



Instituto Politécnico de Tomar
Escola Superior de Tecnologia de Tomar

Alexandre Miguel da Silva Pimenta

Subestações de Energia Elétrica MAT

Engenharia

Relatório de Estágio na REN-S.A

Orientado por:

Professor Doutor Mário Hélder Rodrigues Gomes – Instituto Politécnico de
Tomar

Engenheiro André Quaresma dos Santos – Redes Energéticas Nacionais,
REN-S.A

Júri

Relatório de Estágio

Apresentado ao Instituto Politécnico de Tomar

Para cumprimento dos requisitos necessários à obtenção do grau de Mestre
em Engenharia Eletrotécnica Especialização em Controlo e Eletrónica Industrial

RESUMO

Uma Subestação de energia elétrica garante o transporte e distribuição contínua de energia. Proporciona e desafia formas de desenvolvimento em engenharia de energia elétrica. Desenvolvimentos tecnológicos recentes tiveram enorme impacto nos aspetos de projeto de subestações ao nível de operação e proteção. Entendi que para o estágio, a Subestação, elemento importante da Rede Nacional de Transporte-RNT, proporcionaria uma visão abrangente das subestações ao nível da engenharia eletrotécnica.

Este trabalho dá seguimento, a um caso de estudo realizado no projeto final da LEEC, relativo ao projeto de uma Linha Aérea de Transmissão de Energia Elétrica em Alta Tensão, com a obtenção das características elétricas. O elemento da rede designado LCOS.FR que na SFR (Subestação da Falagueira) se denomina de Painel de Corgas, identificado pelo número 105 serviu de ‘porta’ de entrada na SFR, localizada na freguesia de São Matias, Concelho de Nisa. A linha com extremos na Subestação da Rede Elétrica Nacional-REN com o parque Eólico de Pinhal Interior-ENERG.

Neste estágio dei relevância às proteções, na sua relação para com os diferentes sistemas. Como tal, assume grande importância no comportamento dentro e fora das Subestações.

Os temas que constam nos capítulos deste relatório tiveram como principal objetivo caracterizar uma subestação, que por intermédio de um painel de linha, possibilitou avaliar a arquitetura de uma subestação. O conjunto de equipamentos que integram a subestação, e constituem o painel dentro de muitos, serviram para estabelecer a relação entre os sistemas e permitiram compreender algumas funcionalidades.

Dentro das topologias existentes em subestações a avaliação no decorrer deste estágio, incidiu em topologia tipo 1, mais concretamente triplo barramento, característica da SFR que permite a exploração da linha de Corgas na RNT. Suportada na relação, dependência e operação dos sistemas e.g. sistemas de comando e controlo, e outros complementares que permitiram caracterizar o modo de funcionamento de uma subestação refletido no desempenho de uma linha de AT.

Muitos assuntos foram avaliados em face de ações efetuadas no exercício da minha atual atividade profissional. Permitiu relacioná-los ao nível da engenharia, resultado de anomalias, e de ações decorrentes de remodelações dos sistemas de proteções e sistemas de comando e controlo, nomeadamente no PCPG (Posto de Corte do Pego).

Não fazendo parte do programa deste estágio, gostaria de ter avaliado em *Matlab* (*Simulink*) a transmissão de modelo linha em carga, simulada com Proteção de Distância.

Palavras-chave: Subestação, Arquitetura funcional, Sistemas de proteções-SPT, Proteção.

ABSTRACT

Keywords: Substation, functional architecture, SPT-protection systems, protection.

AGRADECIMENTOS

À Dra. Vanessa Pereira do SPRH-FD - Formação e Desenvolvimento da REN e ao Engenheiro Costa Martins da ELEX-OM - O&M, que me deram a oportunidade de realizar este estágio.

Ao meu Orientador Científico Professor Doutor Mário Gomes, do Instituto Politécnico de Tomar, o meu agradecimento pela sua disponibilidade e incentivo, pelas sugestões e indicações nas tomadas de decisão, assim como as correções e o prestar do seu saber fundamental na elaboração deste relatório. Acima de tudo reconhecer da sua disponibilidade para comigo, durante o meu percurso no IPT.

Agradecer ao meu Orientador da REN, Engenheiro André Santos, a sua disponibilidade sempre que lhe solicitei esclarecimentos, e a forma de proceder na abordagem de alguns assuntos.

A todos os docentes do MECI, em geral, com quem convivi e me deram os esclarecimentos sempre que solicitava, não os irei esquecer, e que os laços de amizade se mantenham por muitos anos.

Ao meu amigo Miguel Folgado, “na unha” pelo incentivo nesta etapa final. Aos meus colegas do IPT, um muito obrigado pela troca de impressões.

A minha Família, o meu obrigado, especialmente a minha esposa Paula e aos meus queridos filhos Patrícia e Rafael que tiveram a paciência e a tolerância nos momentos mais difíceis, só assim foi possível terminar este percurso finalizando com a realização deste trabalho.

A todos o meu muito Obrigado

ÍNDICE

ÍNDICE.....	xi
Siglas/Acrónimos	xv
ÍNDICE DE FIGURAS	xxiii
INDICE DE ILUSTRAÇÕES	xxv
1- Introdução	1
1.1 Objetivo	2
1.2 Contexto técnico	2
1.3 Acompanhamento e realização de trabalhos	3
1.4 Estrutura da Dissertação	3
2- Subestações	5
2.1 Subestações em MAT	6
2.2 Subestações em Exploração	9
2.3 Introdução à Subestação	9
2.4 Classificação e Modos de Instalação.....	11
2.5 Painel - P.....	11
2.5.1 Casa de Painel –CP.....	14
2.6 Equipamentos AT em Subestações	15
2.6.1 Disjuntores-DISJ-Q50	16
2.6.2 Seccionadores – SECC. Qnn	17
2.6.3 Transformadores de Potência-TP.....	18
2.6.4 Autotransformador Desfasador-ATD	20
2.6.5 Transformadores de Medição	21
2.6.6 Para-raios.....	28
2.6.7 Nomenclatura	29
2.7 Arquitetura Funcional das Subestações REN.....	30
2.7.1 Nível Zero da Arquitetura.....	36
2.7.2 Primeiro Nível da Arquitetura	37
2.7.3 Segundo Nível de Arquitetura	39
2.7.4 Terceiro Nível da Arquitetura.....	43
2.8 Função Geral dos Sistemas	45
2.8.1 Função dos Sistema de Alimentação - SAL.	46
2.8.2 Função dos Sistemas de Telecomunicações - STL	49
2.8.3 Função dos Sistemas de Comando e Controlo -SCC.....	50
2.8.4 Função dos Sistema de Proteção (SPT).....	51
2.9 Iteração de Equipamentos SPT e SCC	52
2.9.1 Referências que interagem com SCC e SPT.....	52
• Religação Lenta	53

2.9.2	Interface com Equipamento	54
2.9.3	Gestão de Paineis – G1+	55
2.10	Referências dos Sistemas de Proteção	56
2.10.1	Proteção	56
2.10.2	Função de Proteção.....	56
2.10.3	Sistema de Proteção.....	56
2.10.4	Sistemas complementares.....	56
3-	Proteções em Topologia Tipo1	63
3.1	Aspectos Gerais	63
3.1.1	Sistemas de ProteçãoSTP1 e STP2.....	64
3.1.2	Sistema de proteções STP3.....	65
3.2	Componentes e conceção dos Sistemas de Proteção (SP).....	67
3.2.1	Representação Vetorial.....	67
3.2.2	Esquemático de três fases na RNT	67
3.2.3	Polaridade.....	68
3.2.4	Relés de Proteção.....	71
3.2.5	Representação de um Relé.....	73
3.2.6	Corrente Inversa - Conceito Tempo.....	75
3.2.7	Diagramas no SEE.....	77
3.2.8	Sobreintensidades e Relés de Religação.....	78
3.2.9	Proteção em Redes de Distribuição	79
3.2.10	Proteção em Redes de Interligações	79
3.2.11	Proteção em Rede de Transporte	80
3.3	Funções de Proteção	80
•	Proteção Primária	81
•	Proteção Secundária (<i>backup</i>)	81
3.3.1	Proteção Diferencial de Linha – PDIFL	81
3.3.2	Proteção de Distância	81
•	Zona 1 (Z1) \Leftrightarrow 1ºESCALÃO.....	89
•	Zona 2 (Z2) \Leftrightarrow 2ºESCALÃO	90
•	Alcance.....	90
•	WEI — <i>Weak-end Infeed</i>	92
3.3.3	Proteção de Máxima Intensidade (MI) de <i>Backup</i>	92
3.3.4	Proteção Direcional de Terra – DIRT.....	93
3.3.5	Proteção Diferencial de Barramento - PDB.....	93
3.3.6	Proteção de Religação – RELIG.....	93
3.3.7	Falha de Disjuntor-FD.....	94
3.4	Relés Auxiliares	95
3.5	Equipamentos Auxiliares	96
4-	Instalação Elétrica Geral – IEG	97
4.1	Diagrama geral.....	99

4.2	Instalação Proteções, Comando e Controlo	99
•	Réguas de interface.....	99
•	Réguas de bornes fronteira	100
4.3	Identificação.....	100
5-	Manutenção dos níveis da arquitetura	103
5.1	Manutenção do SPT.....	103
5.2	Manutenção Corretiva e Adaptativa do SPT.....	103
6-	Intervenções em instalações da REN.....	105
6.1	Subestação da Falagueira - SFR.....	105
6.1.1	Anomalia no Sistemas de Comando e Controlo	105
•	Manutenção ao nível zero da arquitetura SFR.....	107
6.2	Posto de Corte do Pego – PCPG	108
7-	Conclusões	123
8-	Referências.....	125
Anexo A-	Defeitos na Linha e zonas de atuação.....	131
A.2	- Defeito trifásico.....	135
A.3	- Defeito Monofásico.....	140
A.4	- Defeito Bifásico.....	146
A.5	- A Característica do Relé Mho	150
A.6	- Zonas de atuação no Relé Mho	157
Anexos	161
Anexo B-	Painel de Linha Esquemas elétricos +H	163
Anexo C-	Painel de Linha Esquemas elétricos +G.	171
Anexo D –	Teste Transformador de Corrente no PCPG	175
Anexo E –	Potência Instalada SFR e produção eólica parque eólico de Corgas.....	177

Siglas/Acrónimos

ARD	Automatismos de Reposição após Disparo
ASA	Automatismo Serviços Auxiliares
AT	Alta Tensão
BP	By-pass
BT	Baixa Tensão
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CEI	Comissão Eletrotécnica Internacional
CEI	Comissão Eletrotécnica Internacional
CEI	Comissão Eletrotécnica Internacional
CNE	Companhia Nacional de Eletricidade
COR	Centro de Operação da Rede
CTE	Condições Técnicas Especiais
DB	Duplo Barramento
DM	Disjuntor-e-Meio
EC	Edifício de comando
EDP	Eletricidade de Portugal
EP	Elaboração própria
EXCS	Exploração e conservação
EXST	Exploração e Sistemas
FAT	<i>Factory Acceptance Tests</i>

FO	Fibra Ótica
G1	Armário de Comando e Controlo
+GS	Gestor de Sistema
GND	Terra
GOOSE	<i>Generic Object Orientated Substation Event</i>
GS	Grupo de Socorro
0	Armário de Proteções
Ia1	Corrente direta em defeito
Ia2	Corrente inversa em defeito
Ia1_	Corrente direta em defeito em p.u
Ia2_	Corrente inversa em defeito em p.u
Iaf1	Corrente direta ponto em defeito f
Iaf2	Corrente inversa ponto em defeito f
Iaf1_	Corrente direta ponto em defeito em p.u
Iaf2_	Corrente inversa ponto em defeito em p.u
IB	Inter-barras
Ibase	Corrente de Base
IBBP	Inter-barras/Bypass
Icc	Corrente de curto-circuito [kA]
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
IED	Dispositivos Eletrónicos Inteligentes
IEG	Instalação Elétrica Geral
IHM	Interface Homem Máquina

ISSO	<i>Internacional Organization for Standardization</i>
MAT	Muito Alta Tensão
MIBEL	Mercado Ibérico de Energia
MTP	Médio Transporte de Potência
NURG	Não urgente
OPA	Operador Automático
PC	<i>Personal Computer</i>
PD	Proteção de distância
PDB	Proteção Diferencial de barras
PDIRT	Proteção Direcional de Terra
PDL	Diferencial de linha
PDT	Direcional de terra
PMI	Máxima intensidade
POTT	Sobre alcance “<i>overreach</i>”
Qnn	Órgão de isolamento com número de posição no Painel
QSO	Quadro Serviço Operador
RAT	Regulação Automática de Tensão
RCA	Registo Cronológico de Acontecimentos
REE	Regime especial de exploração
RELIG	Religação
REN	Rede Elétrica Nacional
REPOSIC	Reposição de tomadas dos transformadores
Rf_=ZLf_	Impedância da linha em defeito em p.u

Rf=ZLf	Impedância da linha em defeito
RFO	Rede Estruturada de Fibra Ótica
RL	Religação Lenta
RMS	Raiz do valor Quadrático Médio
RNT	Rede Nacional de Transporte
RRD	Relé Rápido de Disparo
RRT	Relé Rápido de Transmissão
RTU	<i>Remote Terminal Unit</i>
RTZ	Disparo após Tensão Zero
+SACA	Serviços auxiliares de corrente alternada
+SACC	Serviços auxiliares de corrente contínua
S.AUX	Serviços Auxiliares
S●○	Subestação de/a Primeira Letra do Nome (●) Última Vogal do nome (○)
SAL	Sistema de alimentações
SALI	Sistema com Alimentação Interrupta
SAS	<i>Substation Automation System</i>
SAS	Sistema de Armazenamento Seletivo
SAT	<i>Site Acceptance Tests</i>
SCADA	<i>Supervisory Control And Data Acquisition</i>
SCC	Sistema de Comando e Controlo
SCL	Sistema Comando Local
SDH	<i>Synchronous Digital Hierarchy</i>
SE	Serviços Essenciais

SEE	Sistema de Energia Elétrica
SEN	Setor Energético Nacional
SEP	Sistema Elétrico Português
SFR	Subestação da Falagueira
SGC	Sistema de Gestão de Comunicações
SNE	Serviços Não Essenciais
SOL	Sistema de Osciloperturbografia e Localização de Defeitos
SOTF	<i>Switch-On-To-Fault</i> (fecho sobre defeito)
SPT	Sistema de Proteções
SPT1 (ou SP1)	Sistema de Proteção 1
SPT1-LN	Sistema de Proteção 1 de painéis de Linha
SPT2 (ou SP2)	Sistema de Proteção 2
SPT3 (ou SP3)	Sistema de Proteção 3 (Proteção de Barramento e Falha-de-Disjuntor)
STP	Sistema Interface de Tele-proteções e Tele-disparos
TC	Transformador de Corrente
TELEP	Teleproteção
TP	Transporte de Potência
TT	Transformador de Tensão
UGC	Unidade de Gestão Central
UGP	Unidade de Gestão de Painel
UPC	Unidade de Poder de Corte
URD	Unidade Rápida de Disparo
URG	Urgente

Va1	Tensão direta em carga [V]
Va2	Tensão inversa em carga [V]
Va1_	Tensão direta em carga em p.u
Va2_	Tensão inversa em carga em p.u
Vaf1	Tensão direta em carga [V]
Vaf2	Tensão inversa em carga [V]
Vaf1_	Tensão direta em carga em p.u
Vaf2_	Tensão inversa em carga em p.u
Vah	Tensão homopolar (0) [V]
Vcc	Tensão de curto-circuito [kV]
VthE	Tensão de alimentação [V]
WEI	<i>Weekend Infeed</i>
Z	Ohm [Ω]
Zb	Impedância de base [Ω]
ZL	Impedância da linha [Ω]
ZL_	Impedância da linha em defeito (X) [Ω]
ZLf	Impedância da linha em defeito (X) [Ω]
ZLf_	Impedância da linha em defeito em p.u
ZLh	Impedância homopolar da linha [Ω]
ZLX1	Impedância da linha em defeito (X) [Ω]
ZLX1_	Impedância da linha em defeito em p.u (X)
ZLXh	Impedância homopolar da linha em defeito (X) [Ω]
ZLXh_	Impedância homopolar da linha defeito barramento X em [p.u]

Z_{IY1}	Impedância da linha defeito barramento (Y) [Ω]
Z_{IY1_}	Impedância da linha defeito barramento Y em p.u
Z_{thE}	Impedância thevenin da rede lado fonte E [Ω]
Z_{thE_}	Impedância thevenin da rede lado fonte E [p.u]
Z_{thf}	Impedância direta e inversa no ponto de defeito (f) [Ω]
Z_{thf_}	Impedância direta e inversa no ponto de defeito (f) [pu]
Z_{X1}	Impedância total da Fonte SFR até ao Defeito f [Ω]
Z_{Y1}	Impedância total do Defeito f até ao barramento Y [Ω]

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2-1- Estrutura de uma Rede de Transporte	6
Figura 2-2 – Subestações em Exploração [1]	10
Figura 2-3 – Posto Blindado Subestação Zêzere (SZR), Janeiro de 2015.....	11
Figura 2-4 – Painel de Linha 150 [kV] Castelo Branco III (PL) SFR Fevereiro de 2015	12
Figura 2-5 – Casa de Painel-CP11.....	15
Figura 2-6 – Disjuntor de 150 [kV], Março de 2015.....	17
Figura 2-7 – Seccionador SECC.-Q11 de 150 [kV] Março de 2015.....	18
Figura 2-8 – Rede do parque eólico interligado à SFR e SCC.....	20
Figura 2-9 – Auto-Transformador Desfasador ATD na SFR.....	21
Figura 2-10 – a) TC e b) TT, Março de 2015	23
Figura 2-11 – Transformadores de Corrente – TC-T30, Março de 2015	25
Figura 2-12 – Transformador de Tensão TT-T40, Março de 2015	27
Figura 2-13 – Para-raios Pórtico- entrada da linha, Junho de 2015	28
Figura 2-14 – <i>Multi-computer system</i> [12]	31
Figura 2-15 – Equipamento ativo Mini acoplador-estrela.....	32
Figura 2-16 – Topologia Tipo 1 Terceiro Nível.....	45
Figura 2-17 – QSO Posto Operação EC e G1+ Casa de Painel.....	46
Figura 2-18 – Alimentações, Polaridades PP e PR, adaptado Outubro de 2015.....	47
Figura 2-19 – Polaridades Painel 105 --G1 Esq.Nº.40G922-9001019-S106-R0 [24]... 48	
Figura 2-20 – Sistema de Telecomunicações SCC- SDH	49
Figura 2-21 – Configuração típica de um sistema de gestão de energia	51
Figura 2-22 – Retenção sinalização SOTF	53
Figura 2-23 – Repartidor fibra ótica RFO, repartidor, SFR Julho de 2105.....	57
Figura 2-24 – Informação de Painel e seccionadores para proteções	61
Figura 2-25 – Contactos Seccionador CS 2000 [31]	62
Figura 3-1 – Proteção STP1 e STP2, Proteção Siemens SFR (P105)	65
Figura 3-2 – Proteção STP3, Proteção Siemens SFR (P105).....	65
Figura 3-3 – a) Vetor linha – forma de onda sinusoidal; b) Sistema balanceado de três fases	68
Figura 3-4 – Definição da Polaridade nos Transformadores a) Polaridade Subtração b) Polaridade Adição [33] c) Polaridade nos TC (EP) Julho de 2015	69
Figura 3-5 – Representação lógica de um relé de proteção.....	73
Figura 3-6 – Proteção estática implantada na SZR.....	74
Figura 3-7 – a) Tempo versus curva de corrente [4], b) Característica tempo inverso [34]	77
Figura 3-8 – a) condição normal, b) condição de defeito [33].	83
Figura 3-9 – Sistema de potência Radial Simples: interligação Subestação Falagueira PE Corgas.....	84
Figura 3-10 – Defeito na linha a 20 Km.....	85
Figura 3-11 – Evolução das correntes de defeito [35].....	86
Figura 3-12 – Esquema Unifilar SFR-Painel 105: PE. Corgas	87
Figura 3-13 – Esquemático de uma Linha ligada entre X e Y	88
Figura 3-14 – Relé de Distância, característica em R-X, [36].....	89
Figura 3-15 – Funcionalidade do Relé de Distância da Linha SFR-PE Corgas (EP).....	90
Figura 3-16 – Diagrama de blocos da PD	90

Figura 3-17 – Rack de Relés Auxiliares +H1 [22] Julho de 2015.....	95
Figura 3-18 – Conversor ótico.....	96
Figura 4-1 – Topologia Tipo 1, Primeiro Nivel :Painel de Linha SFR – PE Corgas	97
Figura 4-2 – Identificação de cabos [37] (EP) Julho 2015	98
Figura 4-3 –Identificação régua +H1	102
Figura 6-1 –UGC MAT 1,2 nível 150 [kV]	105
Figura 6-2 –Comunicação IHM:EC e UGC: CP	106
Figura 6-3 – A) Nota de Avaria B) Ordem de Manutenção C) Equipamento dentro da estrutura D) UGC1 Equipamento foco do problema.....	107
Figura 6-4 – TC Sobreaquecimento da tomada de Corrente (27/08/2015)	108
Figura 6-5 –Central do Pego (PEGOP) / Posto Corte do Pego (REN) GOOGLE 12/09/2015.....	110
Figura 6-6 – Nível zero -Esquema Unifilar adaptado REN-PCPG 21370-2008/2/29..	110
Figura 6-7 – Esquema de princípio- LN Rio Maior400 [kV] -Cx. Reagrupamento	111
Figura 6-8 – TC tensão em núcleo aberto [41].....	113
Figura 6-9 – a) Caixa Reagrupamento M42-T31 a) Caixa Reagrupamento M45-T32 (EP-Junho 2015).....	113
Figura 6-10 – Armário Interface EC-G1-F1 PCPG (EP-Junho 2015)	115
Figura 6-11-Mala Omicron CMC, Ensaios de proteções	116
Figura 6-12- Mala Omicron CPC100	117
Figura 6-13 –Disjuntor-Q51, Supervisão BD1, BD2 07/04/2015.....	119
Figura 6-14 –Armários +H1, +G1	120
Figura A.1-Sistema de potência (EP)	132
Figura A. 2-Identificação do Defeito trifásico na linha (EP)	133
Figura A. 3-Impedâncias resultantes do defeito na linha (EP)	135
Figura A. 4-Impedâncias resultantes do defeito na linha (EP)	136
Figura A. 5-Tensão no ponto de aplicação da proteção da linha para as componentes diretas, inversa, homopolar (EP)	137
Figura A. 6-Circuito de sequência positiva, negativa e zero para um curto-circuito monofásico (EP)	140
Figura A. 7-Circuito de sequências para o defeito fase -terra (EP)	142
Figura A. 8-Rede de sequências para o defeito fase -terra (EP)	143
Figura A. 9-Esquema Rede de sequências direta e inversa referente ao defeito fase-fase (EP)	146
Figura A. 10-Rede de sequências direta ponto de defeito f (EP)	147
Figura A. 11-Rede de sequências inversa ponto de defeito f (EP)	148
Figura A. 12-Esquema Simplificado de implantação do relé de distância (EP)	151
Figura A. 13-Zonas de cobertura da proteção na linha compreendida entre X e Y (EP)	152
Figura A. 14-Características do relé de distância no diagrama de R-X mho	154
Figura A. 15-Relé de distância MHO Impedância de operação fase-fase-fase	157
Figura A. 16-Relé de distância MHO da Impedância de operação fase-fase	159
Figura A. 17-Relé de distância MHO da Impedância de operação fase-terra	160

INDICE DE ILUSTRAÇÕES

Ilustração 2-1 – Equipamentos em Painel de Linha 150 [kV], adaptado Fevereiro de 2015	13
Ilustração 2-2 – Topologia Tipo 1 Nível Zero.....	34
Ilustração 2-3 – Subestação da Falagueira: Esquema Unifilar-Topologia Tipo 1 e Tipo	35
Ilustração 2-4 – Arquitetura Funcional de Painel de Linha – Topologia Tipo 1, primeiro Nível	38
Ilustração 2-5-Topologia Tipo 1 Primeiro Nível 1 SFR, painel linha P105, painel de Transformador P106/606, painel Inter-barras P109	42
Ilustração 2-6 – Topologia Tipo 1 Segundo Nível	44
Ilustração 2-7 – Aquisição medidas TI-T30, TT-T40Tabela 2-10-Núcleos (N), Enrolamentos (E) Topologia Tipo	59
Ilustração 3-1 – Unidade de Proteção de Linha +H1Componentes e conceção dos Sistemas de Proteção (SP)	66
Ilustração 3-2 – Esquemas trifásicos simétricos a) Linha entre duas Subestações b) e c) Diagramas de fases com amplitudes e relações entre fases, d) Sequência de fases da linha a 150 [kV] (EP) Julho de 2015	70
Ilustração 3-3 – Corrente de Polarização – A) Polarização do Relé Máxima Intensidade MI,B)Referência de Fases a entrada da subestação, C)Corrente de polarização no Relé de proteção (EP) Julho de 2015	72
Ilustração 3-4 – Proteção eletromecânica PD, PMI, Teleproteção Painel SFR na SZR. 76	
Ilustração 4-1 – Diagrama de Cabos do Painel 105.....	101
Ilustração 5-1Bobinas do Disjuntor responsáveis pelo Disparo BD1,Bd2–.....	104
Ilustração 6-1 – Perfil Módulo 41: Painel 411 – Grupo I, Painel 41 Acoplamento, P412 Grupo II	112
Ilustração 6-2 – Teste de excitação nos núcleos (N) de excitaçãoTC A)Teste mala OMICRON na Cx.reagrupamento,.....	118
Ilustração 6-3 – Ensaios +H1 com recurso a mala OMICRON CMC 256-6 (EP- Setembro 2015)	122
Ilustração A- 1-A) Esquema unifilar correspondente ao relé Mho, B) Relé MHO plano RX representando as zonas de atuação Z1,Z2,Z3 resultante dos valores obtidos em Anexo A (EP)	156

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 2-1-Características básicas Transformadores de Potência na RNT.....	19
Tabela 2-2-Características básicas dos Transformadores de medição	22
Tabela 2-3-Características do TC T30 Pannel 105 da SFR.....	26
Tabela 2-4-Características do TT-T40 do Pannel 105 da SFR.....	27
Tabela 2-5-Siglas de Identificação dos Equipamentos AT	29
Tabela 2-6-Topologias das instalações da REN-MAT/AT	36
Tabela 2-7-Polaridades dos SPT [22].....	46
Tabela 2-8-Configuração do automatismo SCC 150 [kV], RL.....	53
Tabela 2-9-Sistema de proteção de linha da RNT	58
Tabela 2-10-Núcleos (N), Enrolamentos (E) Topologia Tipo.....	60
Tabela 3-1-Tempos de atuação I/t, segundo norma CEI 60255-3.....	78
Tabela 3-2-Funções constituintes dos sistemas de proteções -REN.....	82
Tabela 4-1-Identificação de cabos REN [37]	98
Tabela 4-2-Eletrificação Interna +H1 [29]	102
Tabela 5-1-Disparos por Função/Ação +H P105	104
Tabela 6-1-Valores estabelecidos no ensaio TC 31 fase 0 (FS-Fator de saturação)	117
Tabela A 1-Registo Defeitos das Componentes Assimétricas da linha	158

1- Introdução

As Redes Energéticas Nacionais, S.A (REN) é a entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte (RNT). A atividade da REN é regulada pela legislação em vigor, pela Direção Geral de Geologia e Energia (DGGE), pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) e pelo Contrato de Serviço Público celebrado com o Estado.

A atividade de transporte de eletricidade, em muito alta tensão (150, 220 e 400 kV), é efetuada através da RNT, mediante uma concessão atribuída pelo Estado Português, em regime de serviço público e de exclusividade à REN - Redes Energéticas Nacionais. A concessão inclui o planeamento, a construção, a operação e a manutenção da RNT, abrangendo ainda o planeamento e a gestão técnica global do Sistema Elétrico Nacional para assegurar o funcionamento harmonizado das infra-estruturas que o integram, assim como a continuidade de serviço e a segurança do abastecimento de eletricidade.

Atualmente a REN é responsável pela gestão global do SEN, que abrange a coordenação técnica do sistema integrado do SEP, a coordenação comercial e o sistema que interfere ajustando contas entre o SEP e o Sistema Elétrico Não Vinculado (SENV).

Com a liberalização do sector elétrico, a consideração da energia elétrica (EE) como um produto de venda e a publicação do Regulamento da Qualidade de Serviço, as condições de mercado foram alteradas. Deste modo a REN responsável pelo transporte e distribuição está obrigada a tomar medidas de acompanhamento da evolução dos mercados.

O investimento na rede de transporte tem acompanhado o crescimento do consumo nacional. Nos últimos anos, em consequência da integração de elevados níveis de nova geração renovável (fundamentalmente eólica), a maioria da qual no interior do País, houve um reforço da RNT para essas zonas, de forma a transportar mais energia renovável para os centros de consumo.

Como responsável pela RNT, a REN tem a necessidade de se apetrechar com meios que lhe permitam manter a qualidade de distribuição da EE, e monitorização da mesma. Estes fatores levaram a um investimento em equipamentos e infra-estruturas para

permitir um melhor desempenho quer dos equipamentos já instalados, quer da própria rede.

