,500 A)	1,600 s	Definite time
I>>	No	4,000 In (4,000 A)	0,100 s	
I>>>	No	10,000 In (10,000 A)	0,050 s	

Test Settings for Fault Type L1-E

Fault Model

Prefault time:	0,000 s		
Delay time:	500,0 ms		
Max. fault time abs.:	240,0 s	Max. fault time rel.:	100,00 %
Fault voltage:	1,000 Vn		
Load Current:	0,000 In		
Angle:	-75,00 °		

Pick-up Test

Test Type:	Do not perform test
Trip Value:	2,500 I>
Resolution:	100,0 ms
Evaluate:	No

Relative	I [A]	Direction	tnom	tmin	tmax	Max. Fault Time
0,98 I>	1,47	Forward	N/T	1,440 s	N/T	240,0 s
1,00 I>	1,50	Forward	1,600 s	1,440 s	N/T	240,0 s
1,02 I>	1,53	Forward	1,600 s	1,440 s	N/T	240,0 s

Binary Outputs

Trigger condition

Trigger Logic: OR
Start: 1
Trip: X

Test Module

Name: OMICRON Overcurrent Version: 2.10 SR 1
Test Start: 18-Ago-2006 14:51:58 Test End: 18-Ago-2006 14:52:01

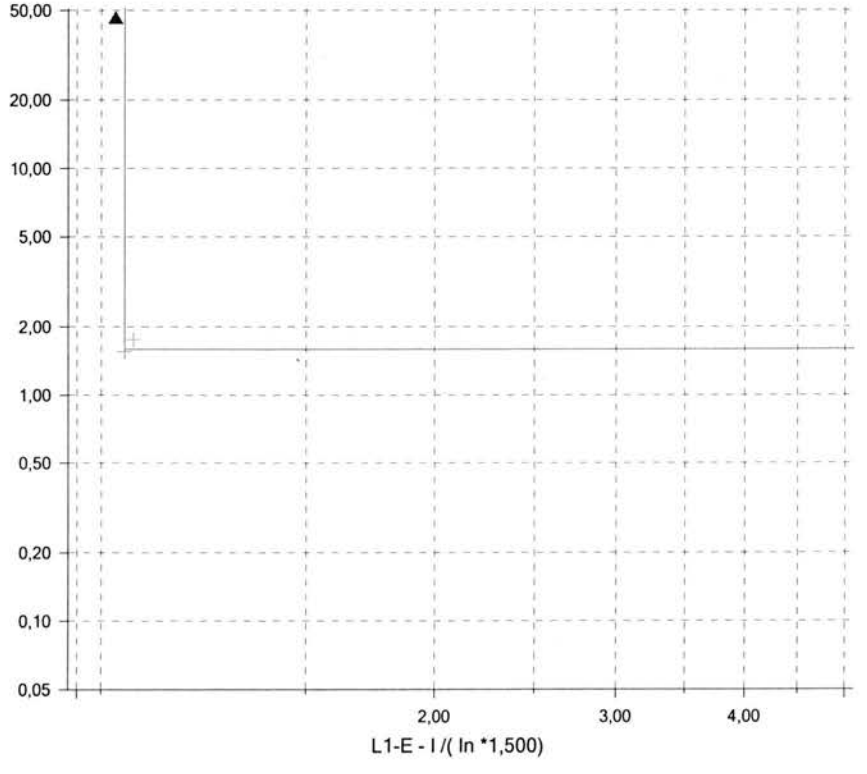
Test Results for Fault Type L1-E

Relative	Direction	tnom	tact	Deviation [%]	State	Overload	Result
0,98 I>	Forward	N/T	N/T		Tested		Passed
1,00 I>	Forward	1,600 s	1,557 s	-2,71	Tested		Passed
1,02 I>	Forward	1,600 s	1,760 s	10,03	Tested		Passed

Pick-up Test Results

Test Status: No results available!

Overcurrent Characteristic Diagram



10 - Conclusões

Este estágio permitiu analisar a actual filosofia dos sistemas de protecção associados às subestações da EDP Distribuição, assim como o desenvolvimento de uma aplicação informática destinada à realização de ensaios automáticos.