1.1 Objetivo

É objeto deste Estágio Curricular, caracterizar no âmbito dos sistemas implantados em subestações que integram a RNT. Para tal a referência a uma instalação que integra a REN o Núcleo Centro, denominada Subestação da Falagueira com entrada em serviço em 1992. Atualmente a potência instalada é de 1026 [MW], sendo identificada pela sigla **SFR**, e pelo código **57** que identifica a instalação na REN em MAT/AT. A SFR está localizada em Fonte Branca de Lima, freguesia de São Matias, concelho de Nisa, funcionando com 3 níveis de tensão, 400/150/60 [kV].

A área de intervenção contempla ainda outras instalações da RNT/REN a 400 [kV], **Posto de Corte do Pego-PCPG**, **Subestação do Zêzere-SZR** e **Subestação de Castelo Branco-SCC¹** a 200/150/60 [kV]. A SFR é um ponto de injeção de energia que, com a sua potência instalada, causa nos dias de hoje um impacto importante na gestão técnica do **Setor Energético Nacional-SEM**, devido à produção de energia eólica injetada na rede de 150 [kV]. Contribui a este nível o **Parque Eólico de Pinhal Interior** 130 [MW], o **Parque Eólico-PE da Gardunha** 114 [MW], este que escoará a sua produção através das Linhas de Castelo Branco I, II e III. Responsáveis pelo trânsito da energia ao nível dos 400 [kV] estão os dois Auto-Transformadores Desfazadores ATDIV, ATDV, que assumem 900 [MW] da Potência instalada.

Servirá de relação aos sistemas que envolvem as proteções, o Painel de Corgas, correspondendo na SFR ao Painel 105 referenciado de P105. A identificação P105 tem utilidade ao nível da instalação, do em Gestor de Sistema (GS) elétrico, e em diferentes arquiteturas.

1.2 Contexto técnico

Os temas abordados incidirão sobre os Sistemas de Proteções (SPT²) e a sua relação com os Equipamentos AT. Ter em conta o comportamento dos SPT e demais sistemas,

¹ Identificação igual a Sistema Comando e Controlo (SCC), designar-se-á por nome e por sigla sempre que achar conveniente.

² Identificação Sistema Comando e Controlo (SPT), designar-se-á por nome e por sigla sempre que achar conveniente, a ordem, justificada pelas especificações técnicas da REN sem entrar em confronto com o definido nas normas IPT.

por exemplo os Sistemas de Comando e Controlo (SCC³), que constituem a Subestação, em que se integram os Painéis em função do elemento da RNT. Como base de trabalho são utilizadas as especificações técnicas da REN, notícias técnicas existentes nas instalações afetas ao núcleo centro, aos quais documentação via: esquemas, diagramas que resultam dos equipamentos instalados, e o recurso a intranet.

1.3 Acompanhamento e realização de trabalhos

No exercício das minhas atividades, Colaborador REN decorreram e registaram-se anomalias ao nível do Sistema de Comando e Controlo-SCC, Sistemas de Proteções-SPT, e Sistemas de Alimentação-SAL, que foram resolvidas prontamente pela equipa do Núcleo Centro, a qual integro.

Participei em processos de remodelação de sistemas ao nível do SCC e SPT, complementando com Manutenção Corretiva de execução interna e Manutenção Preventiva de acordo com especificações técnicas elaboradas na REN e notícias técnicas que servirão de apoio na avaliação conjunta efetuada pela empresa prestadora do contrato de manutenção e pelas equipas da REN.

1.4 Estrutura da Dissertação

Das atividades referidas no ponto anterior e da forma que me foi possível desenvolver o estágio conjuntamente com a Engenharia de Sistemas de Proteções, definiram-se os objetivos para o desenvolvimento do estágio aos quais passo a mencionar:

- A estrutura de uma Subestação MAT, a qual se lhe atribui equipamento de alta tensão (AT) e Sistemas de Proteções (SPT), e Comando e Controlo (SCC).
- Arquitetura funcional da Subestação.
- Característica e função geral dos Sistemas de Alimentação (SAL), Sistemas de Telecomunicações (STL), SPT e SCC.

³ Identificação Sistema Comando e Controlo (SCC), designar-se-á por nome e por sigla sempre que achar conveniente, a ordem, justificada pelas especificações técnicas da REN sem entrar em confronto com o definido nas normas IPT.

- Com base em uma Subestação, e dentro da sua topologia constatar dos Sistemas de Proteções de uma Linha de transporte de energia elétrica, focando conceitos, funções em proteções que diretamente estão relacionados com essa Linha.
- A constituição da Instalação Elétrica Geral (IEG), particularizando os circuitos de proteções, e a forma de manutenção dos níveis da arquitetura

2- Subestações

O setor elétrico em Portugal caracteriza-se em cinco atividades, a Produção, o Transporte, a Distribuição, a Comercialização de eletricidade e os Mercados de operações.

A atividade resultante do transporte de energia elétrica compete à REN-S.A com contrato de concessão em Portugal Continental, em regime de serviço público, contemplando as atividades de planeamento, de construção e de operação da RNT. A REN-S.A desempenha ainda a gestão técnica global do SEN. A Rede Nacional de Transporte define-se pela “saída” dos Centros de Produção, Linhas de Transporte e Subestações de MAT, exploradas a uma tensão igual ou superior a 150 [kV]. Existem casos em que determinadas instalações estabelecem a ligação a centros produtores, sobressaindo os parques eólicos, globalmente com valor de potência instalada importante.

As Subestações são pontos da RNT onde se confluem várias linhas, formando aquilo a que se denomina de “nó de rede”. Por este facto são possíveis inúmeros esquemas de exploração, garantindo através das linhas de AT e MAT, consumos sem perdas significativas. A estrutura do sistema elétrico de potência, que constitui a RNT, consiste a montante da Rede de Transporte nas Centrais Hidráulicas, Térmicas e Gás e Produção Eólica e a jusante desta rede, com valor de tensão de 60 [kV], parte da Rede de Distribuição da EDP.

As Fontes de geração (centros electroprodutores) fornecem via linhas MAT, AT e Transformadores, a energia necessária aos consumidores finais. O sistema de energia entre as fontes de geração e os consumidores é dividido em diferentes patamares de acordo com a Figura 2-1.

Os esquemas referidos constituem um grau de complexidade face aos diferentes níveis de tensão existentes. Nas situações de anomalia/defeito/avaria é necessário garantir a circunscrição de uma zona afetada não se repercutindo as zonas de proximidade. Para assegurar a circunscrição de zonas, as Subestações possuem SPT e SCC suportados em comunicações e dos demais sistemas complementares de recolha e diagnóstico, de modo a garantirem níveis muito baixos de energia não fornecida.

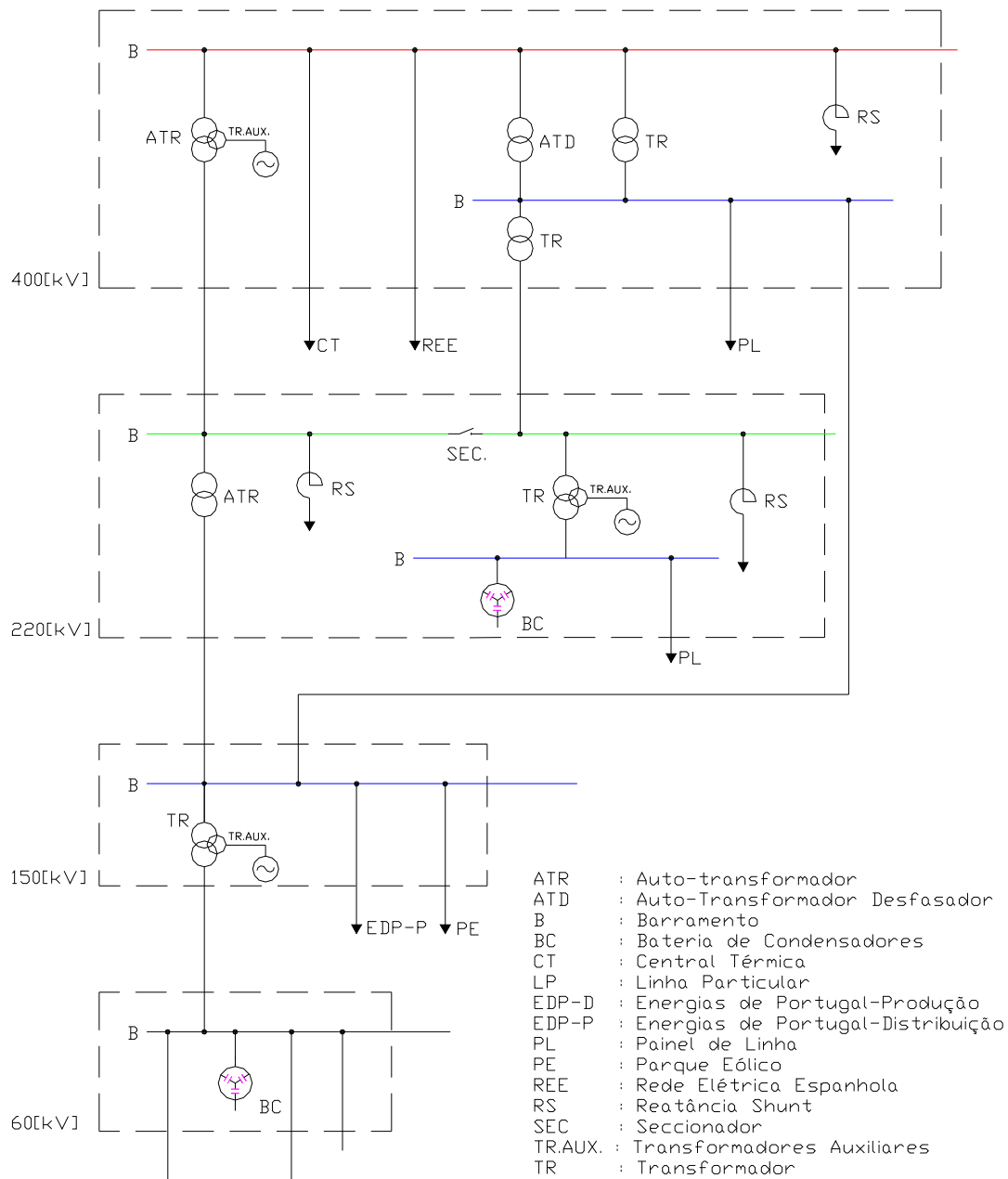


Figura 2-1- Estrutura de uma Rede de Transporte

2.1 Subestações em MAT

Como já foi referido, as Subestações são os pontos de receção das fontes geradoras de energia elétrica, de onde, as linhas de transporte, alimentação da distribuição (EDP) são ligadas entre si. Por intermédio de equipamentos de alta tensão é possível efetuar o controlo e regulação de fluxos de energia na rede e as operações gerais de comutação para fins de manutenção. A inovação é uma realidade que exige a produção de *layouts* detalhados das subestações. Os efeitos dos avanços tecnológicos dos equipamentos em Subestação, dos projetos modulares das subestações compactas com Design próprio, a

construção chave na mão, merecem no entanto algumas considerações que garantam o funcionamento adequado de uma instalação com estas características.

Assim os requisitos necessários no setor da energia elétrica e dos sistemas que o complementam incluem: a segurança, a manutenibilidade, a flexibilidade operacional, o regime de proteção, as limitações ao curto-circuito, os custos e a redundância. Nos pontos seguintes apresenta-se os aspetos mais relevantes destes requisitos.

➤ **Segurança**

Em condições ideais, todos os circuitos e equipamentos de uma Subestação devem ser duplicados tal que, após um defeito ou durante a manutenção de um equipamento permaneça disponível. Por forma a minimizar custos, são adotados métodos que se comprometam colocar o investimento de capital em completa segurança eliminando erros decorrentes em situações de defeito ou intervenção na estrutura.

➤ **Manutenibilidade**

O planeamento dos sistemas das instalações da REN, e procedimentos de operações, juntamente com um conhecimento da fiabilidade e dos requisitos de manutenção para os equipamentos da Subestação referenciada SFR. A necessidade de noções básicas sobre a manutenção da aparelhagem constituinte neste tipo de infra-estruturas, da mesma forma para os SPT e dos restantes sistemas que ocorrerem conjuntamente, traduzido na capacidade destes se manterem, em condições operacionais, indo ao encontro dos requisitos técnicos operacionais e das normas CEI e EN.

➤ **Flexibilidade Operacional**

O *layout* físico de um circuito, e.g. Painel de Linha (PL), e conjunto de circuitos deve permitir o controlo de fluxo de potência necessária. Na Subestação SFR a operação de dois transformadores (ATDIV, ATDV, TRI, TRII) de qualquer nível de tensão com alimentação conjunta, permite facilmente colocar fora e restabelecer serviço qualquer transformador sem perda de alimentação. Em geral, a existência de barramento múltiplo, Topologia tipo 1 (3 barramentos), garantirá maior flexibilidade do que um só barramento.

➤ **Regime de Proteção**

As Subestações garantem proteção de cada elemento da RNT por disposição adequada de Transformadores de corrente, de forma a garantir a sobreposição de zonas de proteção. O número de disjuntores necessário na sequência de um defeito, a religação, as medidas relacionadas com o tipo de proteção, o bloqueio mecânico ou elétrico devem ser considerados. No caso de subestações de disjuntor e meio (Topologia tipo 3) há uma boa utilização da aparelhagem por circuito, mas também envolve interligações, a proteção é complexa o que eleva o capital custo da instalação.

➤ **Limitações ao Curto-Circuito (CC)**

Com a perspectiva de manter níveis inferiores de defeitos, devem ser evitados paralelos, interligação de transformadores ou de fontes de alimentação em subestações. A existência de instalações da RNT/REN com características multi-barramento e postos de corte permitem ao sistema ser dividido ou ligado através de um disjuntor que “averiguará” e dará resposta a CC.

➤ **Custos**

Referindo os custos, inerentes a remodelações e manutenções, a base da sua exequibilidade é feita em termos técnicos e em seguida por determinação do meio mais económico que permita alcançar tais requisitos. No caso de uma determinada topologia, os barramentos tubulares oferecem vantagens no custo, atendendo à pouca manutenção em tudo o que os envolve. Em virtude da característica da RNT, e face ao conjunto dos equipamentos que é brutal, é exigido à engenharia que se obtenha um bom desempenho, na relação custo/qualidade. Quando nos confrontamos com o tempo de energia não fornecida, o valor da proteção passa para segundo plano, comparado com o custo elevado dos equipamentos.

➤ **Redundância**

Um dos conceitos mais importantes no fornecimento de energia é a redundância. A aplicação de duplo comando alternativo é referida como redundância. O engenheiro de subestações em geral projeta a Subestação com base na prestação de dupla contingência

em sistemas de proteção. As falhas de sistema podem ser causadas por falhas de projeto, componentes envelhecidos, erros de fabrico e idade avançada.

2.2 Subestações em Exploração

As subestações da RNT, em território Nacional, conforme se verifica na Figura 2-2 constituídas por seis zonas: Minho, Grande Porto, Norte Interior, Centro, Grande Lisboa e Sul. Ao objetivo proposto, a intervenção concentra-se no núcleo da zona Centro, com predominância em quatro instalações da REN, da qual faz parte o polo do Zêzere. Constitui a zona centro a Subestação do Zêzere (SZR), Subestação de Castelo Branco (SCC), Subestação da Falagueira (SFR) e Posto de Corte do Pego (PCPG).

2.3 Introdução à Subestação

O conjunto de sistemas, específicos e interdependentes de forma a proporcionar condições técnicas para uma boa gestão da RNT, são um complemento à definição de uma Subestação. Uma Subestação é construída com base em estudos de planeamento da expansão do sistema elétrico, identificando a necessidade de atender os consumos de uma dada região, uma cidade ou até de um complexo industrial. Na implantação e conclusão de uma Subestação estão presentes requisitos importantes no que se refere às principais características dos equipamentos do parque de Alta Tensão.

As características dos SPT e SCC de uma Subestação devem estar em conformidade com os requisitos mínimos definidos pela entidade que opera o Sistema Elétrico. A Subestação é um ponto ligação à RNT que reúne várias linhas. A reunião de todas essas linhas e esquemas de exploração só são possíveis ao conjunto de equipamentos com características muito próprias, com funções bem delimitadas em três níveis hierárquicos. O equipamento de MAT, AT e BT definidos no nível 0, possuem capacidades de manobrar e transformar e compensar. No seu conjunto e integrados na RNT, tem um papel importante no trânsito de energia, sendo assim possível assegurar a gestão dos fluxos de energia da rede de transporte de energia. Aos restantes níveis 1 e 2 da arquitetura, constituem os sistemas que operam em tempo real, designadamente as Proteções, Oscilografia, Comando e Controlo distinguindo-se por atuação Local ou Central.

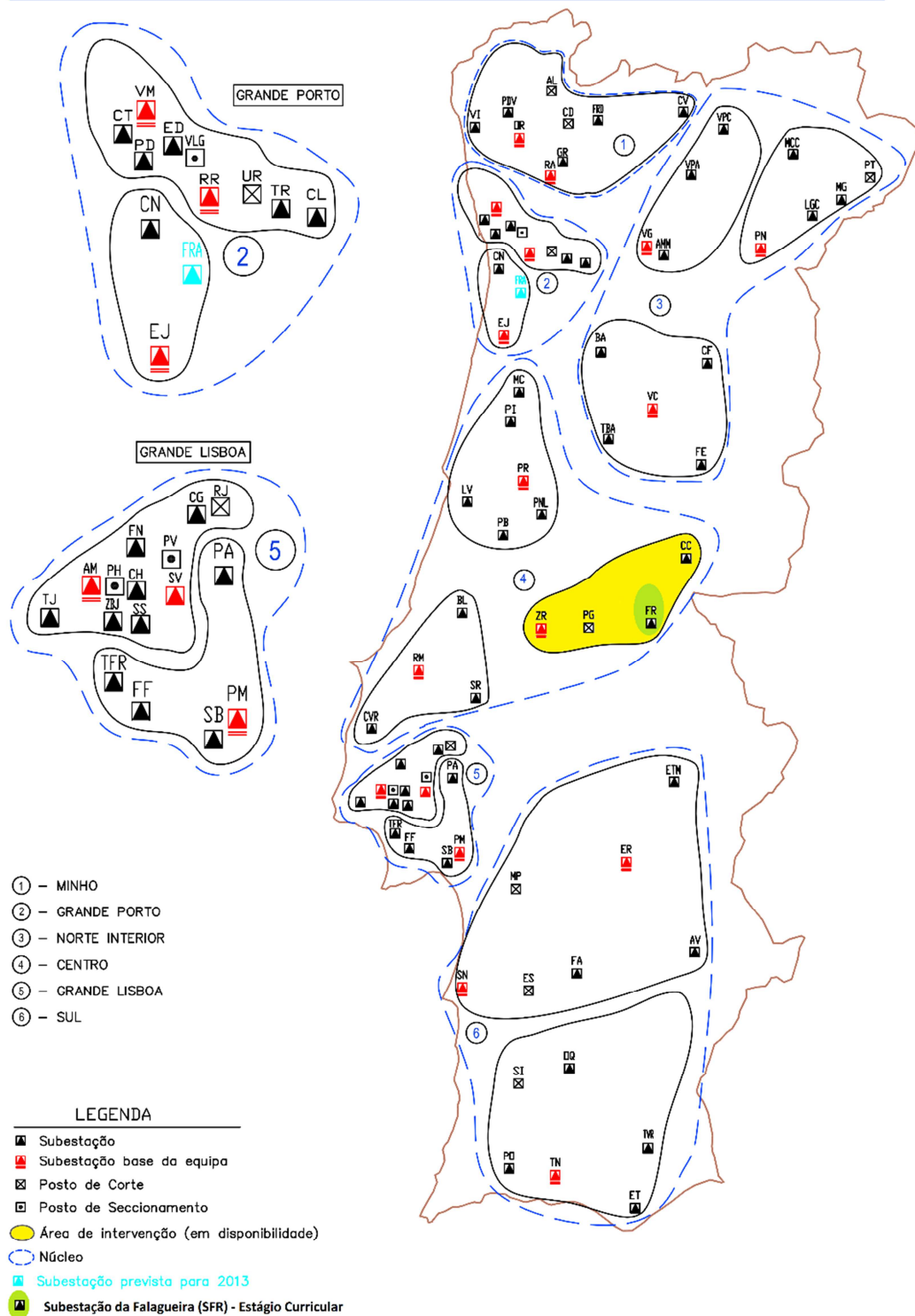


Figura 2-2 – Subestações em Exploração [1]

Possuem assim a capacidade de detetar, e atuar face a fenómenos naturais e elétricos que ocorrem na RNT.

2.4 Classificação e Modos de Instalação

A classificação depende de fatores que relacionam os Centros Produtores, “clientes diretos” e as “Redes de Distribuição. Desta forma a existência de Subestações com propriedades de transformação “Elevador” ou “Abaixador”, e por elementos da rede identificado como Posto de Corte, com iguais níveis de Tensão, sendo permitido multiplicar circuitos, garantindo flexibilidade.



Figura 2-3 – Posto Blindado Subestação Zêzere (SZR), Janeiro de 2015

Os modos de instalação traduzem-se por Subestações em ambiente exterior e Postos Blindados (GIS) (Figura 2-3). É sobretudo as características do local que influenciará a RNT na escolha da opção mais favorável.

2.5 Painel - P

A denominação de painel está enquadrada ao nível zero da arquitetura funcional de uma Subestação. Esta terminologia quando aplicada, pretende identificar determinado elemento da rede numa Subestação. O Painel de Linha (PL) associado a um elemento da rede Linha de Castelo Branco III apresentado na Figura 2-4, corresponde ao conjunto de equipamentos em AT. Existem outras denominações conferidas aos painéis tais como,

Painel de Inter-barras (PIB), Painel de Transformador (PTR), Painel de Baterias de Condensadores (PBC).

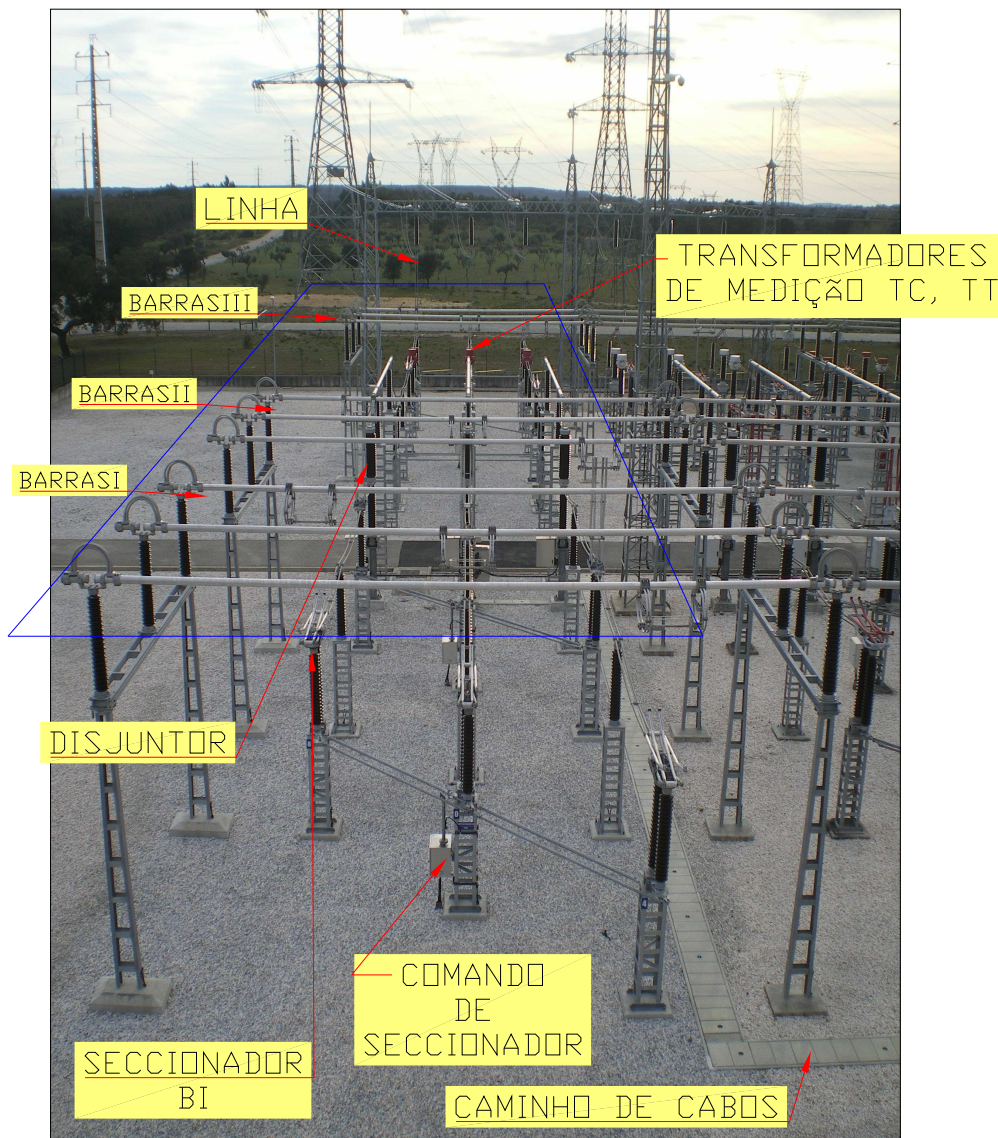


Figura 2-4 – Painel de Linha 150 [kV] Castelo Branco III (PL) SFR Fevereiro de 2015

No conjunto, estes diferentes painéis constituem subestações com topologias diferentes: Topologia de Duplo Barramento, Topologia de Triplo Barramento e Topologia de Disjuntor e Meio.

Os equipamentos que constituem um painel, Ilustração 2-1, conjuntamente com os SCC e SPT, processam uma inúmera quantidade de sinais, que compreendem características e modos de funcionamento diversos. É importante salientar algumas dessas características relacionadas com o equipamento AT. A disposição dos equipamentos AT mantém a mesma disposição, independente do nível de Tensão

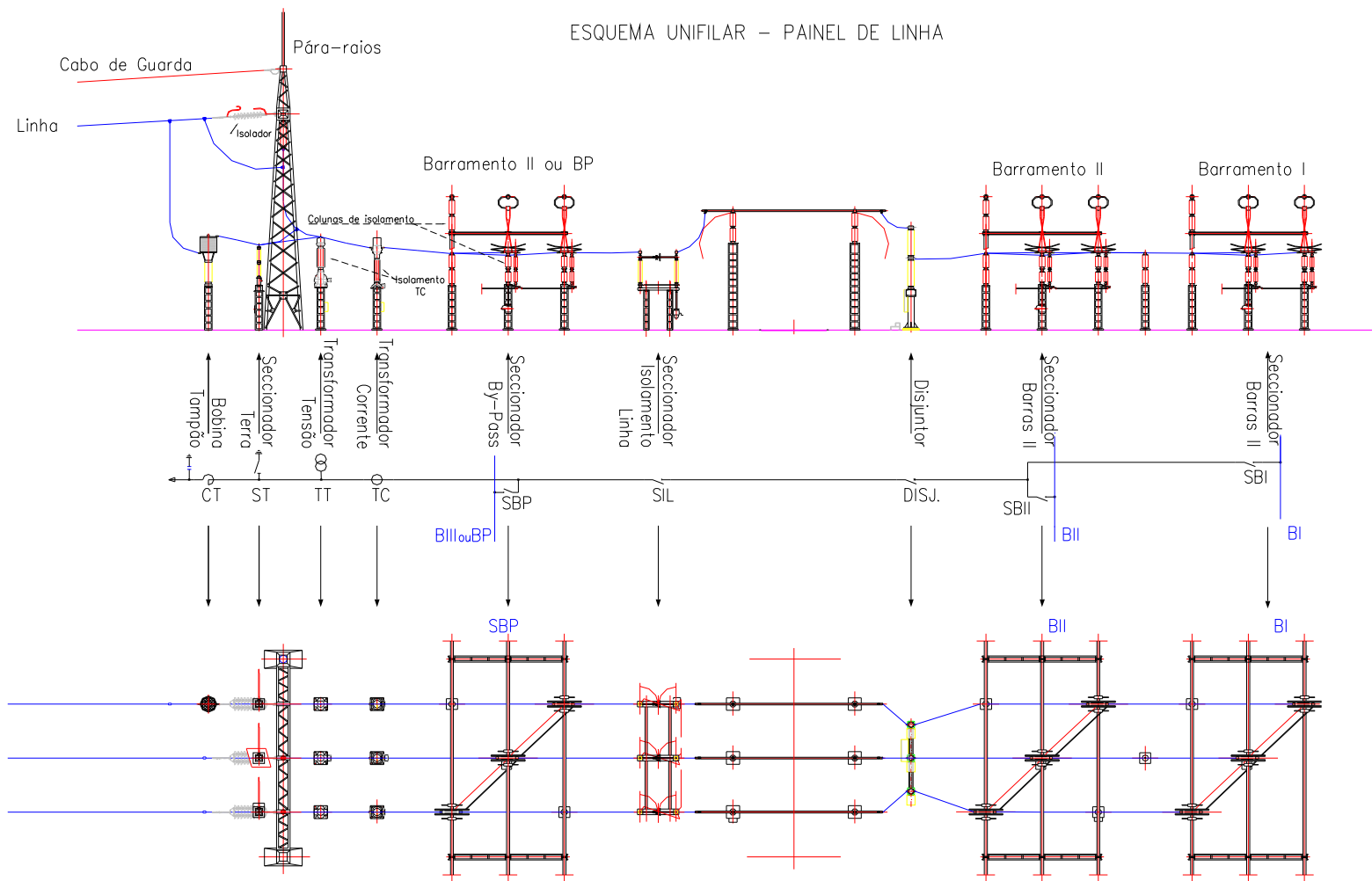


Ilustração 2-1 – Equipamentos em Painel de Linha 150 [kV], adaptado Fevereiro de 2015

Um painel característico de uma subestação integrada na RNT assume dois estados, em exploração e fora de exploração na rede elétrica. Este último, conforme Ilustração 2-1, associado a uma linha estará indisponível, apresentará os equipamentos com estados em posição de aberto (A) com a seguinte sequência: DISJ (A) - SBI (A) ou SBII (A) - SID (A) – SBIII ou SBP (A). A confirmação da indisponibilidade é constatada após ST (F). O painel e nomeadamente a linha estarão disponíveis na RNT, quando, e por ordem inversa os estados dos equipamentos se encontram em posição de fechado (F). A posição de SBI ou SBII em estado (F) decorrerá da situação de exploração de cada subestação, isto é, recorrendo ao painel Inter-barras (PIB), que garante a interligação dos Barramentos (BI e BII). Em muitas instalações da RNT com a Topologia de Triplo Barramento, o painel Inter-barras assume a função IB/BP. O PIB possui assim maior flexibilidade, permitindo uma melhor prestação de manutenção ao DISJ do painel afeto ao elemento de rede, garantindo em condições normais a sua exploração na RNT. É importante a disposição do ST entre os TT, TC e a linha, dado que invalida a existência de tensões induzidas por proximidade de linhas, assim como a possíveis descargas elétricas originadas por causas naturais. Quando está indisponível no painel coloca-se em risco, a segurança das pessoas no decurso das intervenções de manutenção no painel. Assim, o ST é um elemento importante que assegura as condições de segurança na elaboração dos boletins de consignação entre os dois e até três extremos. Não menos importantes os transformadores de medição TT e TC, que disponibilizam as medidas das grandezas elétricas nas três fases do sistema elétrico, permitindo a monitorização a vários níveis do elemento da rede a este referenciado. Dada a extensão da RNT, a proteção de defeitos causados por fatores de diversa natureza deve evitar influências de um determinado elemento de rede (uma linha) na RNT. Deste modo, deve-se munir o painel de linha da subestação de um disjuntor (DISJ) com características adequadas aos valores tidos em conta no estudo da linha. Trata-se do primeiro equipamento do painel em exploração a manobrar quando indisponibilizado na posição (A), no caso a linha, e disponibilizado na manobra inversa (F).

2.5.1 Casa de Painel –CP

A casa de painel faz parte integrante de um parque de alta tensão, edifício que agrega todo o conjunto de sistemas SPT, SCC, SAL e Telecomunicações. Designam-se em função da sua característica, como por exemplo, Serviços Auxiliares (S.AUX), Grupos Diesel (G:D), Baterias (S.BAT), Edifício de Comando (EC). Estas são colocados

estrategicamente, de forma a interligar os painéis correspondentes ao mesmo nível de tensão, exemplo da SFR com a CP11 a interligar o P100 da linha de Castelo Branco III Figura 2-5.



Figura 2-5 – Casa de Painel-CP11

Para o estabelecimento de funcionalidades com o parque AT, é-lhe conferido sistemas implantados em um armário de Proteções +H1e armário de Comando e Controlo +G1. Para dar cumprimento às funções dos sistemas SPT e SCC são utilizadas redes de comunicação, estando interligados com outras CP e EC através de percursos específicos, salvaguardados por especificação técnica e funcional da REN, na base de normas IEC e EN.

2.6 Equipamentos AT em Subestações

Cabe à REN e ao departamento de projetos efetuar os estudos, regularizar e proceder à normalização dos equipamentos, estabelecendo com base em Especificações Técnicas e Funcionais. Estes servem para regular o equipamento a implantar nas instalações da RNT, quando ocorram construções, remodelações e manutenções de carácter interno ou externo.

Os estudos concebidos, e postos em prática, devem garantir o correto funcionamento da subestação e não restringir a sua exploração com as demais instalações da RNT do SEE.

O que só é possível, se reunidas as características e níveis de desempenho dos equipamentos de Alta Tensão implantados neste tipo de instalações.

Aos Barramentos da Subestação cabe o funcionamento integral da mesma. No seu dimensionamento considera-se uma circulação de corrente extrema, tendo em linha de conta a possibilidade de indisponibilidade de elementos da Subestação.

A disposição de equipamento ao meio ambiente, obriga à implantação de sistema de proteção contra descargas atmosféricas das subestações cujo dimensionamento deve assegurar um risco de defeito menor ou igual a uma descarga em cada 50 anos.

2.6.1 Disjuntores-DISJ-Q50

A Rede Nacional de Transporte (RNT) possui equipamentos que, em face das suas características, permitem a proteção de um elemento da rede (linha, transformador) em função dos valores nominais para o qual foram concebidos. O equipamento referido é o disjuntor que tem a capacidade de efetuar corte (não visível) em carga.

A interrupção por causas externas pode ocorrer devido a uma corrente de carga normal, à elevação de corrente por curto-circuito ou problemas nos sistemas que o monitorizam. Para defeitos internos ao equipamento referem-se os originados por afinação, fuga e devido a desgaste do material.

Os disjuntores, cuja atuação ocorre por processo mecânico, movimentam separadamente os seus contatos elétricos no interior de câmaras de corte, de onde resulta um arco elétrico quando sujeito a abertura. A supressão deste fenómeno ocorre no seu interior por meio dielétrico. Os tipos de dielétrico mais comum para a extinguir o arco são: óleo, ar, vácuo e hexafluoreto de enxofre ou SF₆. Os pontos críticos dos disjuntores são: o dielétrico, a mola de acionamento, as polaridades, que são variáveis e que dependem do tipo de proteção e do comando.

Os disjuntores de Alta Tensão são caracterizados pela Norma CEI 60947-1, no entanto a REN atendendo às características da RNT, obriga também ao cumprimento de outras Normas CEI, ISO, NP EN para aplicação em especificações técnicas [2], [3].

As características da RNT, e face às suas exigências segue especificações com características básicas, requisitos técnicos que avaliam o seu comportamento em curto-circuito (valores eficazes simétricos) para o poder de corte, poder de fecho, duração admissível, entre outras.

As funções impostas às proteções identificadas na Figura 2-6 são afetadas por sinais emitidos pelo SPT.

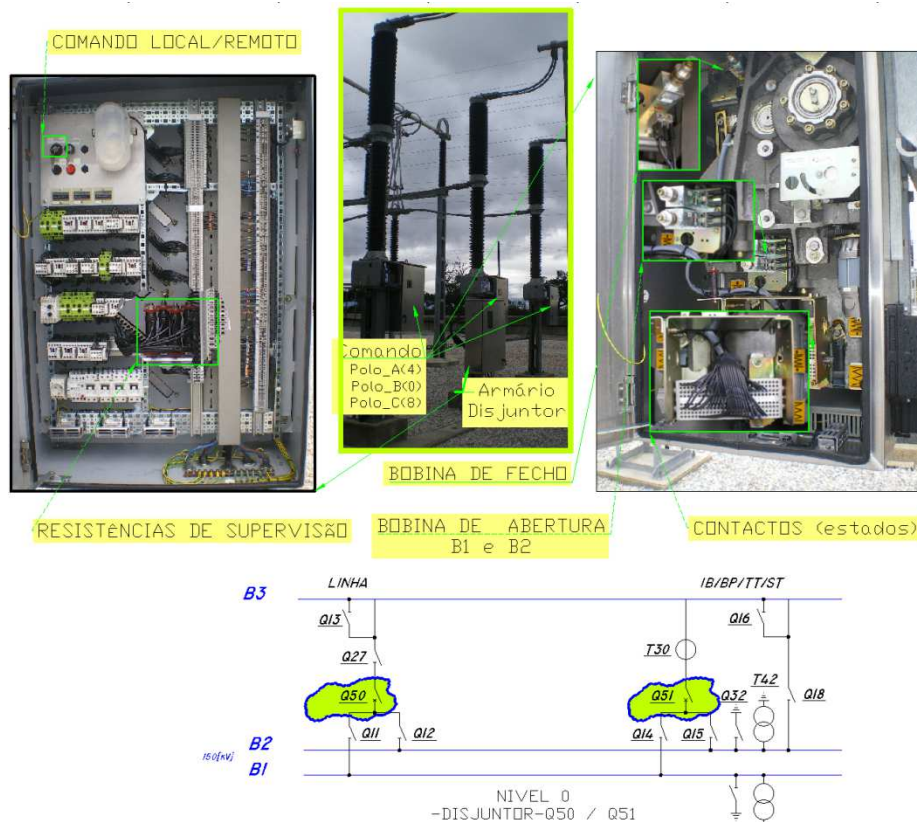


Figura 2-6 – Disjuntor de 150 [kV], Março de 2015

2.6.2 Seccionadores – SECC. Qnn

Os seccionadores têm como principal função o isolamento dos circuitos com corte visível. A sua aplicação na RNT ao nível AT e MAT obedece a características gerais para montagem em estruturas são motorizados. Estão disponíveis seccionadores do tipo Pantógrafo (SP), Rotativo Horizontal (SRH), Rotativo Vertical (SRV) e de Terra (ST). Estes últimos têm a possibilidade de ser isolados ou acoplados a qualquer dos anteriores.

Para os níveis de tensão de 60, 150 e 220 kV os seccionadores são obrigatoriamente do tipo Horizontal (SRH) visível na Figura 2-7. Os seccionadores de 400 kV têm de ser obrigatoriamente do tipo de abertura Vertical. Os seccionadores (SRV) possuem acoplamentos com seccionadores de terra (ST), desta forma é garantido um encravamento mecânico entre o mecanismo de acionamento das facas principais e o mecanismo de acionamento das facas de terra.

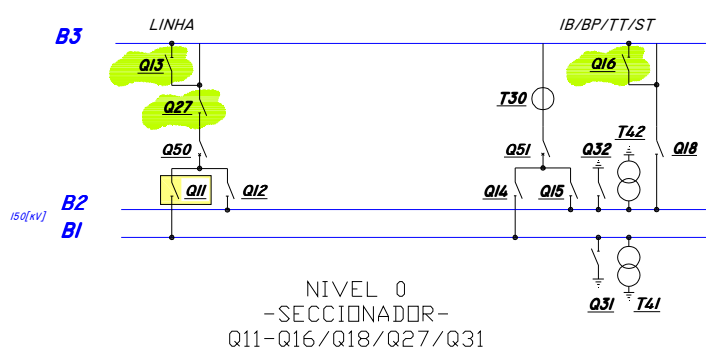


Figura 2-7 – Seccionador SECC.-Q11 de 150 [kV] Março de 2015

A REN possui Especificações Técnicas para seccionadores, ao abrigo de normas CEI e ISO, garantindo assim as condições técnicas e de segurança quando instalados na RNT.

2.6.3 Transformadores de Potência-TP

Os transformadores são componentes essenciais em sistemas elétricos de potência. Eles apresentam-se de várias formas e tamanhos. Os transformadores de potência são usados para conversão de energia de alta tensão para baixa tensão (abaixador) ou vice-versa, transformador elevador. Um grande passo foi planificar transformadores para elevar a tensão gerando potência suficiente para transporte de energia em longas distâncias. Face aos valores diferenciados de consumo, existe portanto a necessidade de munir a RNT de diferentes níveis de tensão. Assim, com a implantação de equipamentos, que estabelecem e regulem valores adequados, no fornecimento de energia, é feita de acordo com as regras definidas no regulamento da qualidade de serviço. Desta forma, as instalações da REN possuem Transformadores de Potência (TP) 400/63 [kV], 400/150 [kV] SFR, 220/63 [kV], 150/63 [kV]. A sua implantação na RNT obriga ao cumprimento de inúmeras Normas da CEI, por exemplo a CEI 60076-Tranformadores

de potência, CEI 60050-Vocabulário eletrotécnico internacional. Outras são referenciadas dentro da EN, ISO e NP. Os Transformadores de Potência destinam-se assim à instalação nas redes de AT e MAT. Todas estas redes são ligadas diretamente à terra através do seu ponto neutro.

De forma a satisfazer as condições técnicas exigidas pela REN, apresentadas na Tabela 2-1, os transformadores são constituídos por unidades trifásicas e unidades monofásicas. As suas ligações elétricas apresentam a configuração do tipo YNyn0D5 ou D11 [4].

Tabela 2-1- Características básicas Transformadores de Potência na RNT

Tensão nominal	400 kV	220 kV	150 kV	63 kV
Tensão máxima	420 kV	245 kV	170 kV	72,5 kV
Frequência nominal	50 Hz	50 Hz	50 Hz	50 Hz
Número de fases	3	3	3	3
Regime de neutro	À terra	À terra	À terra	À terra

Sendo máquinas que dissipam grandes quantidades de energia, na forma de calor, são munidas de sistemas de arrefecimento natural (ONAN) e arrefecimento forçado (ONAF). Está estabelecido pela REN que devem fornecer uma potência nominal de pelo menos 60% [5]. Para o cumprimento das janelas de tensão solicitadas, pelos vários intervenientes da RNT, exemplo o Coordenador de Rede (COR), a regulação de tensão é assegurado, com recurso a comutador de regulação em carga. Pelas suas características e local de implantação (exterior), possuem descarregadores de sobretensão por fase nos terminais de alta e baixa tensão.

Ao nível da proteção do ambiente apresentam impactos que podem ter alguma relevância, no que diz respeito ao elevado volume de óleo que apresentam, como das suas características elétricas intrínsecas, em que está associado o nível de ruído, que não deve ultrapassar os 50 [dB], de acordo com a Norma EI 60076-10. Cumprindo estas exigências com o encapsulamento dos transformadores, para além da implantação de barreiras acústicas nos limites da instalação, trabalhos realizados no mês de Agosto de 2015 na Subestação de Castelo Branco (SCC). O Transformadores pela sua natureza acarreta custos consideráveis, não podendo ser colocada em risco a sua performance com a ocorrência de defeitos, quando inseridos na RNT. Dessa forma incorporam dispositivos de controlo e proteções nas suas proteções próprias. À imagem dos TP, os

Auto-Transformadores seguem a mesma linha de exigência no que se refere ao cumprimento das Normas e especificações impostas pela REN.

2.6.4 Autotransformador Desfasador-ATD

Este tipo de unidade de transformação na RNT, designadamente na SFR, a implantação do ATD P412/114, P422/113, deve-se à existência de produção de energia eólica (EO) 150 [kV], P115-Linha Corgas (Parque eólico de Pinhal Interior) Figura 2-8. Conjuntamente, no ponto de entrada da Subestação de Castelo Branco a produção EO P113-Linha de Gardunha (Parque Eólico da Gardunha) circulará o fluxo energético via linha LFR.CC2/RDA, LFR.CC3, LFR.CC1. Pretende-se forçar o trânsito de energia no sentido da rede de 400 [kV], garantindo o aproveitamento das capacidades de ambas as redes.

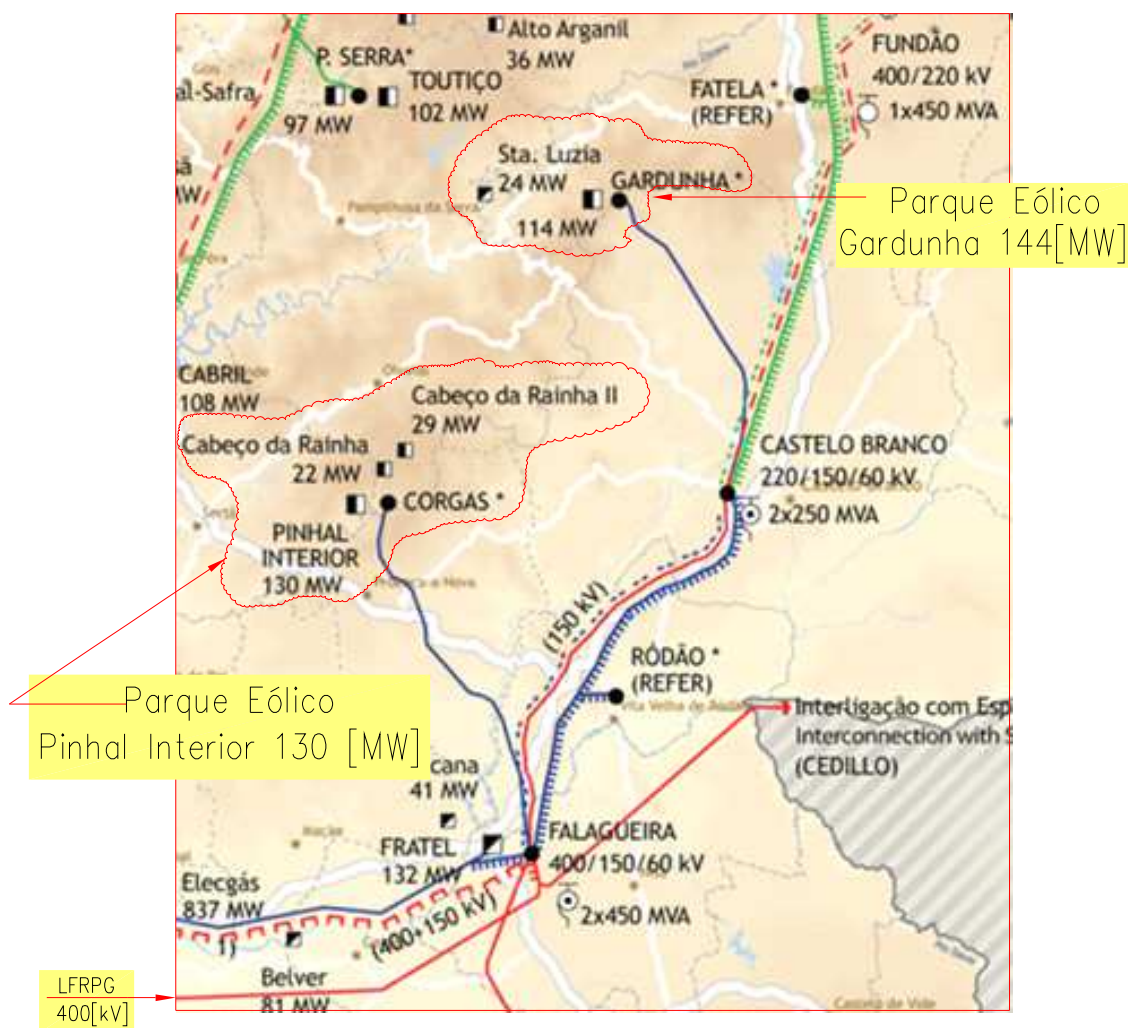


Figura 2-8 – Rede do parque eólico interligado à SFR e SCC

A implantação deste equipamento, Figura 2-9, foi realizada aproximadamente há oito anos. Estiveram neste projeto a REN com o Engenheiro André Santos (Orientador de estágio), e pela Efacec (com referência ao Engenheiro Manuel Silvestre). Estas máquinas têm um elevado grau de exigência ao nível da Engenharia.



Figura 2-9 – Auto-Transformador Desfasador ATD na SFR

Chegou-se a grandes níveis de produção, daí a necessidade de escoar essa produção para pontos de referência da RNT, nomeadamente para Litoral, onde está implantada a “autoestrada” de energia ao nível dos 400 [kV].

2.6.5 Transformadores de Medição

O controlo dos circuitos de alta tensão, de uma rede de transporte de energia elétrica, implica a necessidade de alimentar os circuitos de proteção, com as tensões e correntes presentes nos referidos circuitos. A avaliação dos fluxos de energia, entre diferentes pontos da rede, a alimentação de circuitos de contagem e a aquisição e tratamento de medidas tem origem nos circuitos secundários dos transformadores de medida de tensão e de corrente.

As características dos transformadores de medida apresentam um conjunto de Especificações Técnicas (ET) elaboradas na REN. Neste caso a ET diz respeito aos

Transformadores de Medição de Corrente (TC), de Tensão (TT) e Combinados, destinados à RNT.

A REN através das normas CEI, EN-ISO tem a garantia do desenho, fabrico e ensaios, sendo estes fatores importantes para que a instalação destes equipamentos se adaptem à rede AT e MAT. No caso da linha de Corgas para a tensão 150 [kV] as suas características básicas dos transformadores de medição são apresentadas na Tabela 2-2.

Tabela 2-2- Características básicas dos Transformadores de medição

Tensão nominal	400 kV	220 kV	150 kV	63 kV
Tensão máxima	420 kV	245 kV	170 kV	72,5 kV
Frequência nominal	50 Hz	50 Hz	50 Hz	50 Hz
Número de fases	3	3	3	3
Regime de neutro	À terra	À terra	À terra	À terra
Constante de tempo da rede	50ms	50 ms	50 ms	50 ms
Fator de defeito à terra	≤1,4	≤1,4	≤1,4	≤1,55

Estes equipamentos encontram-se no exterior, sujeitos portanto às condições ambientais de serviço. A sua disposição vertical, sobre estruturas metálicas ou de betão, permitem uma ligação à rede de terras da instalação.

Fisicamente, o circuito elétrico é estabelecido de forma diferente para os TC e TT. Dessa forma o terminal de alta tensão no TC terá a forma plana, com dimensões adequados ao nível de tensão. No TT o seu terminal tem uma configuração cilíndrica com diâmetro de 30 mm. De forma comum, são interligados com o restante circuito, por intermédio de ligadores de liga de alumínio compatível com o esforço mecânico a que possam estar sujeitos. Os terminais do primário e secundário são referenciados em conformidade, com as normas aplicáveis a TC e TT. Os TT são ligados entre a fase e a terra, fase 0, Figura 2-10.

Os transformadores de medição característicos utilizados em circuitos de corrente alternada são referenciados por Transformadores de Tensão (TT)-T40 e Transformadores de Corrente (TC)-T30, Figura 2-10. Através dos referidos transformadores obtêm-se, nos respetivos secundários, grandezas proporcionais auferidas nos primários. São a imagem, mas em valores inferiores aos apresentados nos primários dos referidos transformadores.

Estes equipamentos asseguram em alta tensão, segurança para quem opera nas instalações da REN. Existe portanto um isolamento do circuito a controlar em relação ao circuito onde se irá interligar aparelhos de medição. Com características diferentes, o

primário com funções de controlo desse circuito, enquanto que o secundário (TT) estabelece a imagem da rede primária por intermédio de medidas.

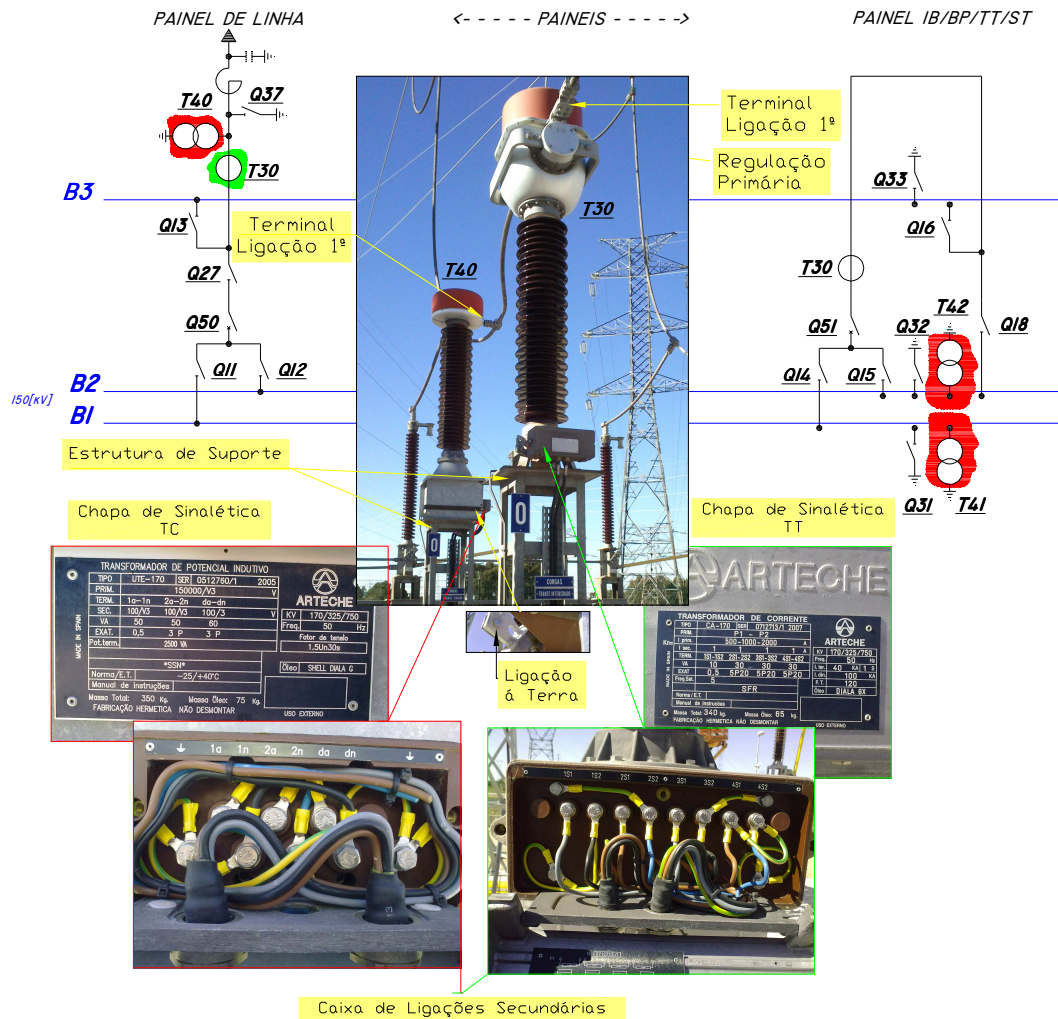


Figura 2-10 – a) TC e b) TT, Março de 2015

Por motivos de segurança, e devido aos efeitos inerentes a circuitos com estas características, nomeadamente efeito de capacidade entre os enrolamentos (E) nos TT, os núcleos (N) nos TC, um dos terminais do secundário é ligado à terra de proteção. Da mesma forma, a carcaça do transformador também é ligada à terra.

Os enrolamentos (E) por escolha, e dimensionamento de isolamentos apropriados, são projetados para elevados níveis de tensão com um alto grau de segurança. As medidas de tensões e correntes nos secundários dependem da relação de transformação, mais concretamente do número de espiras do primário e secundário, desta relação de espiras exige-se margens de precisão muito altas. No caso da rede de 150 kV, o primário dos

TC possui valores de 500-1000-2000 [A] e no secundário valores de 1 A caso do P105 na SFR,1000/1 [A]. Para os transformadores a relação de transformação corresponde a de tensão primária $150/\sqrt{3}[kV]$ (fase-neutro), ao secundário corresponde a $0,1/\sqrt{3}[kV]$ (fase -neutro). As funções de cada enrolamento na [6] Os transformadores de medição apresentam vantagens para os equipamentos de medida e proteção. Não transmitem integralmente as sobrecargas e sobretensões, originadas por perturbações no circuito primário. A utilização dos transformadores de medição, permite que os circuitos a controlar sejam agrupados com afastamento, por intermédio de caixas de reagrupamento. A ligação entre os equipamentos e o secundário do transformador de medição efetua-se na parte inferior do TT e TC (Figura 2-10), através de cabos com secção relativamente reduzida.

2.6.5.1 Transformadores de Corrente – TC: T30

Os Transformadores de Corrente TC são monofásicos, e são designados por intermédios de códigos REN. Os TC dispõem de relações de transformação e de quantidades de núcleos (N) necessários a satisfazer os sistemas implantados. A corrente é estipulada para efeitos de aquecimento de $1.2 \cdot I_n^4$. As relações de transformação referidas, são estabelecidas ao nível do circuito primário, por intermédio de *shunts* robustos na parte superior do TC, Figura 2-10. A ligação direta de aparelhos de medição em circuitos de alta tensão, além dos valores elevados, obrigaria a conceção de aparelhos de grandes dimensões, com necessidade de elevado nível de isolamento e bobinas de grandes secções. Dessa forma os aparelhos são ligados ao secundário de um transformador de medição, do qual se obtêm as grandezas a medir e a valores reduzidos convenientes, e sem perigo.

O TC estabelece uma corrente no secundário praticamente proporcional à corrente que circula no primário. Existem portanto relações de transformação para valores reais e valores nominais. A relação de Transformação Real das correntes primárias/secundária é representada por K [6]. A relação de Transformação Nominal define-se “primário com poucas espiras e de secção superior ao secundário que apresenta maior número de espiras”. Por várias razões, os transformadores são utilizados pela necessidade de obter

⁴ I_n : valor nominal do Circuito primário

correntes relativamente baixas, compatíveis com os instrumentos de medida, contagem, proteções, e TC.

A relação existente entre as correntes primárias e secundárias, traduzem-se na relação, por exemplo, 100/5. Significa que a corrente que flui no condutor do primário no valor de 100 [A] resulta em 5 [A] no secundário. Desprezando as perdas podemos afirmar que as correntes primárias e secundárias são inversamente proporcionais ao número de espiras.