Inicialmente foi efectuada uma revisão da forma, como no passado, os elementos constituintes do sistema eléctrico (Barramentos AT/MT, Transformadores e Linhas, etc.), eram protegidos face ao surgimento de situações anómalas, nomeadamente, curto-circuitos, sobrecargas subtensões, etc.

Foram efectuadas diversas visitas a subestações, tendo-se procedido à substituição de protecções electromecânicas por unidades de protecção de tecnologia numérica. Esta substituição deve-se ao facto das protecções numéricas possuírem funções suplementares como por exemplo, a função de registo internos (eventos e osciloperturbografia).

Para evitar incidentes futuros, nada melhor do que ter os registos das anomalias ocorridas (fornecidos pelas unidades de protecção numéricas) para que possam posteriormente ser analisados, e assim prevenir situações futuras semelhantes, livrando os sistemas de energia das assolações nefastas que contribuem de forma significativa para o envelhecimento dos seus componentes.

Como a melhor forma de compreender o presente é conhecer o passado, torna-se fácil concluir que:
A alteração da filosofia dos sistemas de protecção, como por exemplo, a introdução de novas regulações tendo em vista a redução do tempo de permanência dos defeitos (devido à elevada capacidade processamento das novas unidades de protecção), o aproveitamento total das suas capacidades funcionais, nomeadamente a activação da função de teleprotecção (garantia de selectividade total entre unidades de protecção), contribuem significativamente para um objectivo comum: operação mais segura dos sistemas de energia.

De facto, a substituição de tecnologia electromecânica por numérica manifesta-se em inúmeras vantagens, as quais se passam a citar:

- Manutenção reduzida
- Melhor desempenho
- Fiabilidade mais elevada
  Possibilidade de rotinas de auto-teste (Watch-dog)
  A ordem de disparo pode tornar-se dependente da verificação de diversas condições
  Podem ser incluídas rotinas para a detecção de erros e utilizados algoritmos para sua correcção
- Maior flexibilidade
  O equipamento pode ser reprogramado
  É possível conceber um conjunto de módulos que através de diversas associações permite obter diversos tipos de equipamento.
- Possibilidade de agregação de diversas funções substituindo outros equipamentos e consequente redução do custo final da instalação.
- Possibilidade de integração em sistemas de aquisição de dados, permitindo o seu acesso remoto, consulta de registos e alteração de parâmetros.

A aplicação informática desenvolvida torna-se bastante útil uma vez que permite verificar o funcionamento das funções de protecção "PD" e "MI" implementadas nas unidades de protecção de linha - UPL (perante situações de defeito) através de um único documento de teste. Este documento agrupa diversos módulos de teste como por exemplo: OMICRON Overcurrent e OMICRON Advanced Distance que são chamados automaticamente enquanto decorre a aplicação, o que não acontece quando se fazem ensaios manuais.

Uma das grandes vantagens desta aplicação é a capacidade de definir pontos de teste (tensões e correntes) automaticamente, de acordo com as regulações (grandezas actuantes) programadas em cada UPL. Assim sendo, o operador não necessita de definir pontos de teste, tarefa que por vezes demora algum tempo a executar, portanto os ensaios das funções de protecções: PD e MI recorrendo à aplicação informática são mais rápidos do que os ensaios convencionais (ensaios com o mesmo objectivo mas sem recorrer à aplicação informática).

BIBLIOGRAFIA

- Introdução à protecção dos sistemas eléctricos, Amadeu C. Caminha
- Power System Protection / ed. The Electricity Training Association Volumes 1, 2 e 3.
- "Numerical Distance Protection – Principles and Applications"; Gerhard Ziegler; Siemens; 1999.
- "Sistemas de Comando e Controlo de Subestações AT/MT"; DPIN/INTS-PA; Pedro Vidal; Julho 1999.
- Sistemas de Protecção da EDP Distribuição Norte; DPIN/INTS-PA, Rui Fiteiro, Janeiro 2002.
- Sistemas de Protecção, José Rui Ferreira.

FACULDADE DE ENGENHARIA
UNIVERSIDADE DO PORTO
BIBLIOTECA

0000105229