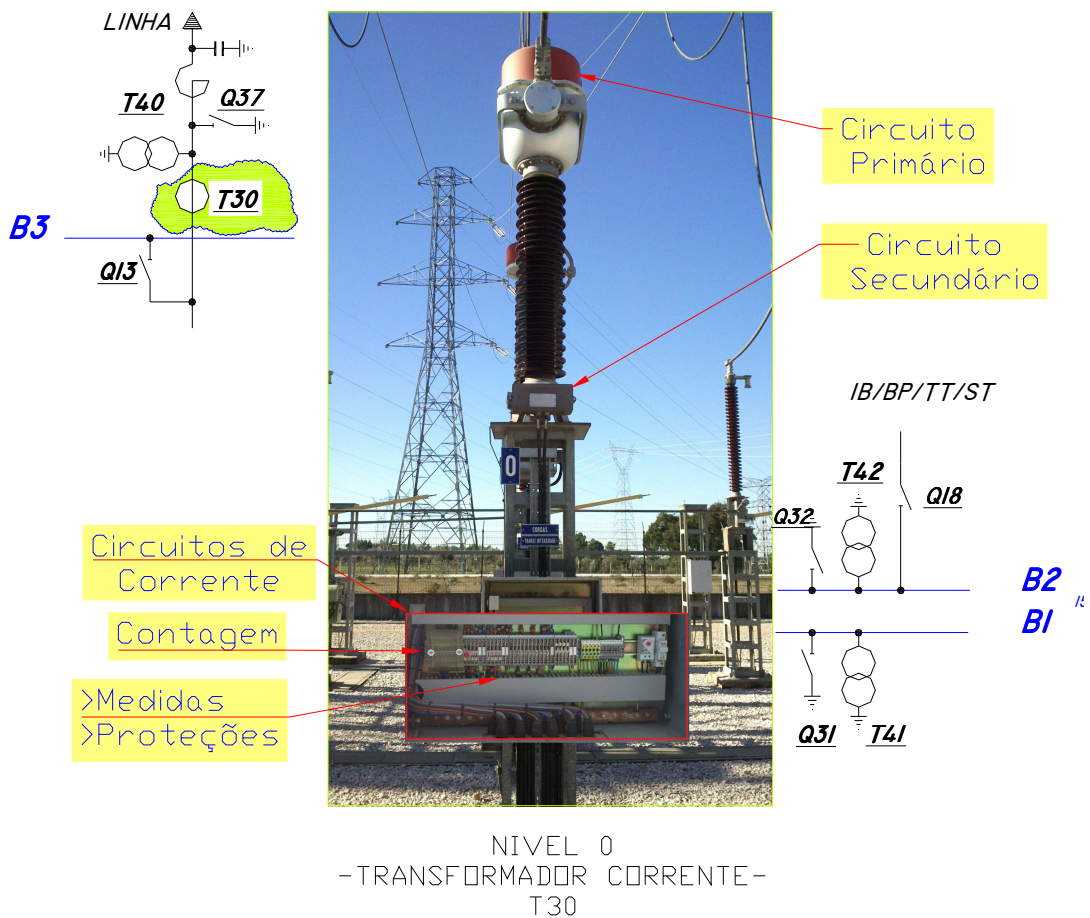


Figura 2-11 – Transformadores de Corrente – TC-T30, Março de 2015

Aos transformadores de corrente estão indexados cuidados relacionados com o facto de a carga do secundário ser constituída por bobinas amperimétricas, que se caracterizam por valores de impedância baixa, funcionando o secundário dos transformadores perto do curto-circuito.

Em caso extremo, com o secundário em circuito aberto, conduzirá à destruição dos isolamentos e à explosão do transformador. A tensão atinge valores elevados, funcionando como transformador elevador de tensão.

Nas caixas de reagrupamento dos circuitos provenientes dos TC constata-se da não existência de quaisquer fusíveis ou qualquer outro tipo de proteções. Desta forma o secundário de um TC não deve ser protegido por Fusíveis ou qualquer outro tipo de proteções. Cuidados acrescidos a ter em conta quando é efetuada qualquer intervenção nas cargas do TC, traduzindo-se no curto-circuitar do secundário.

Construtivamente, os TC apresentam variadas formas, com diferentes aplicações, como por exemplo nas travessias dos transformadores, autotransformadores ou reactâncias shunt, em que os núcleos (N) dedicados às proteções devem ser dotados de blindagem contra fluxos magnéticos exteriores. A blindagem deverá ser feita com auxílio a um enrolamento dedicado para equalização do fluxo.

As correntes nominais do primário, no que se refere a Alta Tensão 400 [kV], 220 [kV], 150 [kV] e 60 [kV], com aplicação na RNT, representam valores de 750, 1500, 3000 [A].

Os transformadores de Medição TC são desenhados, fabricados e ensaiados de acordo com Normas CEI e EN ISO [8]. As características no caso do Painel 105 da SFR definem-se em função da utilização, segundo a Tabela 2-3.

Tabela 2-3- Características do TC T30 Painel 105 da SFR

Primário	Corrente nominal [A]		
	500 - 100 - <u>2000</u>		
	Núcleos		
Secundário	Contagem	Medida	Proteção
Corrente [A]	1	1	1
Nº de Núcleos	1	1	2
Potência de precisão [VA]	30	30	30
Classe de precisão	0,2	0,2	5P
Fator de saturação	<5	<5	20

2.6.5.2 Transformadores de Tensão TT-T40

À imagem dos TC, os Transformadores de Tensão TT também são monofásicos, com um fator de potência de 0,8 (circuito indutivo) e através de códigos REN os TT dispõem de número de enrolamentos (E) secundários, como estão assinalados na Tabela 2-4 e indicado na Figura 2-12. Os (E) secundários são necessários para a seleção de tensões para proteções e tensão de painel para *Bypass* na proteção, e tensões para sincronização manual [7], [8]. A utilização dos TT deve-se a necessidade de isolar os circuitos de medida, controlo, garantindo assim a segurança na utilização destes aparelhos e em outras aplicações.

Tabela 2-4- Características do TT-T40 do Pannel 105 da SFR

Primário	Tensão nominal [V]	0,1√3	
Enrolamento			
Secundário	Contagem/medida	Proteção	Compensação
Tensão nominal [V]	0,1√3	0,1√3	0,1√3
Potência de precisão [VA]	15	15	15
Classe de precisão	0,5	3P	3P

Aos aparelhos de medição normalizados é permitido a leitura, devido ao TT ampliar o campo de medida dos instrumentos de medição.

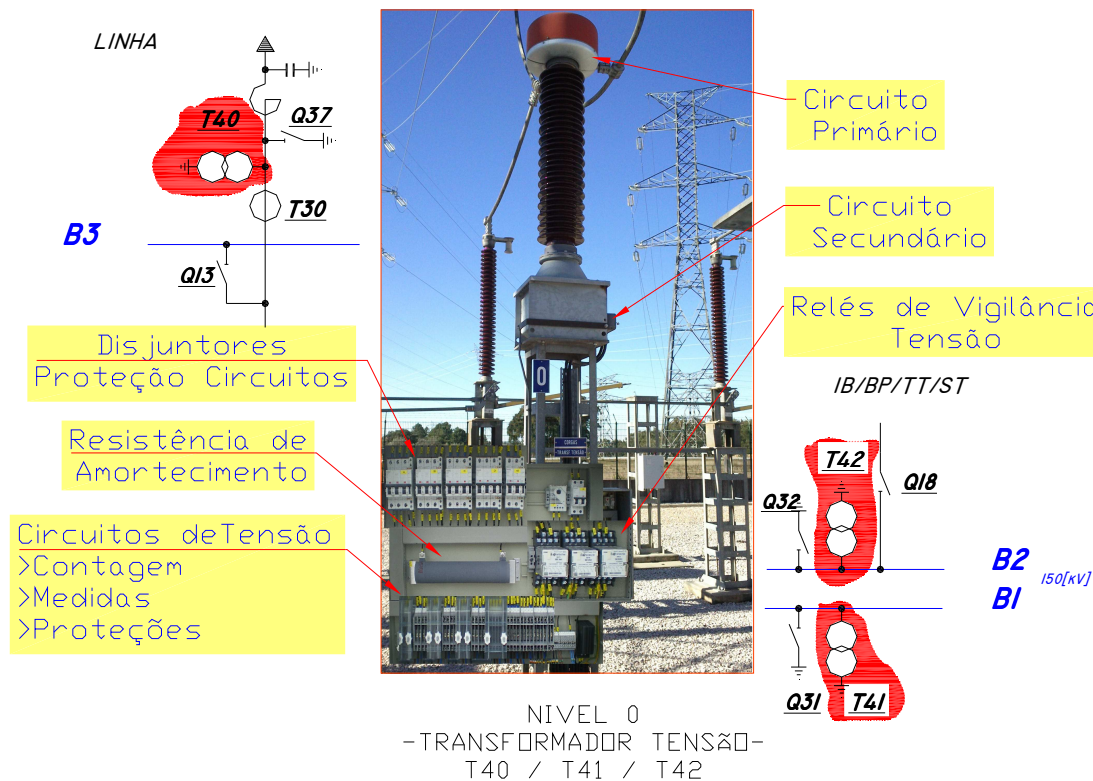


Figura 2-12 – Transformador de Tensão TT-T40, Março de 2015

Em condições de sobretensões originadas no circuito primário, o TT contribui para proteger o equipamento a jusante.

Para prevenir contra fenómenos de ferro-ressonância dos Transformadores de Tensão Indutivos deve existir um, e apenas um, dos seus pontos ligados à terra. Em regime de exploração possuem um enrolamento de compensação, que a REN define como **3a-3n**, ao qual ligará uma resistência de 80 ohm que admite uma corrente de 5 amperes de fecho do triângulo.

2.6.6 Para-raios

Os sistemas elétricos devem ter elevada fiabilidade e assegurar a máxima continuidade de serviço. Para atingir estes pressupostos os equipamentos para-raios assumem um papel muito importantes. Os para-raios encontram-se instalados nos pórticos das subestações, no caso de um painel de linha fixam-se no pórtico da entrada conforme Figura 2-13, ponto de ligação do cabo de guarda da linha. O para-raios impede que os equipamentos como TT, TC, DISJ, TR, estejam expostos a sobretensões. A sua atuação tem como princípio absorver uma parte da corrente associada a uma onda de tensão no seu terminal, de forma a não atingir o valor máximo permitido.

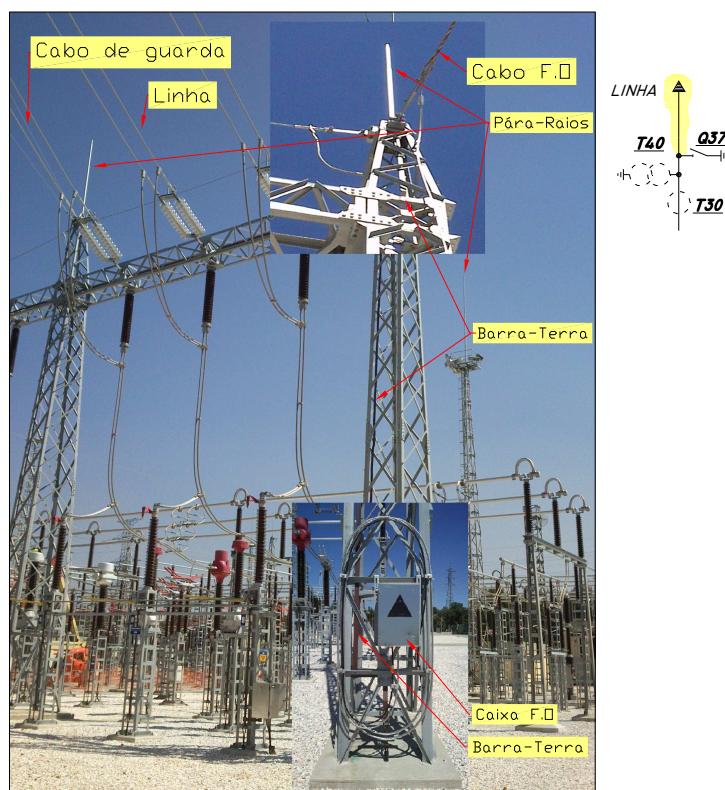


Figura 2-13 – Para-raios Pórtico- entrada da linha, Junho de 2015

Como referido, as linhas (através do seu cabo de guarda - quinto condutor) evitam assim a incidência direta de descargas atmosféricas nos condutores de fase.

Servem ainda de suporte às comunicações via fibra ótica monomodo, protegidos através da blindagem.

Os efeitos provocados por descargas atmosféricas consistem na ocorrência de contornamentos, por defeito de isolamento, através das cadeias de isolamento.

2.6.7 Nomenclatura

Os equipamentos AT possuem no estado de arte, designações e siglas definidas pela REN. O objetivo será, ao nível do parque AT, identificar equipamentos e painéis das subestações. São devidamente regulamentados pela REN [9], Tabela 2-5.

Tabela 2-5-Siglas de Identificação dos Equipamentos AT

TRANSFORMADOR DE TENSÃO - TT			
LOCALIZAÇÃO			
DESIGNAÇÃO	PAINEL LINHA	PAINEL TR.	PAINEL IB/TT/ST
T40	LINHA	LADO BT	
T41	BARRAMENTO I		BARRAMENTO I
T42	BARRAMENTO II		BARRAMENTO II
TRANSFORMADOR DE CORRENTE - TC			
LOCALIZAÇÃO			
DESIGNAÇÃO	PAINEL LINHA	PAINEL TR.	PAINEL IB/TT/ST
T30	LINHA	LADO AT, BT	BI/BII
SECCIONADOR - SECC.			
LOCALIZAÇÃO			
DESIGNAÇÃO	PAINEL LINHA	PAINEL TR.	PAINEL IB/TT/ST
Q11	BI	LADO AT/BT	
Q12	BII	LADO AT/BT	BARRAMENTO I
Q13	BIII		BARRAMENTO II
Q14			B2
Q15			B1
Q16	BIII		B3
Q18			IB/BP
Q27	ISOL.DISJ.		
Q31			SECC.TERRA BI
Q32			SECC.TERRA BII
Q33			SECC.TERRA BIII
Q37	SECC.TERRA LINHA		
DISJUNTOR - DISJ.			
LOCALIZAÇÃO			
DESIGNAÇÃO	PAINEL LINHA	PAINEL TR.	PAINEL IB/TT/ST
Q50	PAINEL	LADO AT/BT	PAINEL
Q51		LADO AT/BT	

Ao Nível das Especificações Técnicas e Funcionais (ETF), a REN possui uma série de abreviaturas, de forma a identificar adequadamente os diferentes sistemas, SPT, SCC e

SAL. O estabelecimento de designações dos equipamentos pelos diferentes sistemas, leva a que exista siglas que permitem de forma simples a identificação dos equipamentos. Na Tabela 2-5, as siglas /nomenclatura é alfanumérica em que o número depende da topologia implantada.

Estas designações são uma base importante de informação, traduzindo uma linguagem comum, permitindo entre instalações e coordenador de rede (COR) a identificação dos equipamentos constando em todos os níveis da arquitetura. Constituem também uma terminologia importante para a análise de esquemas elétricos.

2.7 Arquitetura Funcional das Subestações REN

A arquitetura dos sistemas, de uma Subestação, não representa apenas ligações físicas entre os diferentes equipamentos e dispositivos. Também é a relação entre os dispositivos. A arquitetura é importante para a solução de problemas, manutenção e evolução nas subestações. É importante documentar as relações físicas e lógicas entre dispositivos [10], daí o desenho da arquitetura, tabelas ou uma combinação de ambos. Os sistemas bem estruturados permitem, assim, um rápido diagnóstico e correção de avarias.

O *design* da arquitetura do sistema de Subestação é importante para a fiabilidade sustentada do sistema. O controlo e visibilidade da rede elétrica dependerão de informações precisas das subestações. Como em qualquer atividade de engenharia, devem ser tomadas decisões com base no custo de implementação e criticidade do sistema.

A arquitetura dos sistemas, para o atual estado da arte, recorre à coordenação entre sistemas de controlo e proteção, baseados em computadores e equipamentos de controlo. Bem como da proteção de tecnologia numérica, que se interligam, através de redes que suportam a comunicação de dados, suportados por exemplo em meios ópticos (Conversores, repartidores). Aos sistemas de proteção definem-se requisitos fundamentais de fiabilidade, com desenvolvimento na sua arquitetura, funcionalidade e constitui uma vertente de dependência e segurança, no que se refere a duplicação e /ou redundância de funções e de equipamentos. Desta forma e particularmente as proteções estão ao abrigo de especificações técnicas e funcional da REN.

Os sistemas são desenvolvidos por forma a cumprirem os requisitos básicos ao nível da operação do sistema elétrico, desde possuir comando local com funções autónomas,

monotorização, sistemas concorrentes e redundantes de proteção SPT1, SPT2, osciloperturbografia, e o controlo e manutenção por via acesso remoto.

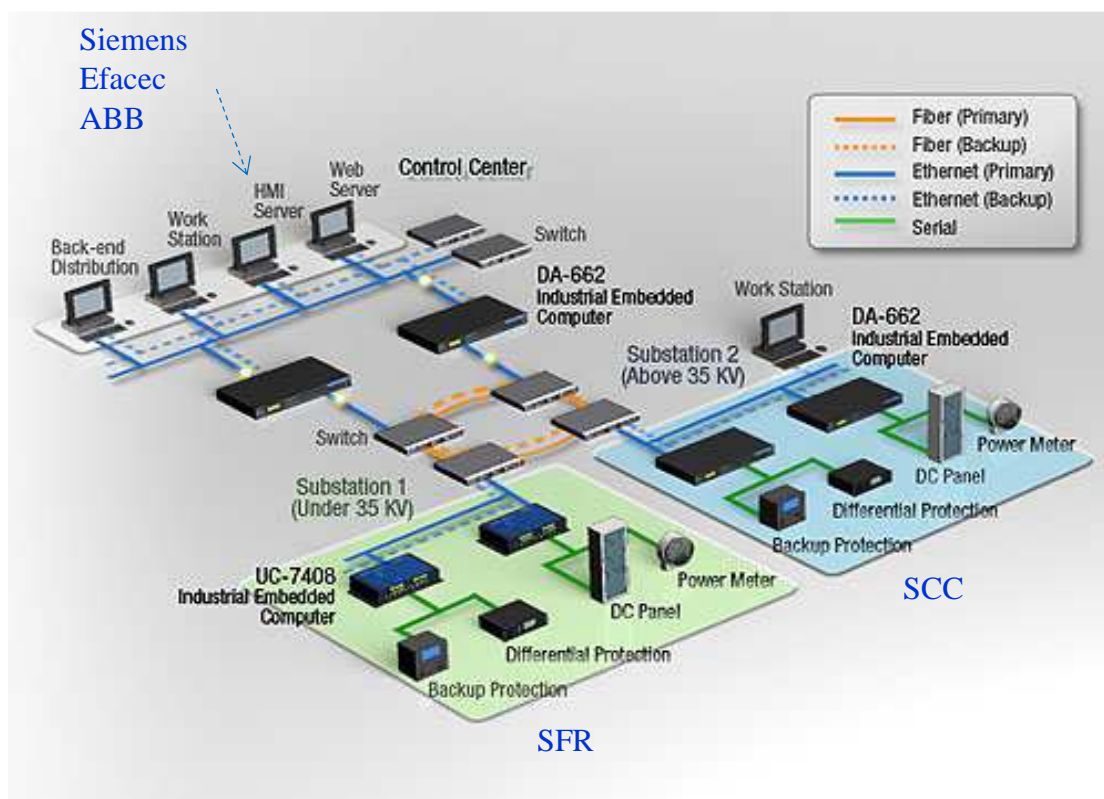


Figura 2-14 – Multi –computer system [12]

A disponibilidade geral do sistema, garantido pela arquitetura, permite que na falha de um elemento do sistema não afete outras partes constituintes do mesmo. Assim a utilização de configurações do tipo “multi-computer system” [11]. Expandir a partir de sistemas com um único computador para vários computadores, fornecendo redundância de *hardware* e desempenho eficiente demonstrativa de uma arquitetura Figura 2-14, com garantia de redundância, que não é mais do que uma solução descentralizada permite elevado nível de independência e fiabilidade. Por outro lado, garante a flexibilidade do sistema. Sistemas flexíveis fornecem interfaces de dados abertos multinível e estabilidade para fácil integração com dispositivos externos.

A redundância, não sendo sempre necessária, o engenheiro de subestações não deixa de pensar sobre se se justifica ou não, um *backup* do sistema de controlo com base na complexidade e custo. Esta decisão deve basear-se na importância da aplicação, regulamentação, e custo. Processualmente é muito mais fácil de manter um sistema não redundante.

O *bus* de comunicação ao nível por exemplo, da fibra ótica, baseia-se na configuração em estrela comunicando através do acoplador Figura 2-15, excluindo problemas entre sistemas em bus de comunicação.



Figura 2-15 – Equipamento ativo Mini acoplador-estrela

No cumprimento do fornecimento de energia e garantia na qualidade do setor elétrico, à Subestação estão definidas hierarquias no estabelecimento da arquitetura. Funciona, garantindo que os equipamentos possam atuar de forma confiável, rápida e com eficácia, quando ocorrem defeitos na RNT. Assim estão definidos para a Subestação três níveis hierárquicos, e um para a gestão da rede, o Centro de Controlo Remoto (COR). Os níveis e respetivos equipamentos são:

- **Equipamento AT e Serviços** ao nível zero na Ilustração 2-2, constituído pela aparelhagem de MAT, AT e BT, o **Equipamento e Sistemas Painel**.
- Primeiro nível interligar este nível com os equipamentos para Proteções Comando e Controlo e, a **Equipamento e Sistemas Centralizados**.
- Segundo nível com os equipamentos para Comando e Controlo e Proteções do nível 1 interligar de forma centralizada a UGC e SOL.
- Terceiro nível, **Acesso remoto** para registos e visualização em tempo real da instalação (Subestação).

Desta forma o acesso à Subestação será via comando e controlo a partir do segundo nível. O primeiro nível permite a possibilidade de comando e controlo isolado de painéis, nas três topologias. As ordens ou sequência de ordens a painéis, apenas são permitidas a um só nível, nunca em simultâneo do primeiro, segundo e terceiro níveis.

Os equipamentos que constituem um painel, nunca serão afetados por outras unidades de painel, seguindo a filosofia implantada em subestações da REN. Existem entidades de Proteção (+H1), Comando e Controlo (+G1) por painel, dispostas num armário (Nível de Tensão 60 kV), podendo ser dispostas em armários separados (Nível de Tensão 400, 220, 150 [kV]). Face às características de tamanho, importância e complexidade das subestações, estão previstas estruturas que garantem aos sistemas várias concepções, levando a arquitetura modular por painel ou módulo MAT ou AT, que se distribui pelos primeiro e segundos níveis, permitindo acesso remoto com interligação ao terceiro nível.

Um painel de Linha, com equipamento AT com diferentes características com funções de isolamento os (Seccionadores), funções de proteção (os Disjuntores) e funções de medida (Transformador de Corrente TC, Transformador de Tensão TT).

Para permitir a monitorização destes equipamentos, há a garantia de não interferências motivada pela natureza das instalações da RNT, e a interligação dos armários. Armário de Proteções +H1 dedicado às proteções, Armário de Comando e Controlo +G1 dedicado ao comando. Para estabelecer os comandos do equipamento, localmente ou à distância são necessárias comunicações na base de redes com propriedades muito próprias, em que a causa efeito se manifesta por intermédio dos equipamentos centralizados, com protocolos e gestão específicos. Serão abordados de uma forma mais profunda, os elementos que sustentam e caracterizam esta arquitetura.

Painel de linha (PL), Painel de Transformador (PTR), Painel de Bateria Condensadores (PBC) são elementos da RNT que apresentam diferentes características ao nível da implantação de equipamento AT, assim como o modo de exploração. As funções estão bem definidas, face a diferentes topologias referenciadas na Tabela 2-6 que caracterizam diferentes painéis referidos e existentes nas subestações. Exemplo de uma instalação MAT/AT com topologia tipo 1 e topologia tipo 3, a Subestação da Falagueira (SFR) Ilustração 2-3.

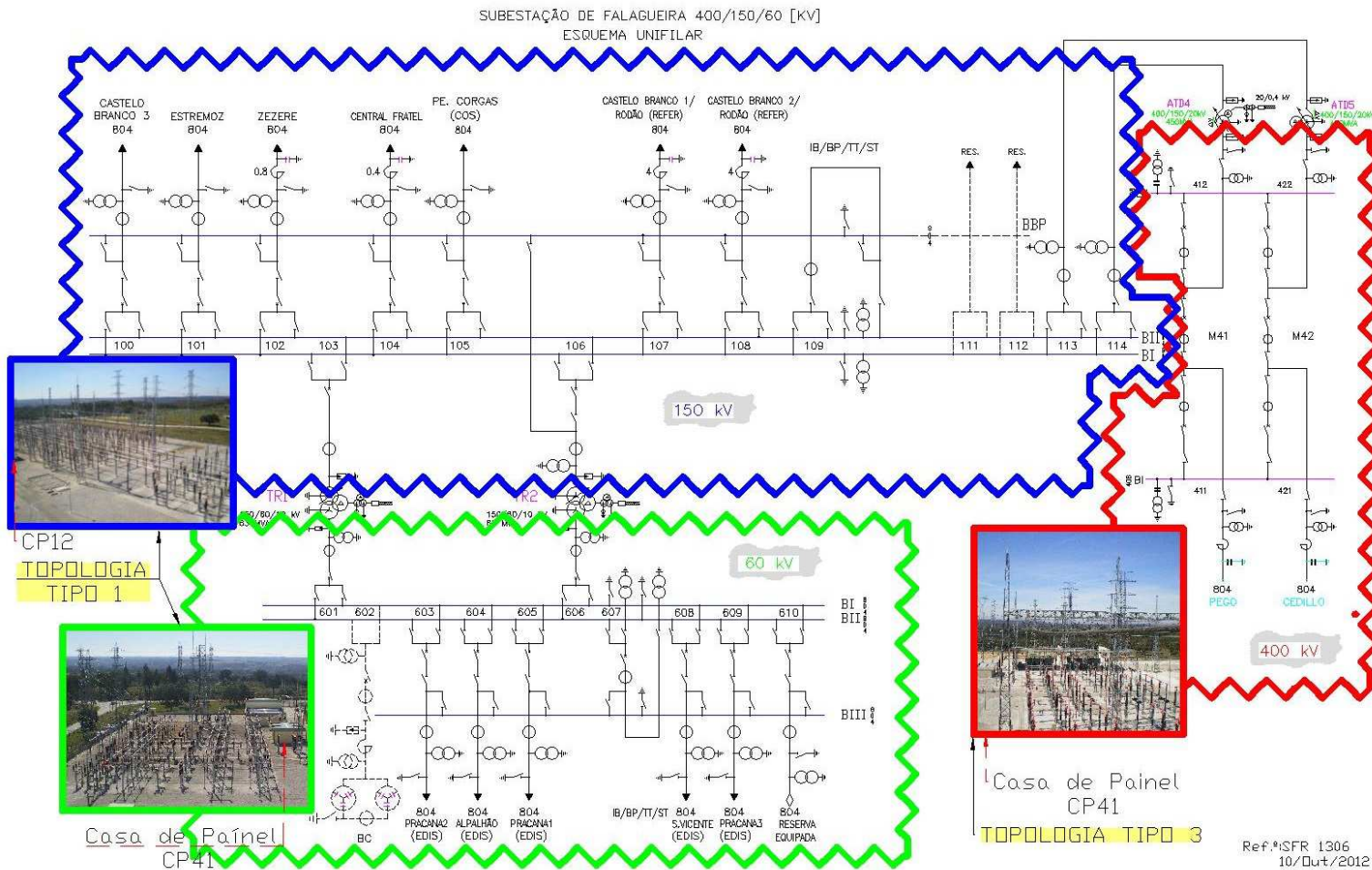


Ilustração 2-3 – Subestação da Falagueira: Esquema Unifilar-Topologia Tipo 1 e Tipo 3

Tabela 2-6-Topologias das instalações da REN-MAT/AT

TOPOLOGIAS INSTALAÇÕES MAT/AT	
TOPOLOGIA TIPO 1	TRIPLO BARRAMENTO
TOPOLOGIA TIPO 2	DUPLO BARRAMENTO
TOPOLOGIA TIPO 3	DISJUNTOR E MEIO

2.7.1 Nível Zero da Arquitetura

A identificação no Nível zero da arquitetura Ilustração 2-2 consiste em saber que equipamentos AT têm um papel importante na estrutura de uma Subestação, as suas especificações nos diferentes níveis de tensão [13]. Os equipamentos de MAT e AT têm aspetos relevantes para os sistemas, em particular para o SPT.

Existe a necessidade de estudos básicos para a especificação das características elétricas, que assentam nos estudos de fluxo de potência para a determinação das correntes nominais, dos estudos de curto-circuito dos equipamentos e a capacidade que os Disjuntores devem possuir quando sujeitos a defeitos ou interrupções do elemento da rede a que pertencem. Também se devem realizar estudos das sobretensões para assegurar determinados níveis de isolamento e avaliar as especificidades de outros equipamentos nomeadamente seccionadores (SECC).

No atual estado da arte destaca-se as especificações dos Transformadores de medição TC-T30 e TT-T40, circuitos de Disjuntores e circuitos de imagem (Seccionadores). Desta forma estão adjacentes requisitos externos, funcionais dos sistemas complementares que cooperam e se relacionam [14].

No surgimento de novas subestações, ou até mesmo na remodelação das existentes, estes requisitos são aplicados quando interligados os centros produtores a instalações REN. Se observarmos a topologia tipo 1 na Ilustração 2-4, verificamos a interligação à RNT dos transformadores de medição T30, T40 implantadas no exterior. Pretende-se fornecer ao SPT os núcleos (N) dos TC e enrolamentos (E) dos TT que alimentam os sistemas de proteção.

2.7.2 Primeiro Nível da Arquitetura

O primeiro nível reúne condições de intervenção em tempo real sobre a aparelhagem de MAT/AT numa Subestação conforme Ilustração 2-4. Assenta em uma estrutura com suporte em equipamentos e sistemas próximos da aparelhagem que são parte integrante do nível zero da arquitetura. Será sustentado, de forma tradicional, por condutores elétricos que interligam a aparelhagem e os sistemas implantados no primeiro nível [11]. Toda a informação adquirida será processada e encaminhada via rede de comunicações para o nível seguinte, por redes de Comunicação.

Ao estabelecimento de SPT e aos SCC [15] são dedicados painéis ou módulos, existentes nas casas de painel, armários correspondentes aos SPT “+H1 de Painel nnn”, SCC com identificação “+G1 de Painel nnn” respetivamente. É garantido pelo +G1 a individualização dos registos por movimentação de aparelhagem, faltas de polaridade, que transformados em estados geram alarmes particularizados através de agrupamentos, no armário denominado “+G1 de Gerais” por exemplo Alarme Urgente (URG) e Alarme Não Urgente (NURG), assente na estrutura com circuitos a Corrente Continua (CC).

Como garantia de comandos descentralizados encontra-se, em +G1, uma Unidade de Gestão de Painel (UGP). A UGP tem um sinóptico por esta disponível, correspondente ao circuito implantado no parque de MAT/AT. Garante em condições de segurança as variáveis de sincronismo [16], que em situações extremas poderá aplicar-se a coluna de sincronização (f [Hz], ϕ [°], U [V]). Para o caso de um transformador de potência, o armário +G1 constitui uma unidade para a Regulação Automática de Tensão (RAT).

A Alimentação Alternada (CA), e a Alimentação Contínua (CC) que garante o serviço dos equipamentos são mantidas à custa da gestão de Serviços Auxiliares (S.AUX.) com armário específico “+G1 do Automatismo Serviços Auxiliares (ASA)”. Tem a função de gerir as fontes de energia para Serviços Não Essenciais (SNE) aos Serviços Essenciais (SE) e o fornecimento de energia com recurso a Grupo de Socorro (GS), para fornecimento das alimentações definidas. O ASA possui sinóptico local, identificando o circuito de Média Tensão (MT), Baixa Tensão (BT), barramento de SE definido por AA1 e barramento de SNE definido por AA2, contagem de energia para os consumos SE e SNE. O ASA é dotado de RAT (Transformador de Média Tensão 10 Kv.

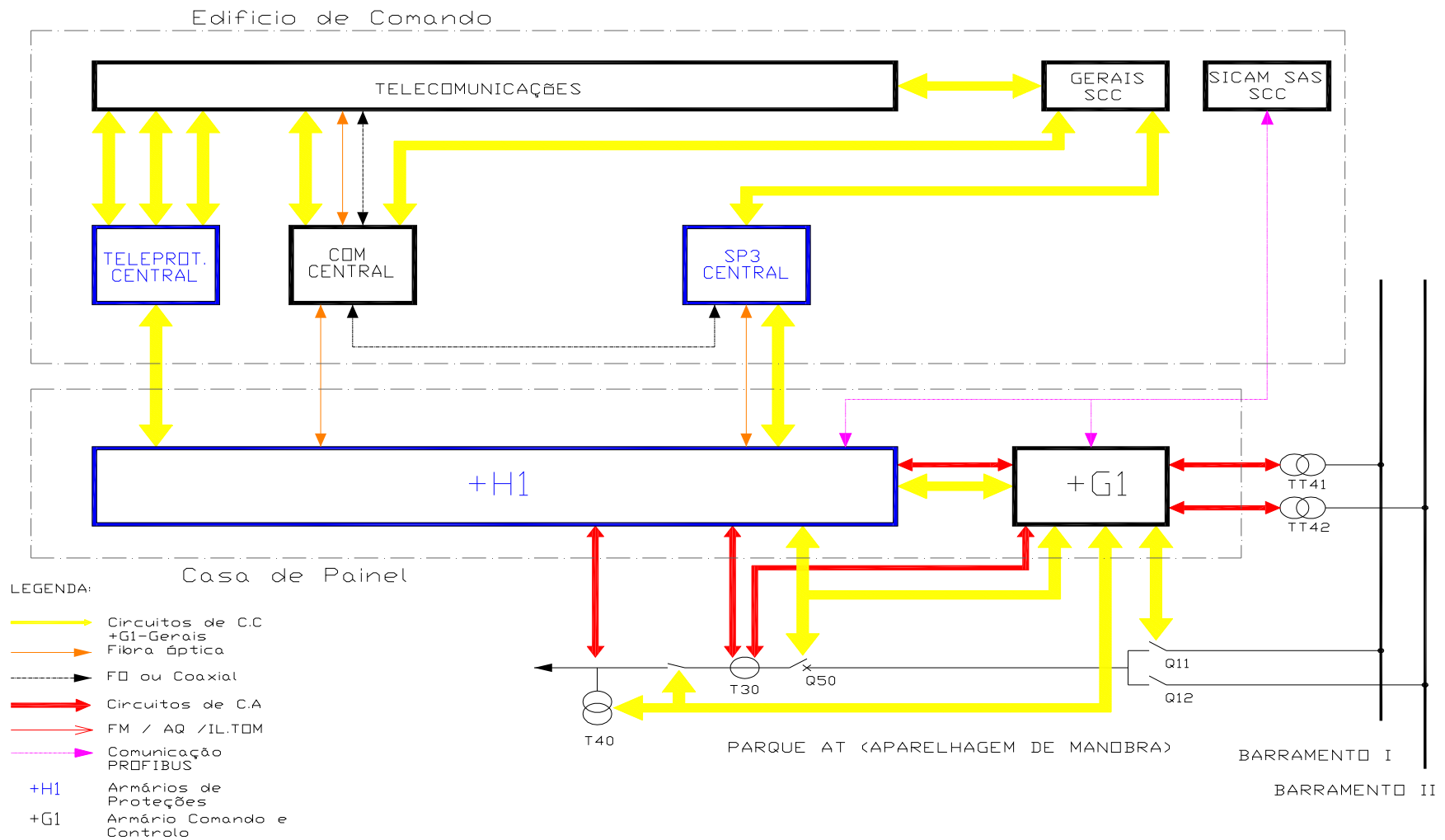


Ilustração 2-4 – Arquitetura Funcional de Painel de Linha – Topologia Tipo 1, primeiro Nível

No fim da cadeia são distribuídas as polaridades no ASA para os respetivos +H1,+G1, constituindo a Unidade de Formação de Polaridades (UFP). Aos sistemas de proteção os SPT, são confiadas as funções de proteção dos elementos da RNT, que com origem no parque de MAT/AT por intermédio do armário que compõem os sistemas de Proteção um (SPT1) e Sistemas de Proteção dois (SPT2) e Sistemas de Proteção três (SPT3), possuindo cada sistema ações bem definidas, atuando em função disso [17]. O SPT3 assegura o Sistema de Proteção Central (SPC), ao nível da Subestação, com domínio da Proteção de Barramento (PB) descentralizada e Falha de Disjuntor (FD). É acessível a consulta local ou mesmo à distância, de determinados eventos, no decurso de alterações no comportamento do elemento da RNT, através do sistema de Osciloperturbografia e Localização de Defeitos.

2.7.3 Segundo Nível de Arquitetura

No segundo nível de arquitetura, onde estão implantados os equipamentos que permitem o comando e proteção da Subestação, de modo a garantir uma gestão centralizada. É assegurada de forma permanente por equipamentos instalados em armário de Sistema com Alimentação Interrupta (SALI) que garantem o fornecimento de alimentação em corrente alternada (CA) a 220 V e corrente contínua (CC) a 110 V para sinalização, comando e alimentação.

A transposição do primeiro nível para o atual tem como entrada a Unidade de Gestão Central (UGC), que a este patamar incorpora e assume bases de dados globais do sistema, a custa de máquinas com dispositivos que utilizam memória *flash*. A uma Subestação está definido um único armário para a UGC, que serve de partida ao estabelecimento das comunicações [18] com o sistema de Supervisão, Controlo e Aquisição de Dados (SCADA) da REN, do Gestor de Sistema (GS) e do Centro de Operação da Rede (COR). O SCADA via Tele-controlo estabelece a ponte com a Unidade Terminal Remota (RTU), através de dois canais independentes com recurso ao protocolo IEC 870.5-101, que funcionam em simultâneo para o GS e COR. Ao segundo nível são garantidos as funcionalidades obtidas, desde o nível zero e adquiridas no primeiro nível, do estado da aparelhagem AT da Subestação individualmente sinalizadas. Transferem-se deste patamar os estados, sinais e comandos registados nas unidades de painel UGP, o estado do Quadro Serviço Operador (QSO), a posição dos Disjuntores correspondentes aos serviços auxiliares, que alimentam o SE e SNE.

À semelhança de outros alarmes gerados pelos equipamentos é reportada a informação adquirida no Gerais que por nível de tensão, e por intermédio de um armário com a mesma designação, é constituído por uma UGP. O Gerais através da sua polaridade $\pm S1$, é disponibilizada aos sistemas, SPT, SCC, SALI, pertencentes ao mesmo nível de tensão. Por atuação dos circuitos nos referidos sistemas, será enviada as sinalizações a partir da UGP dos Gerais, que envia a sinalização (alarme) para a UGC do nível de tensão correspondente instalada no EC. Alguns alarmes são agrupados (mesma característica).

De grande importância, as medidas dos elementos da RNT, reportada aos painéis AT, das medidas dos S.AUX. referenciadas à topologia de painel, são enviados por via dos canais direcionados ao GS e COR.

A arquitetura ao segundo nível desempenha um papel importante na regulação de tensão e trânsito de potência. Para a topologia de triplo barramento a regulação de tensão, nos secundários dos transformadores de potência, transformador auxiliar, por intermédio de comandos simples aos reguladores dos transformadores, subida/descida de tensão enviados via SCADA e tratados no Sistema de Comando e Controlo (SCC). Mediante as informações provenientes do primeiro nível, funções como encravamentos e entidades como QSO e comutador local/distância, Regulação Automática de Tensão (RAT), obedecem ao mesmo protocolo.

O operador local tem ao dispor o posto de operação, denominado Interface Homem Máquina (IHM) [19], para além de funções básicas de supervisão e controlo do processo a este nível da Subestação. A possibilidade de visualizar todos os estados de aparelhagem, sinalizações, medidas e alarmes e proceder comandos ao processo, faz-se através do PC industrial localizado na sala de comando que possibilita a interligação com a UGC Ilustração 2-6. A partir do IHM é possível como operador local, efetuar em primeira instância o diagnóstico, manutenção e parametrização dos vários dispositivos eletrónicos inteligentes do sistema de controlo e proteção. Para garantir um bom diagnóstico e sustentado temporalmente, os registos por alterações obtidas no primeiro nível, e.g. a mudança de estados são sincronizados de data e hora nos SPT e SCC, por receção de sinal de sincronismo externo (GPS). Deste modo é possível documentar os processos em relatório com impressão via exploração, como também impressão via sistema. A este nível é possível em condições menos favoráveis fazer análise em conjunto, com a Subestação e respetivos departamentos EXST intervenientes em processos de ocorrência graças ao acesso remoto que permite de uma forma robusta e

rápida, não perder informação. Para os Sistemas de Comando e Proteção (SCP) o acesso remoto aos sistemas recorre a Rede *Ethernet* de Dados Industrial (RDI), e Rede telefónica comutada como alternativa. Esta possibilidade obedece a uma arquitetura própria identificada no Armário de Engenharia (SOL/ACC), com implantação na sala de quadros do edifício de comando. É através de dois *Routers* que será acedido remotamente a todos os PC (s) e Dispositivos Eletrónicos Inteligentes (IED), correspondentes a todos os níveis de tensão da Subestação, que interliga a RDI por intermédio da *Virtual Private Network* (NPV) de comunicações. É permitido pelo acesso remoto aceder aos PC de engenharia e oscilografia do SOL/ACC, por consulta de registos e eventos e oscilogramas, procedendo a *backup* de bases de dados dos PC e IED dos níveis de tensão que constitui a arquitetura da Subestação.

As comunicações de *ethernet*, que forma a Rede de acesso Local (LAN) constituindo uma rede estruturada composta em fibra ótica monomodo, redes de pare de cobre de forma centralizada, sendo a interligação das redes de telecomunicações asseguradas por *Gatways*. Permitindo assim a tradução de protocolos usados na rede, garantindo as interligações das diferentes tecnologias, e contactando-se no Interface de Comunicação Serie entre a UGC e o SAS.

Uma outra característica, a este nível da arquitetura, é o facto da não permanente presença do operador local, não constituindo as ações decorrentes do equipamento, dispondo para isso de um Sistema de Armazenamento Seletivo (SAS) [20]. Cronologicamente adquirirá toda a informação espontânea ocorrida na instalação através da comunicação entre o SPT, SCC e SAS local. Corresponde a um excelente recurso ao operador local para elaboração de rondas periódicas ao equipamento. Recorre ao mesmo protocolo IEC 870-5-101, garantindo no caso de falhas de comunicação com SAS o armazenamento de informação. A este nível pode-se ressentir na RNT, e ao nível da Subestação, a variação no valor de tensão, por exemplo uma queda abrupta do seu valor nominal para valores próximos de zero. São riscos com origem em fenómenos elétricos e atmosféricos que poderão afetar a instalação, daí existir a este nível um Operador Automático (OPA), composto de todos os estados da aparelhagem, sinalizações, alarmes, medidas, e transformadores de corrente.

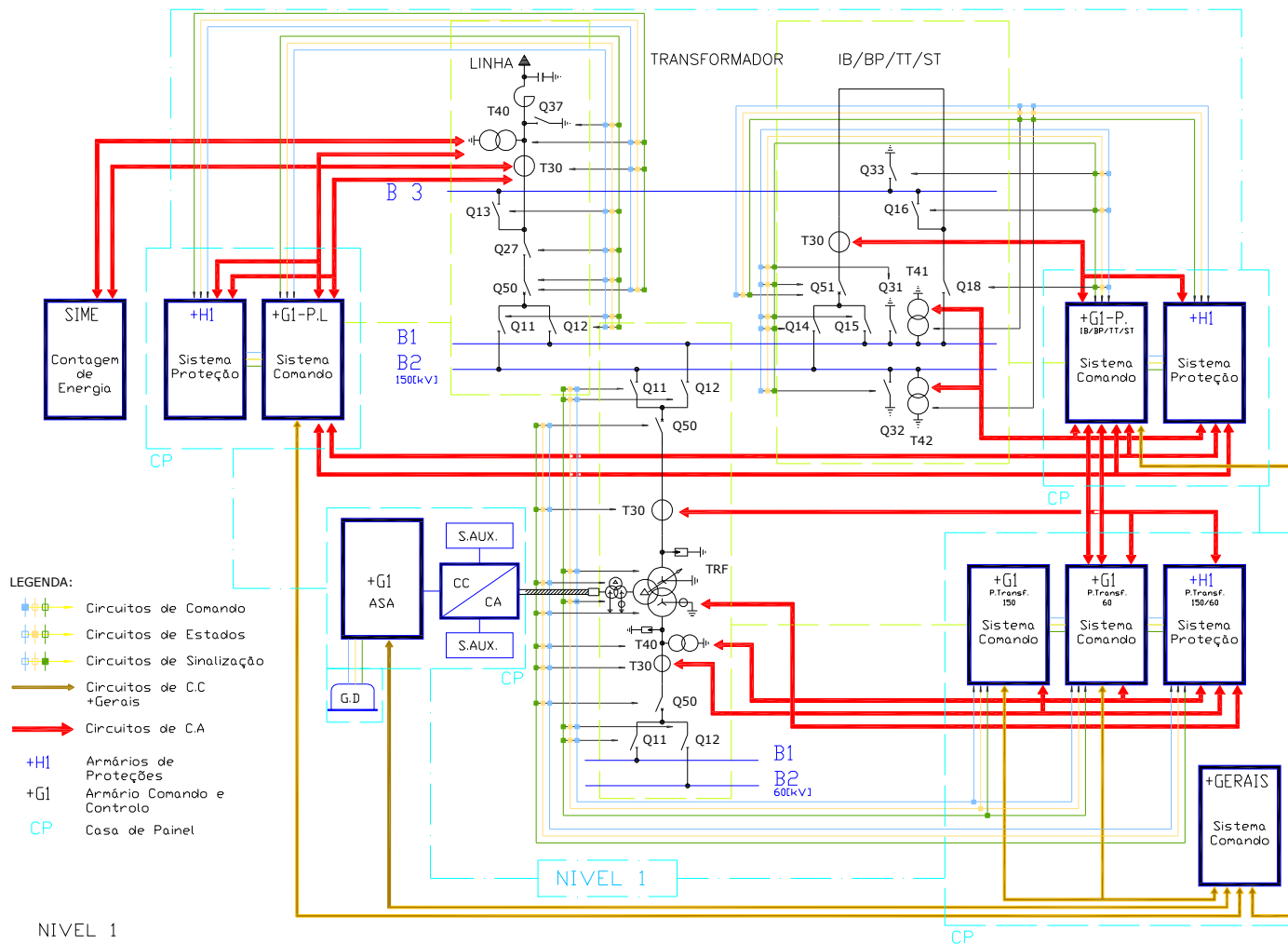


Ilustração 2-5-Topologia Tipo 1 Primeiro Nível 1 SFR, painel linha P105, painel de Transformador P106/606, painel Inter-barras P109

Se necessário o OPA procederá ao envio de manobras aos Disjuntores dos painéis AT, através da rede local, que através de agrupamentos próprios é dado o cumprimento a funções como Automatismos de Reposição após Disparo (ARD), a Reposição de tomadas dos transformadores (REPOSIC) que se relaciona com o valor da tensão com Disparo após Tensão Zero (RTZ). É acautelado o funcionamento dos equipamentos e sistemas da Subestação por falha do OPA.

2.7.4 Terceiro Nível da Arquitetura

É necessário criar as condições para a interação das entidades que exploram a rede elétrica, com o equipamento instalado no parque AT que constitui o nível zero de uma Subestação, que conjuntamente com os sistemas implantados a partir do primeiro e segundo níveis compõe a estrutura, das diferentes topologias das subestações.

Desta forma a existência de um terceiro nível onde se concentram os sistemas e equipamentos necessários à operação, monitorização e manutenção remota Figura 2-16. É através de Rede de Dados Industrial (RDI) que os sistemas de forma remota são geridos pelas SPT, SCC e SAL nas componentes alternadas e contínuas. A este nível é permitido às entidades Centro de Operação da Rede (COR) e do Grupo de Análise de Incidentes (GAI), a análise no comportamento dos sistemas.

A interligação entre a arquitetura da Subestação, composta pelo nível zero ao segundo nível, de forma externa com terceiro nível é estabelecida entre o Tele-controlo através de *Remote Terminal Unit* (RTU) e a Unidade de Gestão Central (UGC). Permite-se assim a receção dos comandos enviados pelo SCADA e reenvio dos estados da aparelhagem AT da instalação localizada ao nível zero da arquitetura da Subestação. A partir desta estrutura é possível aceder à informação não agrupada, para avaliar funções como Regimes Especiais de Exploração (REE), verificação de sincronismo ao nível da tensão, a função Corte por Tensão Zero (CTZ), e os valores de tensão de uma instalação.

Esta estrutura permite obter a informação dos modos de exploração evitando assim uma ação simultânea dos operadores intervenientes na arquitetura com hierarquia definida pelo estado das entidades digitais disponibilizadas. A entidade Quadro de Seleção do Operador (QSO) terá como estado CENTRAL/REMOTO. O estado central assegura o comando na instalação. O remoto permite o comando via SCADA.

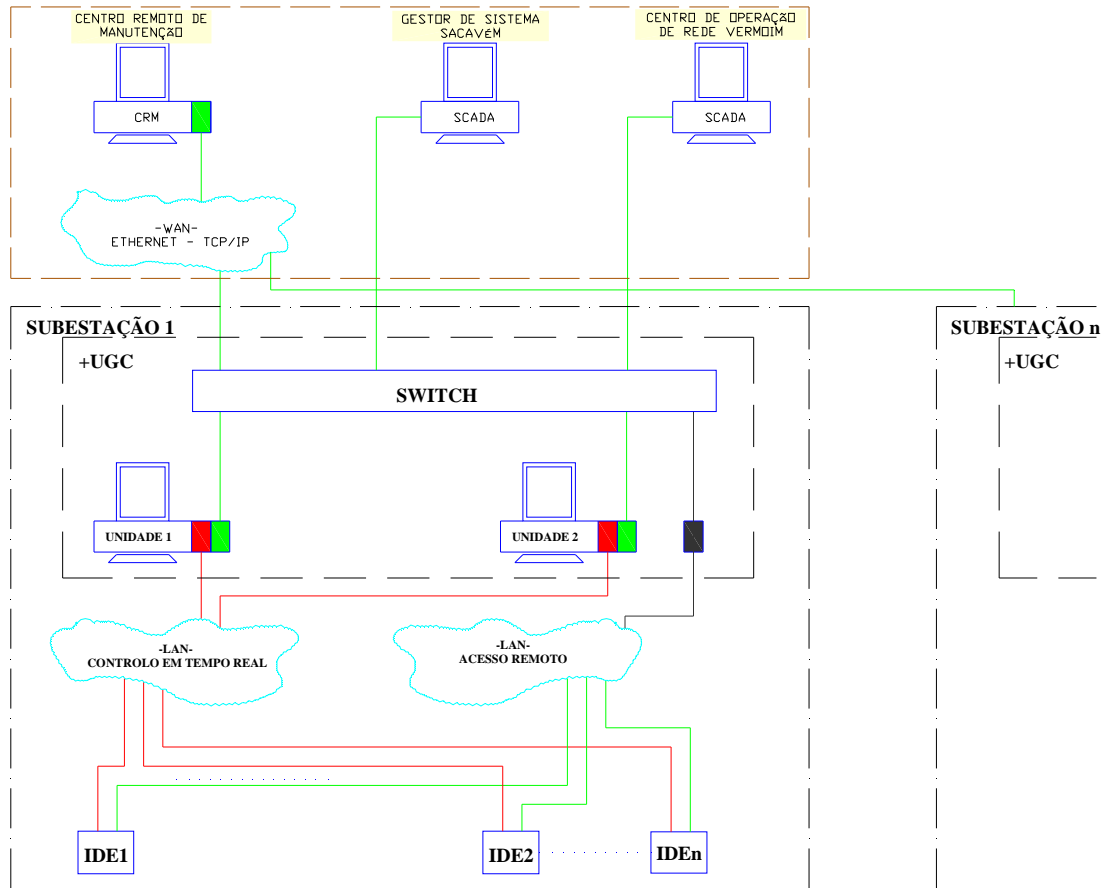


Figura 2-16 – Topologia Tipo 1 Terceiro Nível

No entanto existe um pré-condicionamento das entidades digitais dos painéis que constituem o segundo nível da arquitetura o LOCAL/DISTÂNCIA. Este estabelece a permissão de ordem pelo estado DISTÂNCIA via SCADA ou por intermédio do estado LOCAL disponível no Interface Homem Máquina (IHM) acessível na sala de comando no edifício de comando da Subestação. A Figura 2-17 mostra os pontos possíveis de seleção dos modos de exploração.

2.8 Função Geral dos Sistemas

Os sistemas apresentam critérios bem definidos, quanto ao seu funcionamento. Garantem a interligação entre os sistemas que constituem as instalações da RNT. Mediante algumas restrições na implantação dos sistemas SPT, SCC, SAL, é permitido aos fabricantes alguma maleabilidade na apresentação de novas soluções com base em sistemas *standards*, necessitando sempre da aprovação da REN.

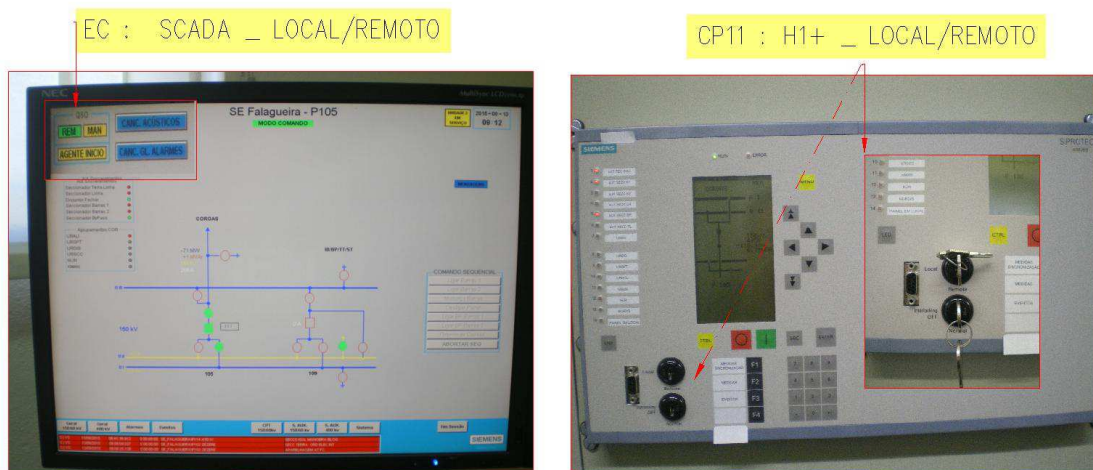


Figura 2-17 – QSO Posto Operação EC e G1+ Casa de Painel

2.8.1 Função dos Sistema de Alimentação - SAL.

Da arquitetura e especificamente os (SPT), a garantia de que há proteção dos equipamentos e elementos de rede da RNT é assegurada pela boa funcionalidade dos SPT. Essa característica só é possível mediante sistemas de alimentações (Baterias de 110 V, 48 V) garantidas por alimentações denominadas Principais PP_{\pm} e de Reserva PR_{\pm} Figura 2-18. Fontes de alimentação Estáticas ininterruptas (UPS), constituem dentro das instalações REN a garantia de produção segura de Tensão Alternada por intermédio dos Quadros de Tensão Alternada e Tensão de Saída CC. As alimentações em CA e CC têm origem nos quadros de alimentação. Em ambos os casos, possuem circuitos diferenciados, por intermédio de Circuito de Reserva e Circuito Principal, permitindo fornecer a alimentação individualizada a cada painel [21]. E estas alimentações estão devidamente vigiadas pelos sistemas +SACA ou +SACC para +H. Diferenciando as alimentações AT e BT, a aquisição das grandezas alternas, obtida à entrada de um Painel do sistema de energia referido no capítulo 3, são avaliadas pelas proteções. As alimentações necessárias para atuação dos SPT estão assinaladas na Tabela 2-7.

Tabela 2-7-Polaridades dos SPT [22]

POLARIDADE	DESIGNAÇÃO
FD \pm	Polaridade de Falha de Disjuntor
P1, 2, 3 \pm	Polaridade de Sistemas de Proteção 1,2,3
V3 \pm	Polaridade do Sistema de Osciloperturbografia e Localização de Defeitos

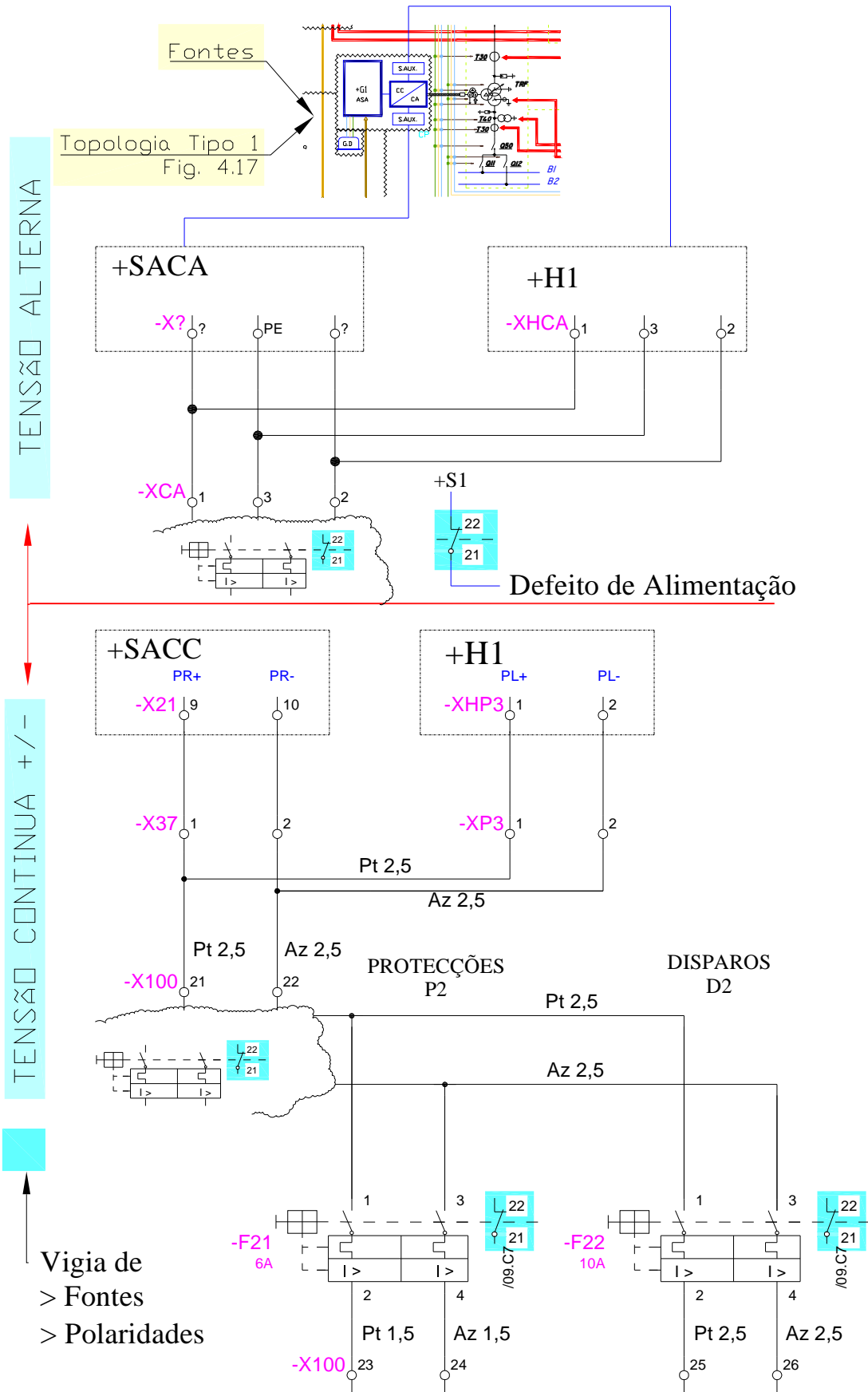


Figura 2-18 – Alimentações, Polaridades PP e PR, adaptado Outubro de 2015

As alimentações partilhadas pelos SPT e Sistemas de Comando e Controlo (SCC), e referenciando a primeira topologia [23], o equipamento AT, Disjuntor Q50 referido no ponto 2.6.1, estão direccionadas as polaridades e mais concretamente ao painel da Linha como apresenta na Figura 2-19

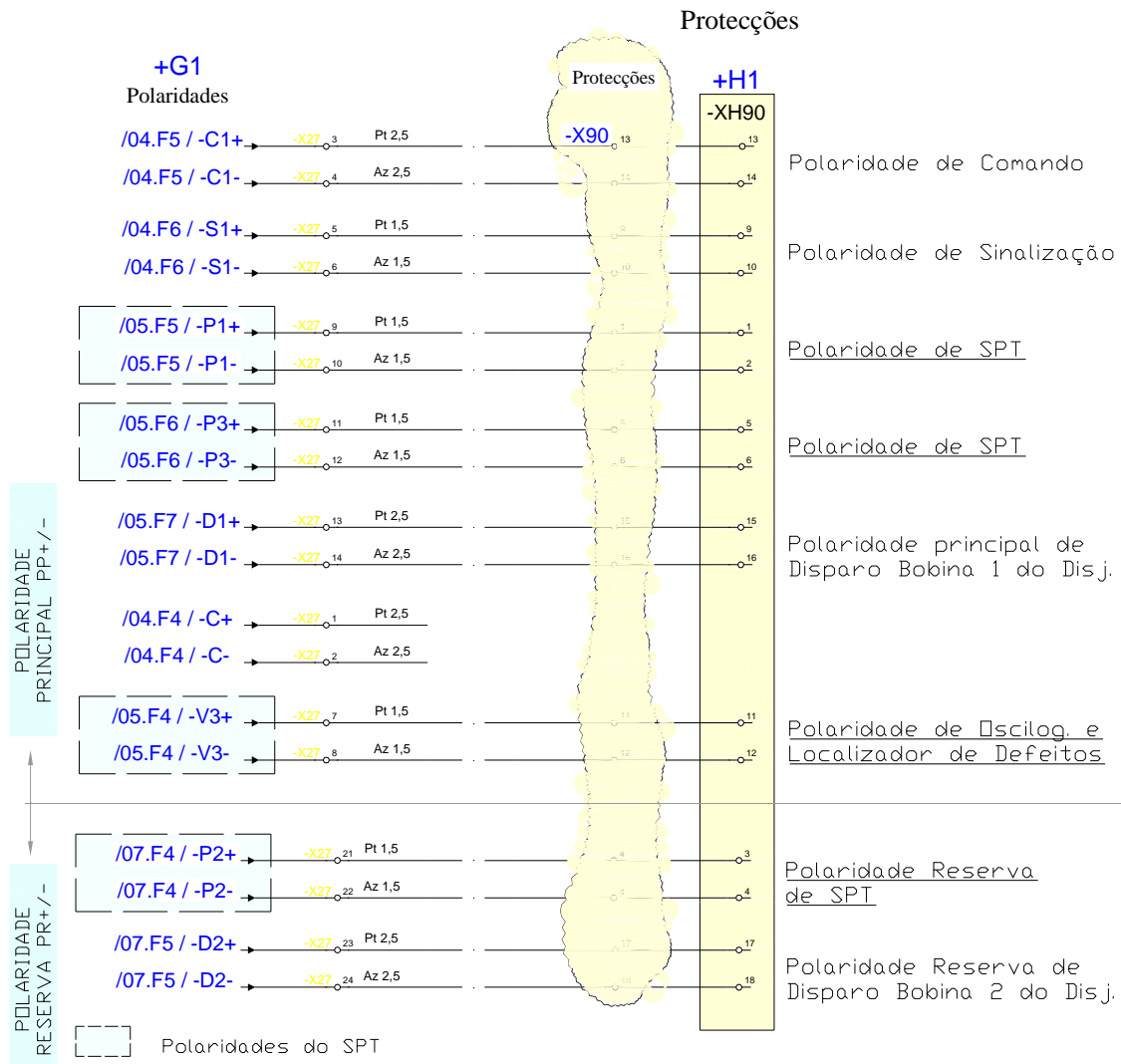


Figura 2-19 – Polaridades Painel 105 -+G1 Esq.Nº.40G922-9001019-S106-R0 [24]

As alimentações e as polaridades desempenham um papel importante na interação entre os sistemas SPT e SCC. Referencio o caso do fecho sobre defeito **SOFT** (*Switch-On-To-Fault*) descrito no ponto 2.9.1, que atuará por intermédio da polaridade C1+ com origem na régua -XSP2 proteção SP2 [22]. O circuito percorre as régua de borne fronteira de -XH62 de +H1, terminando na régua - X62 em G1+.

2.8.2 Função dos Sistemas de Telecomunicações - STL

As linhas de transporte de energia, são protegidas muitas vezes, usando esquemas que requerem comunicações com relés localizados nos extremos da linha. A fiabilidade das comunicações tem impacto sobre a fiabilidade do sistema de proteção. A tecnologia que constitui os relés estáticos, possui recursos que garantem a confiança na operação de proteções via comunicações. Contudo, durante defeitos na linha de energia poderá ocorrer atrasos no canal comunicações originado pela comutação de canal, ou inexistência desse canal. As transmissões suportadas através do cabo de guarda (descritas no ponto 2.6.6), constitui uma canalização desde o parque AT até a sala de comunicações para a fibra ótica (FO) onde se situa o armário SDH (*Synchronous Digital Hierarchy*), Figura 2-20 que permitirá estabelecer, a informação entre os extremos de uma linha, constituindo a base para o funcionamento das Proteções Diferenciais.



Figura 2-20 – Sistema de Telecomunicações SCC- SDH

No entanto a infraestrutura de FO permite a outras empresas de serviços de telecomunicações externas, a utilização destes equipamentos, justificando assim os elevados custos que acarretam a implantação da estrutura de FO. Os sistemas de proteções REN possuem, preferencialmente, comunicação Horizontal (ao mesmo nível) e permitem troca de informação bidirecional, com recurso a protocolo *standard*.

2.8.3 Função dos Sistemas de Comando e Controlo -SCC

Os avanços tecnológicos permitem o desenvolvimento e evolução dos sistemas elétricos. A geração, transmissão e fornecimento de energia consumida em considerável escala, forma os sistemas complexos. Para a sua gestão, monitorização, controlo e operação de funções recorre-se a meios computacionais. Os sistemas, por esta via, também evoluíram tecnologicamente, sendo em Portugal denominados por Centro de Operação da Rede (COR) e Gestores de sistema (GS), também denominados *Energy Managements Systems* (EMS) [26].

O conceito de **EMS** é composto por *hardware* e *software* para fins de acompanhamento e controlo do sistema. Normalmente as funções de monitorização são totalmente automatizadas. As funções de controlo para além disso poderão ser manuais. A gestão da energia e os sistemas evoluíram face ao tradicional, em que o operador baseado na sua experiência supervisionava o equipamento e controlava-o de forma adequada. O controlo de execução manual, a comunicação entre operador do GS e o operador local já não se adequa ao tamanho e à complexidade dos sistemas atuais. Em eventuais perturbações aleatórias, colocaria em causa a segurança do sistema, não existindo a capacidade de sincronismo. Assim a necessidade de uma abordagem abrangente e integrada para monitorizar e controlar o sistema. O recurso ao *hardware* da nova abordagem é apresentado na Figura 2-21 [25]. Os sensores e controlos estão localizados nas subestações e adquirem dado (e.g., wattímetros, voltímetros, dispositivos de sinalização do estado dos disjuntores e TC). Estes dados são adquiridos pelos sensores e controladores ligados as Unidades de Gestão de Painel (UGP), mantendo sob vigilância o equipamento de alta tensão implantado no respetivo parque. Posteriormente, o conjunto de dados canalizados para a unidade de Comando e Gestão Central (UGC) são transferidos via *Remote Terminal Unit* (RTU) através de canais de comunicação. Transferidos os dados são avaliados, exibidos ou projetados.

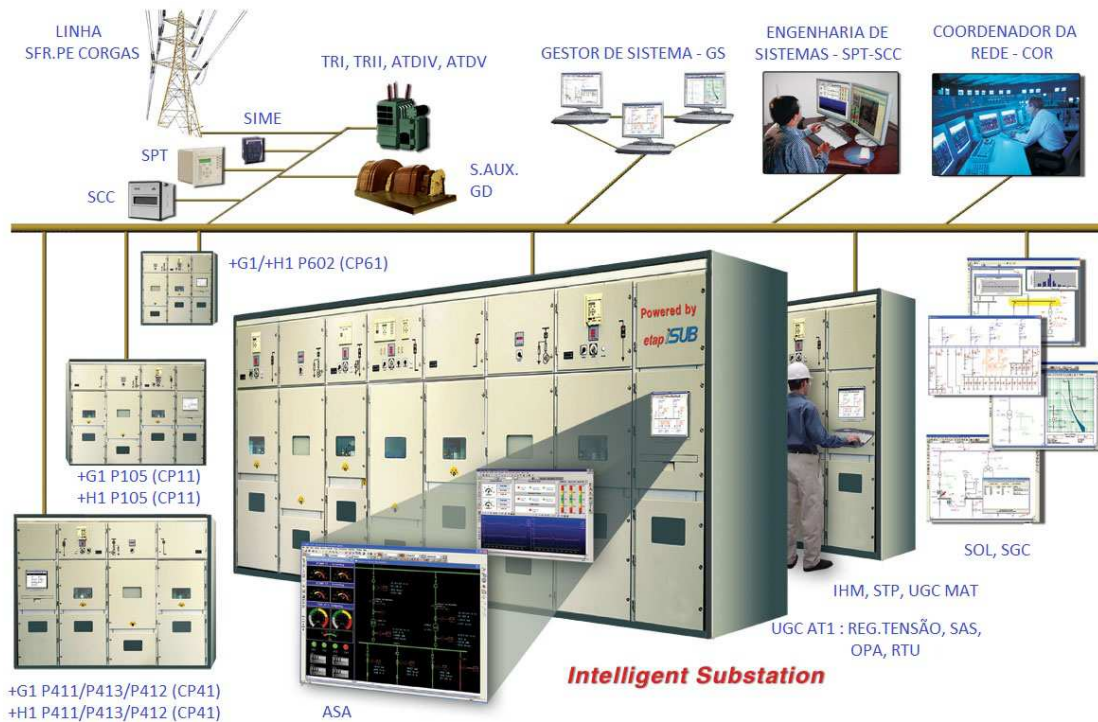


Figura 2-21 – Configuração típica de um sistema de gestão de energia

Hardware [26] (Adaptado)

Referenciando a SFR, nos sistemas implantados, e atribuindo a posição numa estrutura representativa de Subestação inteligente, sendo comum e predominando o Bus de comunicação. O cérebro da Subestação que interage com seus pares para se adaptar e responder às mudanças dinamicamente as condições do sistema

2.8.4 Função dos Sistema de Proteção (SPT)

Um sistema de proteção na RNT tem como função identificar seletivamente e em tempo real defeitos que ocorram nos elementos da rede, em linhas aéreas, barramentos, cabos de interligação dos diversos equipamentos de alta tensão e transformadores de potência. O cumprimento deste requisito é da responsabilidade das proteções isolando o equipamento da rede em defeito, com atuação de primeira ordem e circunscrevendo quaisquer riscos do equipamento evitando mesmo atuação das proteções inerentes ao próprio equipamento.

O sistema de proteção é redundante, representa a montante e.g linha, uma atuação das proteções, proteções secundárias por inoperância ou defeito das proteções primárias, por desacuada coordenação de tempos de atuação das proteções implantadas na rede.

2.9 Iteração de Equipamentos SPT e SCC

Em regra todos os equipamentos afetos a SPT e SCC estão acondicionados em armários com designações que diferenciam a natureza dos sistemas. Em todos os seus aspetos estão ao abrigo do Regulamento de Segurança de Instalações da RNT de Utilização de Energia Elétrica e às normas e especificações nacionais ou da Comissão Eletrotécnica Internacional (CEI), [27].

2.9.1 Referências que interagem com SCC e SPT

Considerando que o desempenho no SCC, nomeadamente comandos dos equipamentos AT, necessita de permissão e de condições (entre as quais tempos impostos por SPT), reportando a SPT1 e SPT2 a responsabilidade de operar sobre o elemento de proteção Disjuntor-Q50, exemplo da Linha ou do Transformador. Perante estes condicionalismos não poderia deixar de referenciar, de forma sintética, algumas funções, como por exemplo o REE, o SOTF e a RL.

- **Regime Especial de Exploração (REE)**

Nas linhas energizadas a partir de painéis da REN é estabelecido, pelo departamento responsável, pelo planeamento de manutenção de linhas, lavagens em tensão, substituição de isoladores na linha e/ou na Subestação. Sendo feito o pedido de intervenção ao COR é estabelecido um documento onde é atribuído um N° de Regime Especial de Exploração (REE), que tem por objetivo incrementar o nível de segurança dos intervenientes, nos trabalhos em tensão a realizar nas linhas MAT, AT. Razão de ser pelo qual são equipados todos os painéis do tipo linha, através de SPT e SCC, com a função REE.

- **Fecho Sobre Defeito - *Switch-On-To-Fault* (SOTF)**

O coordenador de rede COR, em caso de registo de um defeito, como o que ocorreu com a linha do PE Corgas a 150 [kV] (posteriormente analisado), executa uma ordem de fecho manual, que através do terceiro nível da arquitetura (referido no ponto 2.7.4), implantada na SFR. Executada a ordem de fecho sobre o defeito, à qual não corresponderá o SCC devido ao relé K51-SOTF estar energizado (identificado na folha N° 22-Painel 105 +G1 do Anexo E [24]) por imposição de SPT em SP1-7SD5231 ou SP2-7SA6121 (identificado na folha N° 07-Painel 105 +H1 do Anexo D [22]). A ‘Retenção da sinalização SOTF’ [28], realizada por um relé auxiliar temporizado K52-

SOTF, com comportamento identificado na Tabela 2-8A RL é aplicável aos painéis de linha e de *by-pass* em subestações da REN. Através da RL é repostado automaticamente o serviço, na sequência de disparo simples ou de uma religação mal sucedida. No caso da Subestação de Castelo Branco (SCC), ao nível de tensão 150 kV apresenta a configuração do automatismo RL adotada Tabela 2-8.

Tabela 2-8 que retém através do seu contacto (identificado na folha N° 11- Painel 105 +G1 do Anexo B [24]) no SCC a ordem de Ligar via X24:151 na régua fronteira de +G1, tipicamente 600 ms [29], em que SOTF está ativa Figura 2-22.

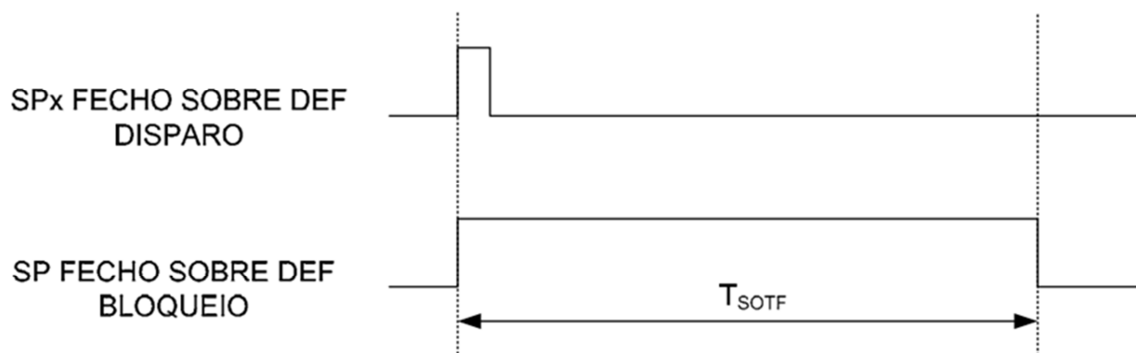


Figura 2-22 – Retenção sinalização SOTF

- **Religação Lenta (RL)**

A RL é aplicável aos painéis de linha e de *by-pass* em subestações da REN. Através da RL é repostado automaticamente o serviço, na sequência de disparo simples ou de uma religação mal sucedida [28]. No caso da Subestação de Castelo Branco (SCC), ao nível de tensão 150 kV apresenta a configuração do automatismo RL adotada Tabela 2-8.

Tabela 2-8-Configuração do automatismo SCC 150 [kV], RL

SCC-CONFIGURAÇÃO AUTOMATISMOS 150 [kV]				
Painel		POSTO DE OPERAÇÃO		+G1
N°	NOME	RELIGAÇÕES	RELIGAÇÕES RAPIDA	RELIGAÇÕES RAPIDA
				ON OFF
P113	GARDUNHA	RELIG PERMITIDA	RELIG LENTA INIBIDA	X
P115	FALAGUEIRAI		RELIG LENTA INIBIDA	
P117	FALAGUEIRAI	RELIG PERMITIDA	RELIG LENTA INIBIDA	X
P118	FALAGUEIRAI	RELIG PERMITIDA	RELIG LENTA INIBIDA	X

Este automatismo ao nível zero da arquitetura verifica o estado da aparelhagem AT (DISJ, SECC.). No primeiro e segundo nível da arquitetura, a função RL atua a partir do

Sistema de Comando Local (SCL). Ao nível do SPT as proteções possuem uma série de entradas, que comprovam a:

- Sinalização de disparo da proteção de FD,
- Ocorrência de disparo, proveniente das proteções,
- Sinalização de Religação proveniente dos sistemas de proteção.

No terceiro nível da arquitetura, a permissão/inibição de Religações cabe aos sistemas SCADA, IHM e SCL.

A ação da função RL dar-se-á no nível zero da arquitetura com o fecho do Disjuntor-Q50 do painel de linha via primeiro nível da arquitetura.

A sua implementação decorre do tempo de recuperação, relativo ao tipo de disparo. A avaliação das condições no nível zero da arquitetura para SECC. – Qnn com a sua posição de aberto (A) e fechado (F), são verificadas. O DISJ- Q50 também é avaliado e a sua posição A, F são verificadas. Os pontos vitais, para a atuação em condições de segurança, são as variáveis que necessitam de valores limite, o caso do SF₆, a mola do mecanismo que permite A/F, dependente da alimentação e as polaridades que permitem as ordens de disparo D1±, D2±.

Esta função é ensaiada e verificada, com recurso a uma lógica booleana [30], avaliando os seus resultados mediante um *check-list*, em ação conjunta com SPT e SCC.

2.9.2 Interface com Equipamento

Para o estabelecimento entre os diferentes níveis da arquitetura do sistema é assegurado por intermédio de réguas de interface, devidamente identificadas em função da natureza do sistema e funcionalidade. Um condutor apenas é aceitável em cada ligação física (borne, condutor). Do nível zero para o primeiro nível, na aquisição de medidas das grandezas analógicas, com origem nos transformadores de medição para os sistemas de proteções, são utilizados o conjunto tomada mais ficha, dimensionado para aplicar em sistemas trifásicos a quatro fios (três fases mais neutro), com possibilidade de obter um sistema monofásico. A proibição da interrupção de circuitos de corrente obedece ao fecho antes de retirar a ficha. Por cada circuito de corrente, ou circuito de tensão de uma proteção, ou unidade de medida, existe uma ficha. O cuidado que advém destes circuitos de medida é assegurado por sistemas mecânicos, aperto e encravamento, deste

garantindo intermutabilidade. Para permitir a instalação de, por exemplo, analisadores de rede, existem fichas de ensaio.

2.9.3 Gestão de Painel – G1+

Do conjunto de funcionalidades, que compõe os SCC de um painel, a Unidade de Gestão de Painel (UGP), através de informações recebidas dos diferentes painéis que constituem uma Subestação, por exemplo na topologia tipo 1, são encaminhadas por protocolo *Standard* IEC 61850-GOOSE. A aquisição de medidas provenientes dos circuitos secundários dos transformadores de medição referido em (2.6.5), de correntes e tensões, assim como outros dispositivos primários, onde se enquadram os transformadores de potência.

A UGP assume um papel importante na vigilância do estado da aparelhagem que constitui um painel, parte integrante de uma subestação, elemento da RNT. Adquire, regista e ópera em tempo real, sinais de alarme que terá vários encaminhamentos, e diferentes registos, em função do estado da instalação, com ou sem agente. Poderá ser resultado do não cumprimento de um conjunto de encravamentos que contemplam por exemplo o disjuntor, seccionador, transformadores de tensão com tensão nula ou tensão normal. A capacidade de avaliar e autorizar manobras de aparelhagem, que comanda e controla, recorre sempre que necessário a outras UGP, mediante equações lógicas, com autonomia de avaliar antes de qualquer comando. Particularizando, o Disjuntor-Q50, Q51, como equipamento de alta tensão constituinte de qualquer topologia, tem associado o sincronismo que opera, à custa do estado da aparelhagem de manobra, o seccionador e medidas de tensão o TT. Neste caso, sem recurso a ferramentas especiais ou alterações de *software* [16], funciona com as grandezas típicas desta função, acrescentando os tempos de fecho do órgão Disjuntor.

Pela avaliação permanente do risco destas unidades garantem à REN e aos intervenientes de trabalhos em tensão a máxima segurança, não os expondo às linhas energizadas. Para o efeito são equipadas as UGP, afetos aos painéis de linha, com funções de REE. A sua ativação é definida pelo seu estado lógico 1 (um), é conseguida de forma condicionada a partir do SCL, IHM, ou SCADA.

As ações afetas às proteções são estabelecidas via comunicação série com recurso a protocolo *standard* IEC 870-5-103. A recolha de informação importante das proteções é feita com recurso à porta paralelo, devidamente agrupada em Disparos, Disparos Defenitivos, Religação e Defeito.

2.10 Referências dos Sistemas de Proteção

Face à interligação dos diversos Sistemas de Proteções-SPT, Comando e Controlo-SCC com predominância no primeiro nível, são sistematicamente referenciados por Proteção, Função de Proteção e Sistema de Proteção [28]. Estes termos distinguem-se da seguinte forma:

2.10.1 Proteção

Designa um sistema autónomo, com determinadas características que funciona com base em funções de proteção. Intervém no sistema elétrico em função das suas características internas, com impacto/influência sobre o SEE.

2.10.2 Função de Proteção

Mediante informação local, remota de correntes, tensões, estados binários de equipamentos, processa designando uma entidade, para detetar um defeito num equipamento de energia através de um ou mais algoritmos apropriados, desencadeando determinadas ações. As funções distinguem-se em função dos algoritmos, informação adequada para identificação, diferenciação, deteção da topologia, defeitos e necessariamente os equipamentos da rede a proteger.

2.10.3 Sistema de Proteção

Para a topologia tipo 1, Painel/Módulo IB/BP/TT/ST são considerados e exigidos requisitos que determinadas funções possuem, constituídas por uma única ou várias proteções, que salvaguardem as funcionalidades de uma linha de MAT. Compreendem pelo menos Funções/Proteções base. Para as linhas de MAT a 150 kV, e respetivos painéis são constituídos por proteções SPT de acordo com o tipo de equipamento a proteger, Tabela 2-9.

2.10.4 Sistemas complementares

Os Sistemas de Proteções (SPT) não funcionam isoladamente, cooperam ou estão relacionados com outros sistemas. No entanto obedecem a determinados requisitos, nomeadamente a novas subestações, remodelações e instalações da REN de interligação à RNT [14]



Figura 2-23 – Repartidor fibra ótica RFO, repartidor, SFR Julho de 2105

Tabela 2-9-Sistema de proteção de linha da RNT

TC	TT	SPT	Local	Disjuntor	Polaridades
N1	E1	SPT1	+H1	BD1	P1±
N2	E2, (EA)	SPT2	+H1	BD2	P2±
N3 / (N2)	na	SPT3	+H1	BD1 e BD2	P3± / FD±
(N1) / (N2)	(E1) / (E2)	SOLP	+H1	na	V3±

N: Núcleo, **E:**
Enrolamento

na: Não aplicável

O repartidor da Figura 2-23, importante na repartição de informação entre sistemas. Equipamento importante na projeção de novas instalações, de resto em permanente atualização, no processo de criação das infra-estruturas

Nas Subestações, as alimentações em corrente contínua CC, polaridades de Disparo D1±, D2±, P3±, polaridades de comando C±, polaridades de sinalização S1± e corrente alternada CA, são garantidas por Sistemas de Alimentação (SAL). Asseguram aos SPT redundância e independência por estes exigidos. Em caso algum a anomalia do SAL colocará em causa a operacionalidade total do SPT.

De igual modo o Sistemas de Telecomunicações (STL) possui a capacidade de disponibilizar a redundância e independência, não comprometendo o desempenho global do SPT. No caso de um painel de linha a disponibilidade de dois canais de Teleprotecção suportados em fibra ótica (FO) monomodo com resposta em 200 ms, e por dois canais que transportam sinais digitais usados na função diferencial de linha (DIFL). A situação de intervenção aos equipamentos de SCC e SPT, o acesso às subestações estabelece-se através de linhas telefónicas e de redes de dados industrial-RDI por intermédio de par de cobre ou FO.

Os equipamentos AT na RNT são equipamentos complementares. Referenciando a topologia tipo 1, Tabela 2-6, no caso o Transformador de Corrente-TC (referido no ponto 2.6.5.1 deste capítulo) o secundário possui um núcleo dedicado ao SPT de classe 5P20, 30 VA (1 A no secundário (sec)), ou 5P20, 100 VA (5 A no secundário).

A exemplo do Painel de Linha (PL) a topologia tipo 1 requer três núcleos (N) no SPT identificados na Tabela 2-10.

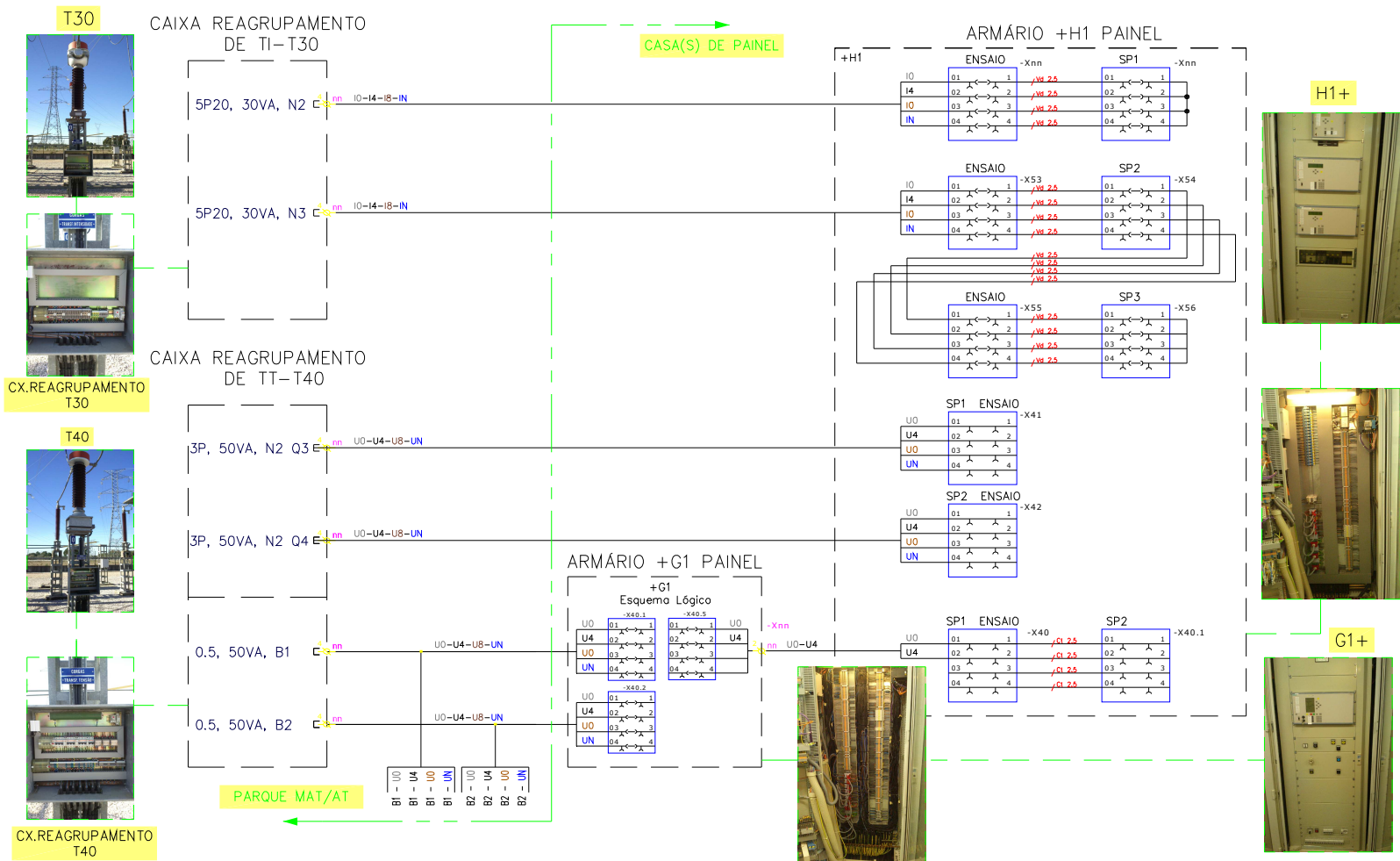


Ilustração 2-7 – Aquisição medidas TI-T30, TT-T40

Tabela 2-10-Núcleos (N), Enrolamentos (E) Topologia Tipo

ORIGEM	PAINÉIS							DESTINO
	TIPO	Linha		Transformador	By-Pass	Inter-Barras		
CX. Reagrupamento TT/TC	Nível Tensão	AT	MAT	AT	BT	BARRAS 1/2	BARRAS 1/2	Armário SPT +H
	TT	E1 E2	E1 E2	na	E1	E1	E1 E2	
	TI	N1 N2 N3	N1	N1 N2 N3	N1 N2 N3	N1 N2 N3	N1 N2 N3	
TOPOLOGIAS	Duplo Barramento-DB						DB	
Tripla Barramento-TB								

O PL recorre a painel Inter-barras/Bypass-IB/BP decorrente de manobras de exploração devido a anomalia no Disjuntor Q50-PL, limitando o funcionamento da linha no processo de exploração da RNT. Esta situação irá influenciar a topologia implementada e, concretamente, a sua arquitetura. É então necessário recorrer ao processo de Manutenção Corretiva ou Preventiva do disjuntor, mantendo-se o elemento da rede Linha protegido pelo Disjuntor Q51-IB/BP.

O Transformador de Tensão (TT), dos painéis da RNT, possui um enrolamento de classe 3P50 [VA] (100 V no secundário), sendo considerado um enrolamento de proteção, correspondente a cada uma das fases. Este enrolamento é protegido por disjuntores de baixo calibre vigiados através de contatos auxiliares NF⁵ complementares que estabelecem a continuidade própria para o efeito sob condição, antes da abertura efetiva do circuito de tensão, destinado aos SPT. Por exemplo, um TC que suporta 25 VA e tem 10% precisão e 20 vezes a corrente nominal de 5 [A], é denominado por 25 VA 10P 20.

A vigia dos circuitos do secundário é permanente. A ativação das proteções, em caso de falta de tensão primária nas diferentes fases é assegurada por três relés de vigilância de tensão, assinalados na Figura 2-12.

O desempenho das proteções é demonstrado por intermédio de disparo do equipamento AT, denominado Disjuntor-Q50-PL. Do sistema complementar anteriormente referido, a polaridade D1+ e D2+ alimentará, sob efeito da proteção, as bobinas de disparo que

⁵ NF-Normalmente fechados

são supervisionadas com recurso a resistências de valor típico⁶ (20 [kΩ] /5 [W]). Outro aspeto importante é o de as resistências permitirem a constatação de alarme, posteriormente a uma intervenção local do Q50, em que o dispositivo LOCAL/REMOTO, por qualquer motivo, tenha ficado em posição LOCAL.

Nas manobras de exploração, com recurso a imagem via SCADA, IHM, movimenta-se o equipamento AT denominado Seccionador Q1_n, Q3_n apresentado na, Figura 2-7 os órgãos de isolamento em maior quantidade numa subestação. A posição Q1_n reflete, através do seu comando, determinada posição de complementaridade por intermédio do estado dos contatos, para o efeito há dois circuitos designados. Verifica-se na Figura 2-25 as posições:

- Aberto (b''): **Q11 Aberto** no fim da manobra de **Abertura (A)**
- Fechado (a''): **Q11 Fechado** no fim da manobra de **Fecho (F)**

Nesta figura o gráfico associado apresenta a transição da abertura e fecho, denotando-se a não sobreposição, garantindo à proteção nenhum estado indefinido.

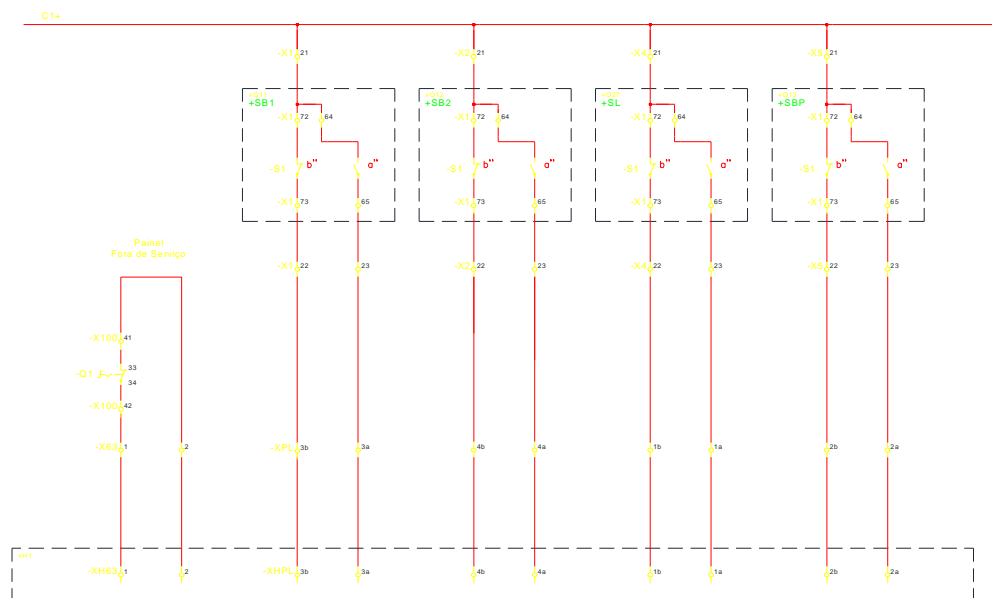


Figura 2-24 – Informação de Painel e seccionadores para proteções

⁶ De acordo com o SPT

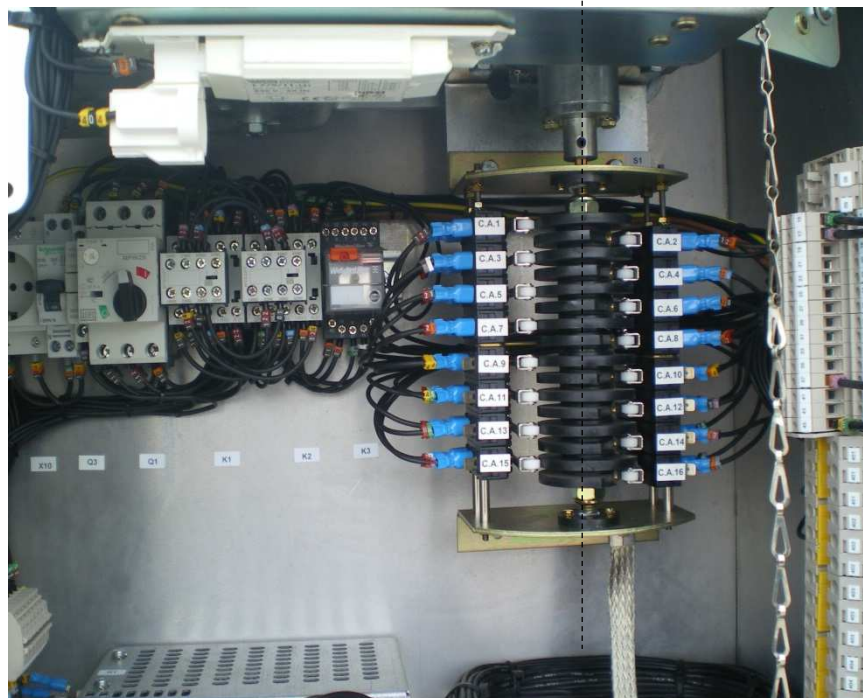
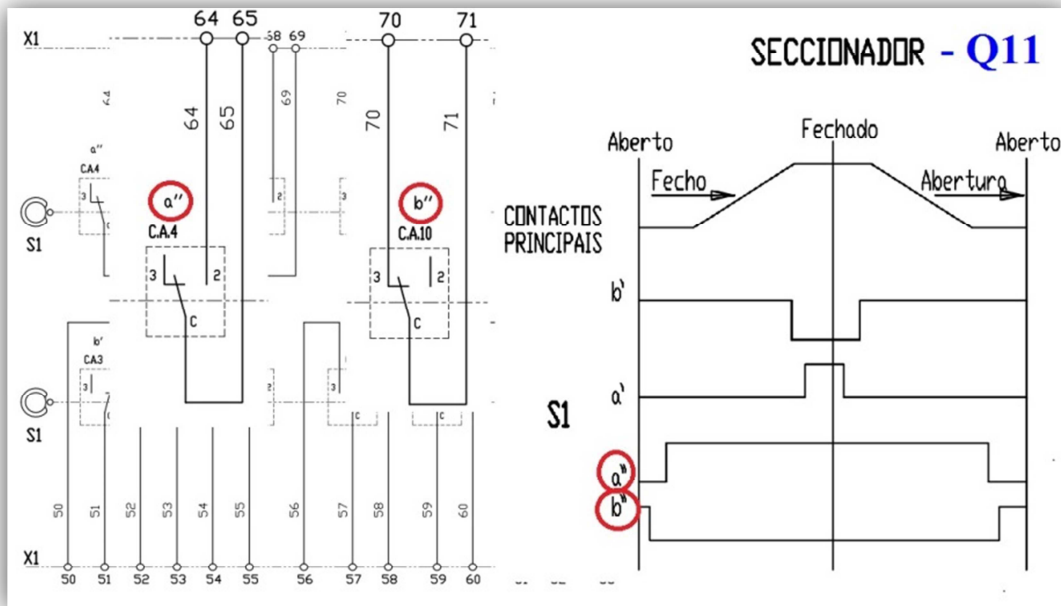


Figura 2-25 – Contactos Seccionador CS 2000 [31]

3- Proteções em Topologia Tipo1

3.1 Aspectos Gerais

As Subestações da REN que interligam as linhas de alta tensão, os equipamentos de alta tensão, transformadores de medição, seccionadores, disjuntores conjuntamente com SCC, garantem no seu conjunto a estabilidade da RNT. As fontes de grandezas alternadas são asseguradas por intermédio de sistemas de alimentação que reportam a imagem das grandezas do sistema de energia. A informação de entrada do sistema de potência só é possível garantindo alimentações independentes por dois circuitos, um por intermédio do TC-T30 com núcleos (N) de proteção, outro por TT-T40 com enrolamentos (E) de proteção.

A função dos transformadores de corrente e tensão, é transformar as grandezas de um sistema de potência, em valores de baixa magnitude, garantindo o isolamento galvânico entre a rede de energia e os relés e outros instrumentos ligados aos enrolamentos (E) secundário [32]. As classificações destes têm sido padronizadas, para que um grau de permutabilidade entre diferentes fabricantes de relés e componentes de medida possa ser alcançado. Nos Estados Unidos e em vários outros países, os atuais enrolamentos (E) secundários do TC são classificados para 5 A. Enquanto que na Europa é aplicado um segundo padrão de 1 A no secundário. O enrolamento secundário do TT é classificado em 120 V para ligações de tensão de fase-fase, ou o equivalentemente em 69,3 V para ligações de fase-neutro. Os TC e TT devem ser projetados para tolerar valores mais altos, para as condições anormais do sistema. Assim, atualmente os TC são projetados para suportar as correntes de defeito (que podem ser tão elevadas que atingem 50 vezes a corrente de carga) por alguns segundos, enquanto os TT são obrigados a suportar sobretensões dinâmicas do sistema de potência (da ordem de 20 vezes acima do valor normal) quase infinito. Os atuais TC são magneticamente acoplados, com vários enrolamentos (E), enquanto os TT, além do transformador de tensão magneticamente acoplados, pode incluir um divisor de tensão capacitivo para um ou vários níveis de tensão do sistema. Neste último caso, o dispositivo é conhecido como um transformador de tensão capacitivo (TTC) enquanto o enrolamento primário do transformador está diretamente ligado ao sistema de potência que é conhecido como um transformador de tensão (TT).

Essencialmente os sistemas de proteção são constituídos por 3 subsistemas designados por SPT1, SPT2, SPT3. Cada um dos subsistemas pode apresentar um único equipamento de proteção, ou por vários módulos autónomos, podendo partilhar o mesmo interface e trocar informações necessárias ao estabelecimento global do sistema em causa. As grandezas obtidas da RNT, por intermédio dos Transformadores de Medição, permitem a obtenção das componentes alternadas. Através da alimentação independente de TT com enrolamentos (E) de proteção tipo 3P (3% de precisão), e TC com núcleos (N) de proteção do tipo 5P. Assim, é garantido de forma individual a condição de disparo aos Disjuntores-DISJ-Q50.

3.1.1 Sistemas de Proteção STP1 e STP2

Caracterizam-se por um conjunto de funções, que através da alimentação das grandezas tensão U e corrente I, e de acordo com os algoritmos previstos atuarão de acordo com as especificações da REN impostas por ações, conforme [33].

Os sistemas SPT1 ou SP1 e SPT2 ou SP2, são dedicados exclusivamente ao painel na proteção do equipamento de rede em causa. Sob o primeiro nível da arquitetura da subestação, no caso de uma linha MAT define-se SPT1-MAT. Possuem em binário 24 entradas e 32 saídas. No caso da Linha MAT o SPT1 constitui dois canais de comunicação em dual-redundante ou em topologia de três terminais assinalados na Figura 3-1.

. Indiretamente, a sua atuação incidirá no Disjuntor DISJ-Q51, através de Relés Auxiliares, que irão alterar os diferentes circuitos de disparo em função de imposições efetuadas a SPT1, com ações de disparo do Q51, operando a primeira bobina de disparo BD1 (polaridades D1±). Através de SPT2 é operada a segunda bobina de disparo BD2 (polaridades D2±). Destacando-se o REE, que altera o comportamento da proteção face ao DISJ-Q51. Evita-se assim possíveis erros dos algoritmos da SP1 e SP2, que são diferentes, tornando-as mais eficazes quando solicitadas.

A designação de SPT3 constitui, por conveniência de arquitetura, o sistema de proteção de Nível 1 dos nós de rede e de reserva local dos equipamentos que compõe os ramos de rede. O STP3 possui funções de sistema ao nível da subestação, possui sistema distribuído de proteção, assistindo por nível de tensão um conjunto de unidades de painel, exemplo do P105 representado na Figura 3-2.

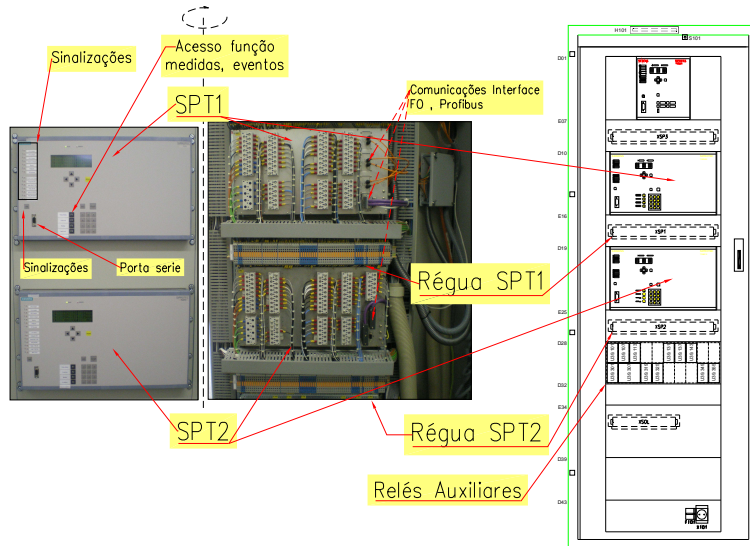


Figura 3-1 – Proteção STP1 e STP2, Proteção Siemens SFR (P105)

3.1.2 Sistema de proteções STP3

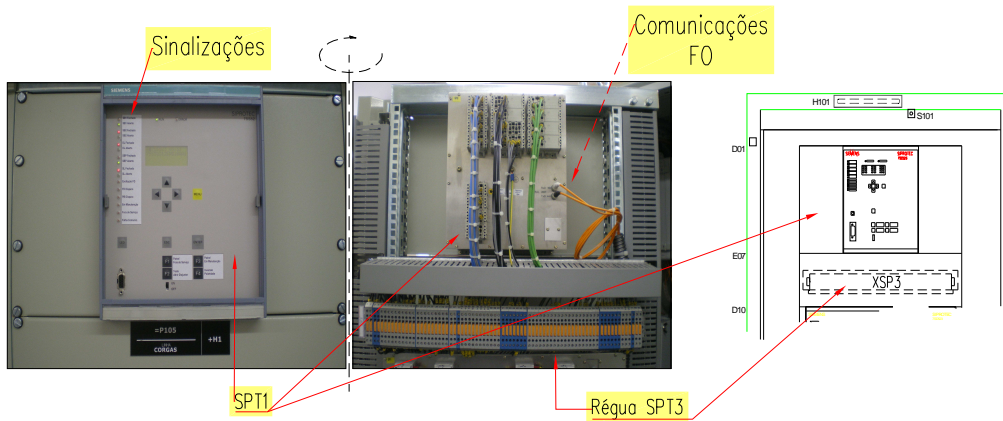
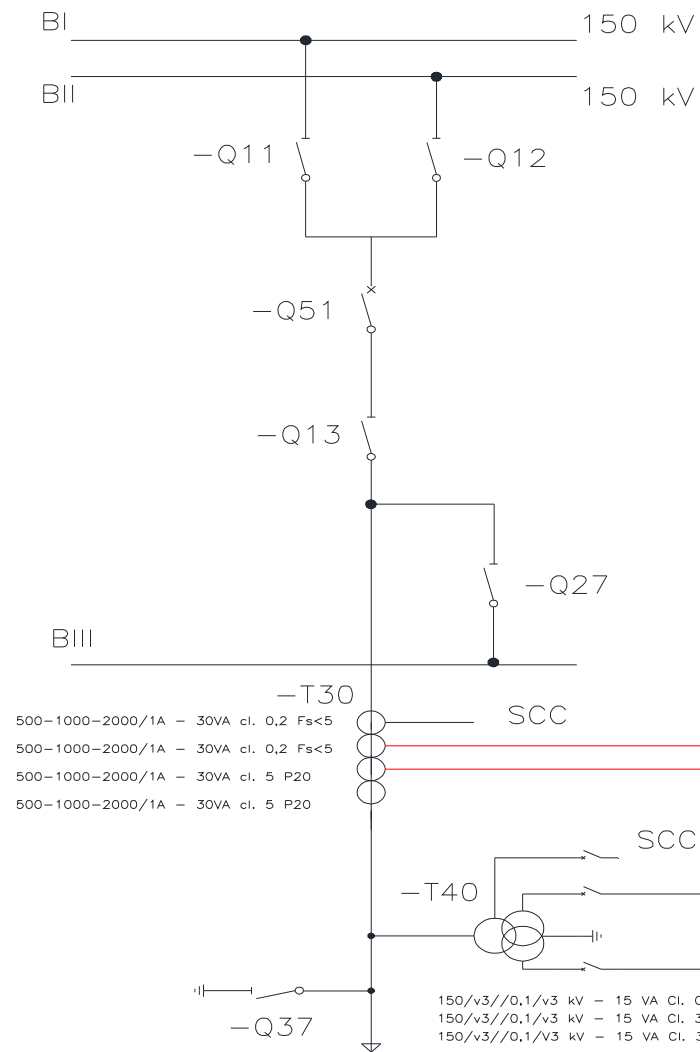


Figura 3-2 – Proteção STP3, Proteção Siemens SFR (P105)

Cada unidade STP3 adquire as informações lógicas e operacionais analógicas necessárias para a função de Proteção Diferencial de Barramento (PDB) e de Falha de Disjuntor (FD). O STP3 comunica com uma unidade central (exemplo da SGC 150) implantada no Edifício de Comando (EC) visível na Ilustração 2-6, concedendo a estas funções de gestão de informação mais simplista e robusta, facilitando a ampliação deste tipo de funções.

O SPT3, ao mesmo nível de tensão, adquire o estado lógico e condição analógica do painel afeto, com a função PDB e de FD, que comunicará com a unidade central do respetivo nível de tensão. A unidade central realiza a gestão da informação do conjunto de painéis. Este sistema distribuído de proteção permite a simplicidade, a robustez e facilidade de ampliação da função com esta característica



Unidades de Proteção		Acções												FUNÇÕES	
		Q51 Bobine 1 Abertura	Q51 Bobine 2 Abertura	Q51 Bobine Fecho	Excitação FD Q50	Bloqueio Fecho Q50	Abertura Tripolar	Abertura Monofásica	Teleprotecção	Recepção de Teledisparo	Emissão de Teledisparo	REE	SOTF		
7SD5231-2PB49-2GM7/GG --- SP1 - Dif. de Linha															
I	Diferencial de Linha														
U	Distância														
	MI de Backup														
	Oscilografia														
	Religação														
7SA6121-2NB42-7PR4 --- SP2 - Protecção Distância															
I	Distância														
U	MI de Backup														
	Direccional de Terra														
	Oscilografia														
	Religação														
7SS5231-2EA01-1AA1/FF --- SP3 - Dif. de Barramento															
I	Diferencial de Barramento														
U															

Ilustração 3-1 – Unidade de Protecção de Linha +H1

3.2 Componentes e conceção dos Sistemas de Proteção (SP)

A proteção do sistema de energia possui na sua estrutura dispositivos que monitorizam as tensões e correntes nos elementos da RNT (e.g, Linha). É nas subestações que existem as proteções da RNT através de TC -T30 e TT-T40, conjuntamente com os SP, que estão programados para iniciar o envio de sinais para os disjuntores, se os limites forem ultrapassados. Portanto, a operação de proteção de todo o sistema é funcional, dependente da funcionalidade das componentes que se enunciam nos pontos seguintes.

3.2.1 Representação Vetorial

Considerando a avaliação da Linha Corgas entre o parque eólico (PE) de Pinhal Interior com a SFR, em presença de um sistema trifásico cujo fluxo de energia decorre através da linha de 150 kV. Estamos perante componentes alternadas (forma de onda sinusoidal), e uma determinada quantidade de energia que pode ser representada por um vetor representada na Figura 3-3 a) pelo vetor OA. O sistema de energia normalmente funciona num sistema trifásico equilibrado. Por esta razão, as tensões de fase são iguais em magnitude e pode ser representado por três vetores desfasados de 120° ou $2\pi/3$ radianos, como representado na Figura 3-3 b).

3.2.2 Esquemático de três fases na RNT

O sistema trifásico equilibrado tem em linha de conta a resistência da malha de terra de uma subestação. A terra g ou G representa o potencial da verdadeira terra. O sistema de n', n, N, neutros não é necessariamente a mesma coisa, o quarto condutor usado nos sistemas trifásicos vai ao encontro com as especificações da REN, ao nível dos transformadores de medição.

Maiúsculas e minúsculas, N e n, são usados alternadamente, conveniente para a designação de neutro. As várias correntes de linha são assumidas através do circuito das três fases de um sistema balanceado. As tensões são indicadas para um ponto X específico na linha. As duas formas de representação são diferentes mas apresentam o mesmo desfasamento entre fases de 120° . A Ilustração 3-2 B) permite a fácil consulta das possíveis correntes e tensões, algumas das quais em c) não são possíveis. Em b) a representação da tensão V_{ab} corresponde ao Δ , $V_{ab}=V_{an}-V_{bn}$, da mesma forma que V_{bc} corresponde a $V_{bc}=V_{bn}-V_{cn}$ e V_{ca} é $V_{ca}=V_{cn}-V_{an}$.

Dos diagramas B) e C) da Ilustração 3-2 representa as fases a, b, c do sistema de potência representa na origem 0 n ou g. O esquema A) da Ilustração 3-2 representa a linha que interliga dois extremos que correspondente a aquisição das grandezas elétricas na subestação X, da mesma forma para a subestação Y.

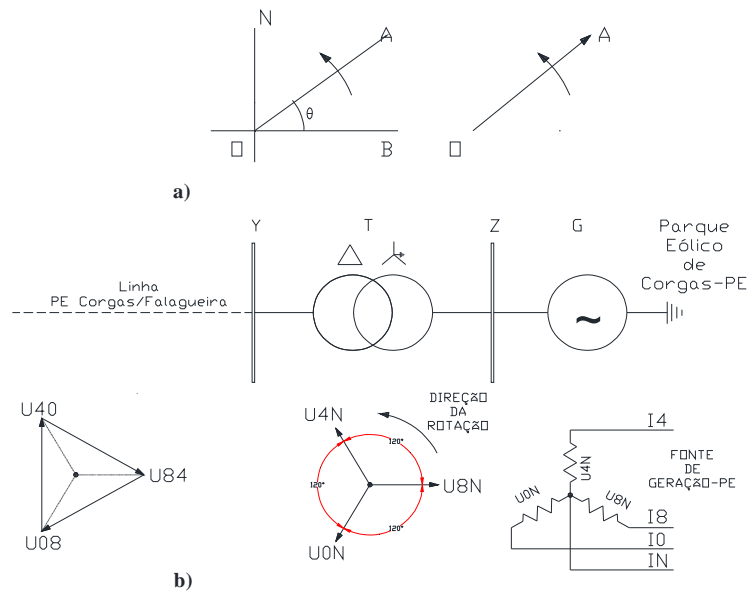


Figura 3-3 – a) Vetor linha – forma de onda sinusoidal; b) Sistema balanceado de três fases

Os termos Rotação do vetor de fase e fase são diferentes embora quase iguais. Em corrente alternada o vetor de fase gira no sentido anti-horário à frequência da rede 50 Hz, sendo representado de forma fixa (Ilustração 3-2 B). A imagem obtida pelo efeito estroboscópico, se apontássemos uma luz sobre o movimento dos vetores de fase à frequência da rede, seria que os mesmos apareceriam fixos no espaço. A sequência de fase, referenciada no dicionário IEEE (IEEE 100), é um termo também muito usual para rotação de fase e corresponde à ordem que os vetores de fase giram no sentido anti-horário. A sequência tida na Ilustração 3-2, A), B), C), é a utilizada na REN, com a sequência 8,0,4, referenciada a linha corresponderá a estarmos de frente para esta e de costas para a subestação.

3.2.3 Polaridade

A Polaridade é importante em transformadores, e em particular nos equipamentos de proteção. As indicações de polaridade para transformadores são bem estabelecidas pelas normas ISO que se aplicam a todos os tipos de transformadores. Existem duas variedades de polaridade: subtrativa e aditiva. Ambos seguem as mesmas regras.

Transformadores de Potência e Instrumentação são subtrativos. Considerando que alguns transformadores de distribuição são aditivos. Na Ilustração 3-2 representa-se por um **X** a referência às polaridades nos enrolamentos dos transformadores para cada sistema

A polaridade é identificada com uma marcação, através de um ponto, um quadrado ou um **X**, ou pode ser indicado pela marcação padronizada no terminal do transformador, tendo variado ao longo dos anos. É conveniente para designar a polaridade por um **•** ou **X**.

Duas regras fundamentais da polaridade do transformador são apresentadas na Figura 3-2 e se aplicam a ambas. Estas são:

- Corrente Primária (I_p) que flui na marca de polaridade de um enrolamento, flui corrente no secundário (I_s) para fora da marca de polaridade do enrolamento secundário. Ambas as correntes estão substancialmente em fase.
- A polarização Subtração Figura 3-2 a), para não polarizado Adição, Figura 3-2 b), em fase com a tensão, relaciona-se essencialmente com a queda de tensão no enrolamento secundário ($X1 - X2$).

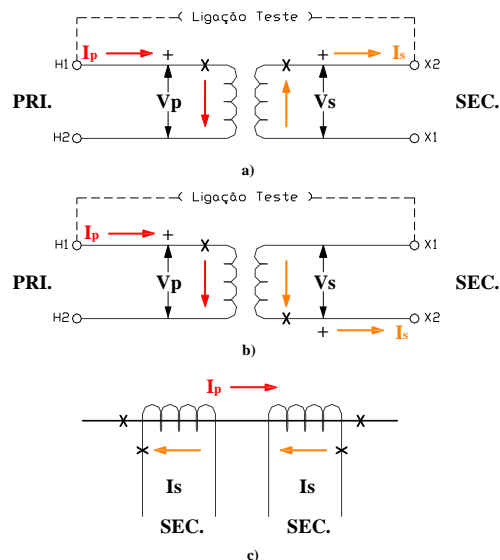
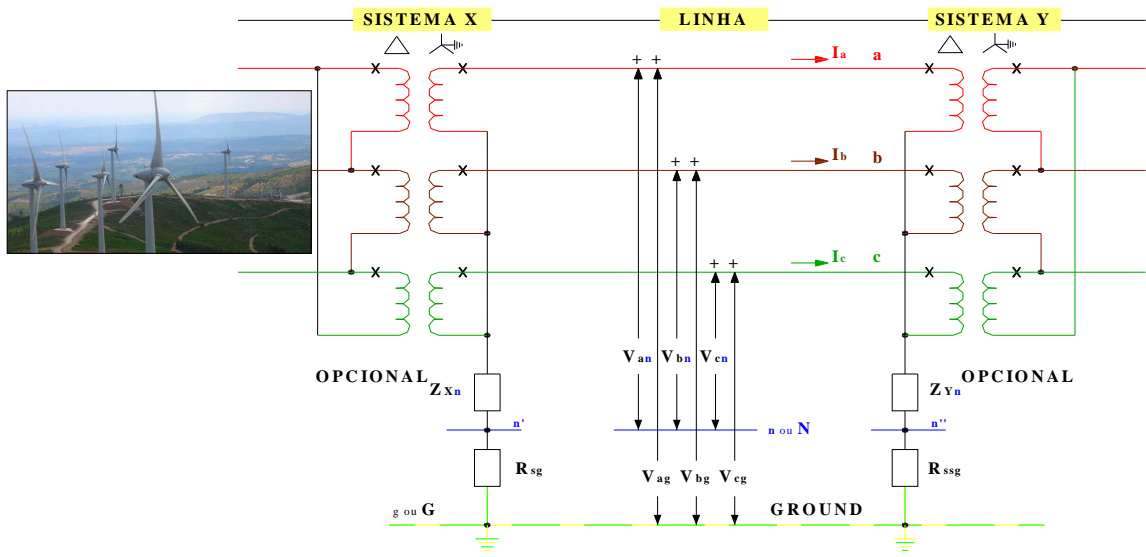
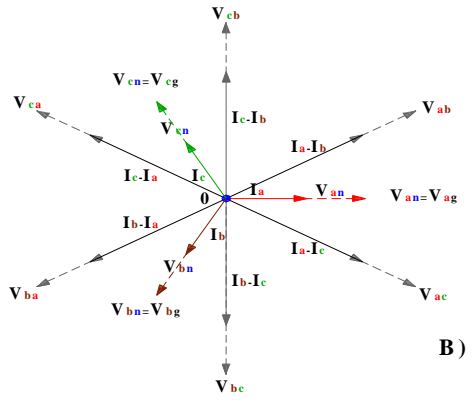


Figura 3-4 – Definição da Polaridade nos Transformadores a) Polaridade Subtração b) Polaridade Adição [33] c) Polaridade nos TC (EP) Julho de 2015

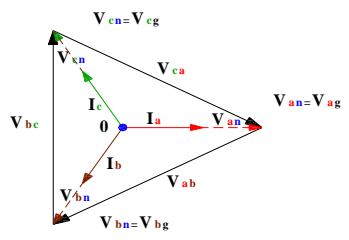
As marcas de polaridades em TC são mostradas na Ilustração 3-3 A) e denota que a direção da corrente secundária é a mesma independentemente de saber se a referência de polaridade estão juntos de um lado ou do outro.



A) Z_{Xn}, Z_{Yn} Impedâncias (aterradas ou não)
 R_{sg}, R_{sg} Malha de terra na Subestação



B)



C)



D)

Designação das fases REN : fase 8 , fase 0, fase 4

$$V_a = V_8 \quad / \quad V_b = V_0 \quad / \quad V_c = V_4$$

$$I_a = I_8 \quad / \quad I_b = I_0 \quad / \quad I_c = I_4$$

Correntes I [A] Tensões V [V]

Ilustração 3-2 – Esquemas trifásicos simétricos a) Linha entre duas Subestações b) e c) Diagramas de fases com amplitudes e relações entre fases, d) Sequência de fases da linha a 150 [kV] (EP) Julho de 2015

3.2.4 Relés de Proteção

Um relé de proteção é um dispositivo que monitoriza as condições do sistema (corrente-TC-T30, tensão-TT-T40) reagindo face a deteção de condições anormais. O relé compara os valores das grandezas elétricas em tempo real, com valores considerados limite. Simultaneamente, o relé procede ao envio de sinais de controlo elétrico, com componente contínua (DC), para circuitos de disparo existentes em dispositivos de abertura os disjuntores DISJ-Q50,Q51 [4], quando são detetados problemas no Disjuntor através dos seus circuitos auxiliares apresentam variáveis, enviadas ao SPT e SCC, desenvolvendo os relés de proteções operações programadas. Apresentam o resultado da sua ação no equipamento, sem provocar danos no mesmo.

A operação de relés de proteção estabiliza componentes indesejáveis que ocorrem nos sistemas elétricos de energia, tais como defeitos de energia, imprevistos e causas naturais como descargas atmosféricas. Os Relés de proteção definem-se em dois tipos: eletromecânicos e estáticos.

Os Relés de proteção destinam-se a solucionar problemas, mas com baixo consumo de energia dos dispositivos. Os relés estão impossibilitados de extinguir e isolar a zona de influência de problemas existentes no sistema [33]. A solução de recurso são os disjuntores que por intermédio de outros dispositivos, permite fornecer capacidade no isolamento de defeitos. Assim, os relés de proteção e dispositivos de interrupção do circuito funcionam conjuntamente. Ambos são necessários, permitindo o isolamento de uma área de trabalho ou equipamentos danificados. O relé e um disjuntor constituem um circuito de proteção, referenciado a um determinado elemento da rede, exemplo da linha ou do transformador. Qualquer defeito, do mecanismo de abertura por disparo unipolar em disjuntores, exige *backup* a proteção. Desta forma possibilitará o isolamento da área de trabalho, com abertura de todos os polos do disjuntor. Com o disparo de um polo independente, denominada discordância de polos, há uma baixa probabilidade de que os restantes polos são operados pelo relé de proteção, ordem de abertura. É espectável que pelo menos um ou dois polos abram corretamente.

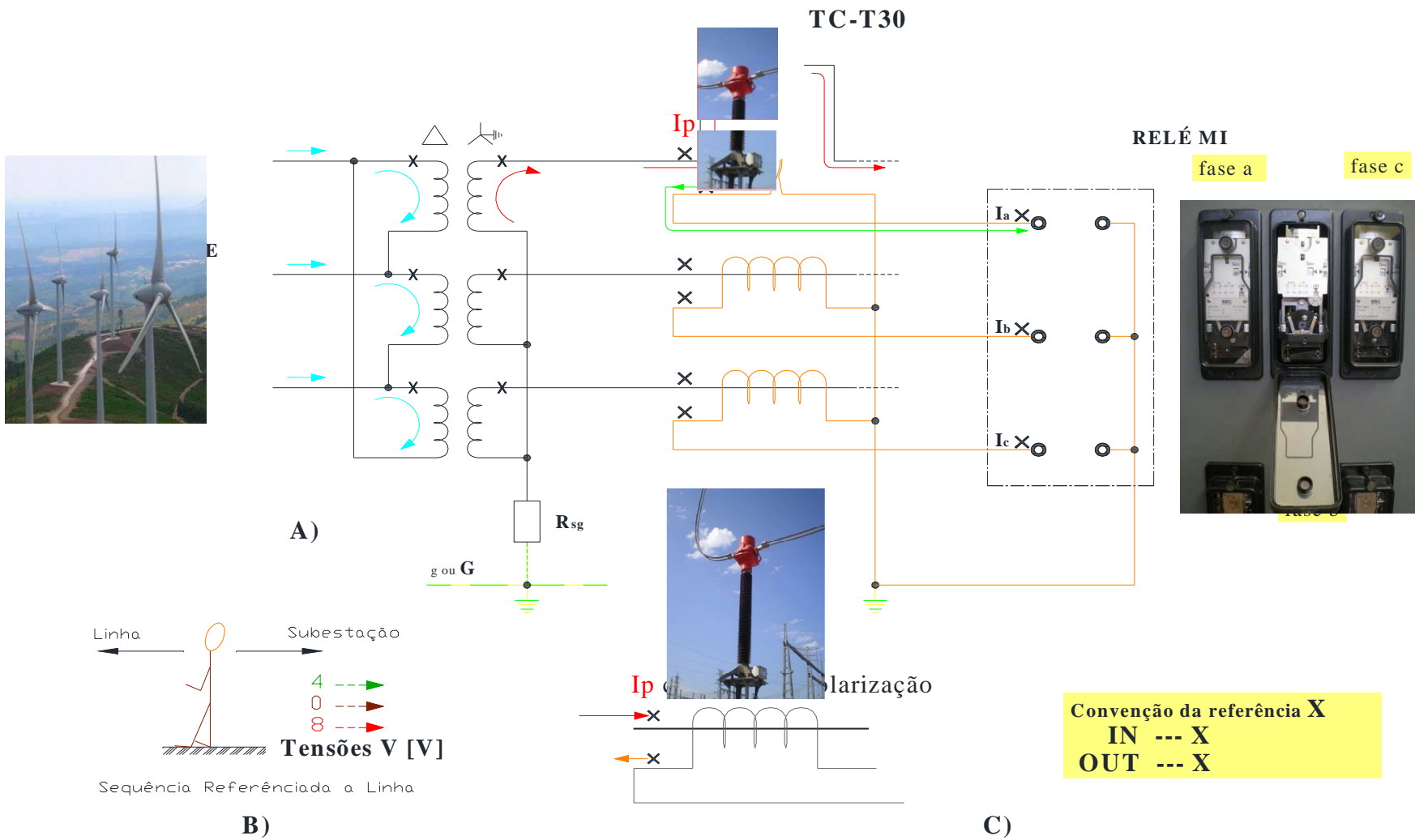


Ilustração 3-3 – Corrente de Polarização – A) Polarização do Relé Máxima Intensidade MI, B) Referência de Fases a entrada da subestação, C) Corrente de polarização no Relé de proteção (EP) Julho de 2015

Quando o defeito origina um defeito trifásico, defeito mais grave para uma linha em exploração na RNT, contribuirá de forma menos severa do ponto de vista de estabilidade do sistema, do que com origem num defeito que provoque o disparo de duas, ou de uma única fase.

3.2.5 Representação de um Relé

A representação lógica de um relé elétrico pode ser representado como se indica na Figura 3-5, [33]. Os componentes de um relé podem ser eletromecânicos, eletrônicos ou ambos. As funções lógicas são em geral naturais, para que em qualquer unidade possam ser combinadas, ou não requeridas.

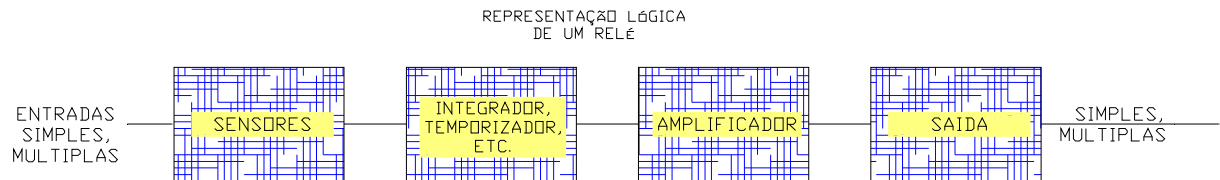


Figura 3-5 – Representação lógica de um relé de proteção

Os recursos e projetos específicos de diferentes fabricantes variam, amplamente com os requisitos de cada relé. Originalmente, todos os relés de proteção eram do tipo eletromecânico, estando em uso ainda bastante difundido sendo uma realidade na REN. Os SPT de PCPG utilizados na REN são analógicas mas brevemente serão substituídos.

3.2.5.1 Relés Estáticos

Os relés estáticos são de componente eletrônica e não têm nenhum movimento de componentes. Atualmente, a maioria dos sistemas instala relés com estas características, possuindo várias vantagens sobre o tradicional relé eletromecânico.

Nos últimos anos, os microprocessadores baseados em relés eletrônicos, foram desenvolvidos com inúmeras aplicações [33]. Por vezes referidos como relés do tipo numérico, as entradas analógicas são convertidas em números digitais. Os relés assentes em microprocessadores fornecem muitos benefícios, tais como alta precisão, reduzido espaço, equipamentos e custos de instalação inferiores, de aplicação mais ampla e recursos de configuração, além de várias outras características suplementares. Estes

incluem a lógica de controlo, comunicação remota e *peer-to-peer*⁷ baseado na distribuição horizontal, aquisição de dados, gravação de eventos, localização de defeitos, configuração remota e auto monitorização e controlo. As especificidades destes recursos irão variar entre diferentes tipos de relés e fabricantes. Tipicamente exhibe e mostra a configuração, monitoração, eventos e informações do estado de teste automático do relé. As configurações do relé também podem ser alteradas através da interface de LCD sem a necessidade de um terminal. As informações de destino são tipicamente exibidas no microprocessador com o uso de LED que identificam as funções da proteção (decorrente de defeito) que tinham operado no disparo juntamente com outras informações. Estas podem ser o tipo de defeito, e.g. defeito fase (n) –terra (G), o estado do religador, etc. A interligação com o exterior, por intermédio de blocos terminais são normalmente fornecidos na parte traseira do relé, para ligar várias entradas que são necessárias, e saídas que são fornecidas pelo relé. São previstas portas de comunicação para a transmissão de dados digitais. Informação no caso da Linha PE. Corgas-SFR, P105, é obtida através do esquema +H1 [22].

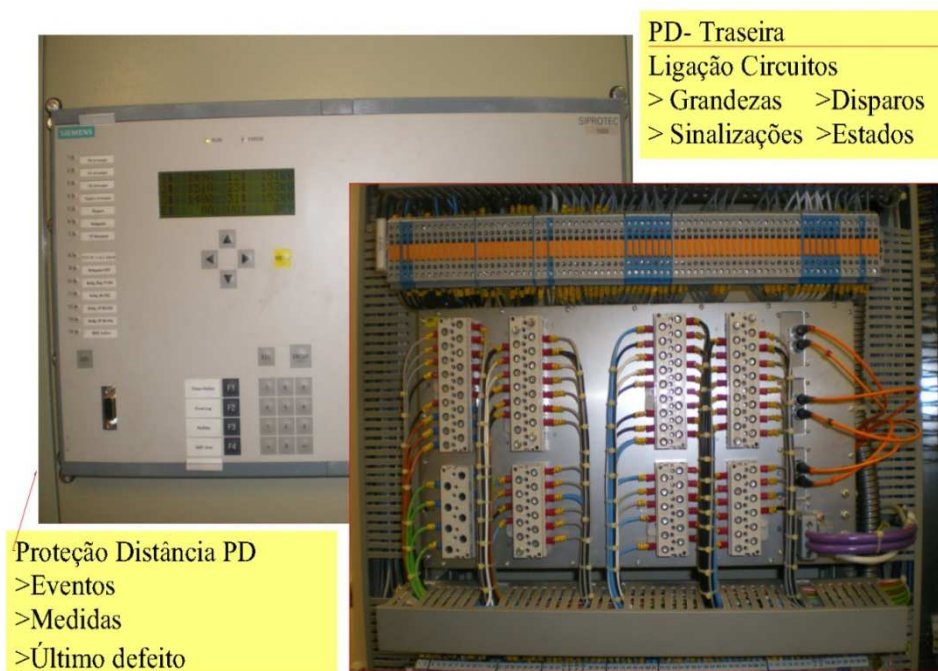


Figura 3-6 – Proteção estática implantada na SZR

Avaliando nas capacidades e características, resultam dos relés estáticos, conclui-se que:

- **Vantagens**

Múltiplas funcionalidades, espaço requisitado pequeno, como mostra a Figura 3-6, a

⁷ Cada ponto funciona tanto como cliente quanto como servidor.

configuração e teste é fácil (teste automático), capacidade de acesso remoto fornecendo informações de localização dos defeitos.

- **Desvantagens**

Alimentação externa necessária, *software* de alguma complexidade, de acesso restrito (por ser complexo) e dependência de funcionalidades entre variáveis.

3.2.5.2 Relés Eletromecânicos

Os relés tipo analógicos, Ilustração 3-4 com uso de componentes eletrônicos discretos foram introduzidos em 1970. Os relés eletromecânicos comportam bobinas de fio, ímanes, discos girando e movendo contatos elétricos. Ainda fazem parte de algumas proteções, não passaram muitos anos que a Subestação de Zêzere (SZR) garantia alguns elementos da rede, Linhas, Transformadores, através do tradicional relé eletromecânico, que também se adaptaram e evoluíram, possuindo as seguintes vantagens e desvantagens:

- **Vantagens**

Usualmente autoalimentado, construção simples e assegura uma única função.

- **Desvantagens**

Normalmente um relé por fase, é difícil de configurar, ajustar e requer manutenções periódicas, conseqüentemente testes mais frequentes.

3.2.6 Corrente Inversa - Conceito Tempo

Tipicamente um relé de proteção destina-se a seguir a corrente inversa – curva tempo. Isto significa que, na ocorrência de um defeito, o tempo de atuação no circuito de um disjuntor diminui ao invés da quantidade de corrente que aumenta [4]. Portanto, ao ser detetável um defeito perto de uma subestação, sobre um disjuntor, o relé inicia uma rápida contagem de tempo (ordem dos [ms]), perante o defeito localizado sobre a linha, para tempos próximos de um (1) segundo. Há a adição na linha de uma resistência, fluindo menos corrente indo ao encontro do representado na Figura 3-7. De notar que em cada disjuntor é fixado um período de tempo na abertura do circuito a proteger uma vez que recebe um sinal de disparo do relé. Alguns disparos do Disjuntor são mais lentos do que dois ciclos após receber o sinal de disparo, existindo alguns disjuntores mais antigos que podem demorar nove ciclos para disparar.

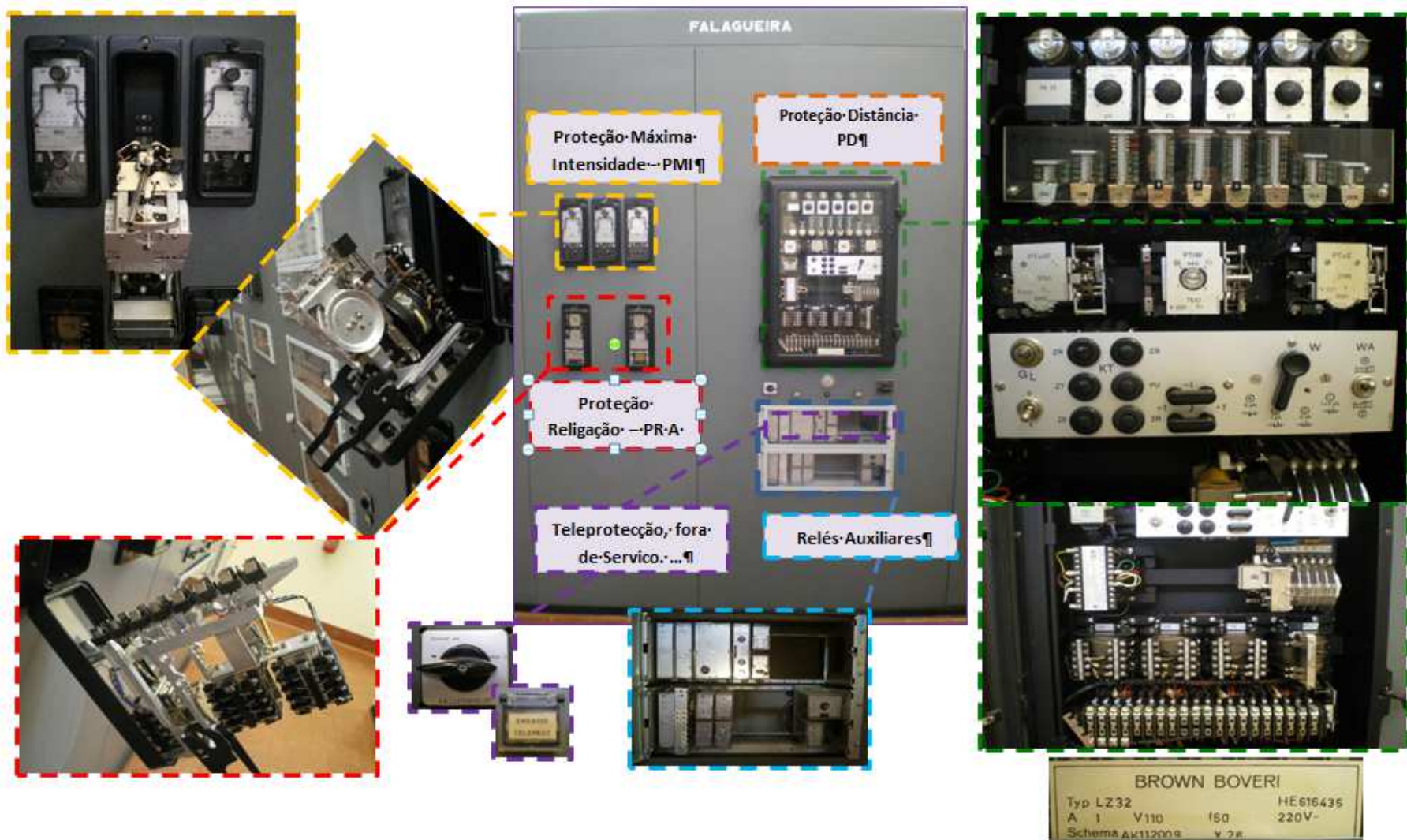


Ilustração 3-4 – Proteção eletromecânica PD, PMI, Teleproteção Painel SFR na SZR

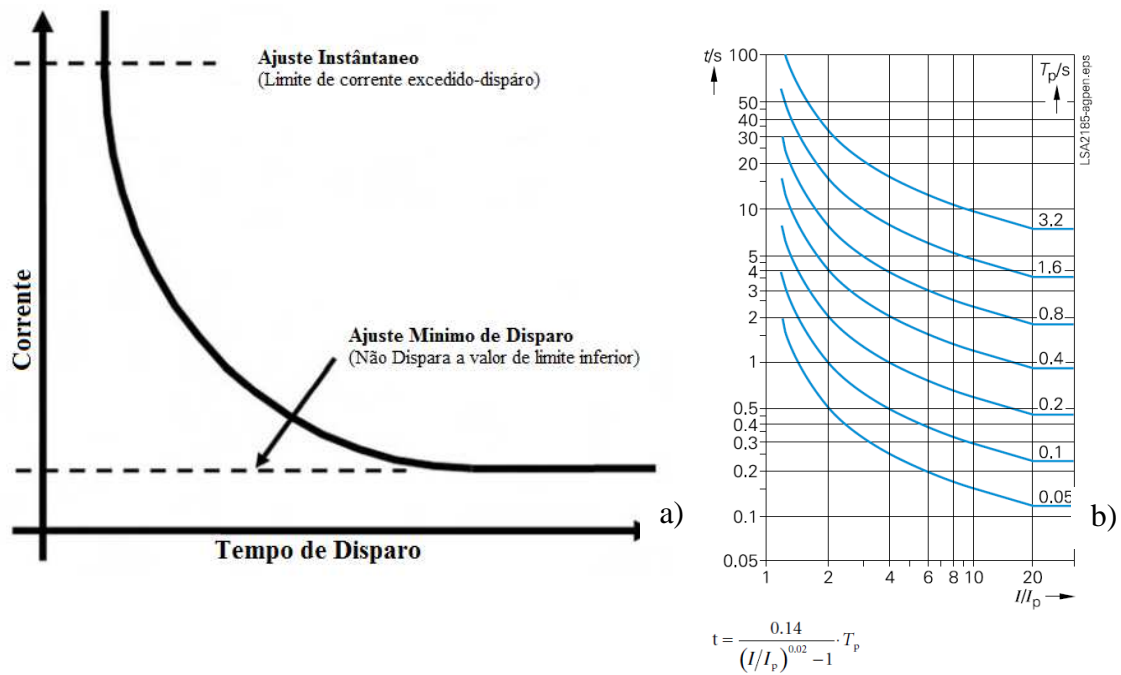


Figura 3-7 – a) Tempo versus curva de corrente [4], b) Característica tempo inverso [34]

O tempo de disparo é representado ao longo do eixo horizontal e a intensidade de corrente que flui no elemento linha, e posteriormente reduzida é mostrado ao longo do eixo vertical. Quando a corrente em tempo real estipulada, referenciada no ponto 2.6.5.1, está abaixo do ponto de ajuste horizontal da curva, o tempo de disparo não tem retorno e o relé não funciona. Quando a corrente excede o valor instantâneo sobre a curva, o tempo de disparo torna-se tão rápido quanto possível e o relé emite um comando de disparo para o disjuntor sem qualquer atraso. Entre estes dois pontos, o engenheiro de proteções ajusta a forma da curva para atender a diversos objetivos de coordenação do sistema de proteção.

Os tempos de atuação referidos são definidos na Norma CEI 60255-3, que ajudará a definir os critérios de coordenação dos relés em modo de tempo inverso, a característica de Máxima Intensidade (fase e terra) como apresentado na Figura 3-7 b) Caracterizam-se os tempos de atuação em função do número de ciclos como exemplo, para um tempo de operacionalidade de 30 ms corresponderá 1,5 ciclos à frequência de 50 Hz, atendendo a que um ciclo corresponde a $f = 1/T$ (T é o período em ms).

3.2.7 Diagramas no SEE

A simplificação esquemática do sistema ou de uma parte dele apresenta a componente elétrica, e a disposição de todos os equipamentos principais. Os diagramas de uma linha são simplificados sendo a informação extra adicionada para dar ao operador do sistemas

ou engenheiro, a imagem completa da componente elétrica do sistema, incluindo os esquemas de proteção na Tabela 3-1 disponibiliza-se a informação sobre os tempos de atuação dos STP

Tabela 3-1-Tempos de atuação I/t, segundo norma CEI 60255-3

Função	Características	
	a	b
Tipo de curva		
Normalmente inversa	0,14	0,02
Muito inversa	13,5	1
Extremamente inversa	80	2

Obs.: Segundo norma CEI 60255-3

Os esquemas de uma linha são, assim muito úteis, permitindo a:

- Coordenação da RNT (GS, COR);
- Planeamento de atividades de manutenção, pela dificuldade de disponibilidade dos equipamentos;
- Avaliação das proteções, quantificar correntes e potências;
- Configurações do sistema para exibir as relações entre secções representativas do sistema de potência que constitui a RNT.

A utilização de diagramas na REN é muito importante na avaliação e prática de atividades, direcionado para os diferentes sistemas. A atualização de diagramas, uma prática para os profissionais neste setor, nomeadamente ao nível do SPT, SCC é essencial para a realização das atividades diárias. Dessa forma a identificação uniformizada dos diversos dispositivos, através de numeração baseada num sistema padrão adotado, referenciado por IEEE C37.2-1991 [33]. Usado em esquemas de ligações elétricas, nos livros de instruções e nas especificações. A referir como exemplo, [52]-Órgão de Corte Disjuntor-Q50; [21]-Relé de Distância; [36]- Dispositivo de tensão de polaridade ou de polarização; [81]-Relé de Frequência, entre muitos outros. Alguns utilizados no seguimento deste capítulo.

3.2.8 Sobreintensidades e Relés de Religação

Cada fonte de distribuição de energia possui um conjunto de relés de sobreintensidades, um para cada fase e outro para a terra. Cada relé atua de forma instantânea e tem

capacidade de atraso, permitindo a interligação com o relé de religação. Isto constitui um “pacote” de um relé de proteção, de uma subestação típica coordenada a jusante das proteções próprias localizado na fonte de energia (PE, Central Hídrica (CH)).

Os relés de sobreintensidades integram as proteções que são ligados diretamente aos transformadores de corrente TC-T30. Isto permite a monitorização da magnitude das correntes em tempo real, que circula no disjuntor. Detetam defeitos de alimentação, fase-terra, fase-fase, ou defeito em duas ou três fases. O engenheiro de proteções analisa a magnitude do disparo disponível para cada disjuntor, e recomenda configurações, que mais tarde estarão programadas nos relés. Essas configurações dos relés são testadas e verificadas, de modo remoto, periodicamente para certificar-se de que eles operam corretamente.

3.2.9 Proteção em Redes de Distribuição

As linhas de distribuição, embora fora do ambiente REN, são normalmente alimentadas radialmente fora das subestações. Os esquemas de proteção de linha de distribuição típica usados nas linhas de alimentação radial, normalmente envolvem a proteção de sobreintensidades com relés de religação. Esta abordagem proteção de distribuição é mais comum na Energias de Portugal (EDP). De notar o facto de não ser imprescindível a informação dos parâmetros das proteções da EDP, compreendido nos extremos entre REN e EDP.

3.2.10 Proteção em Redes de Interligações

Na RNT coexistem dois sistemas produtores, caso de PE, sistemas recetores com linhas dedicadas ou derivações a alimentar instalações de Tração elétrica (Refer). As especificações técnicas e funcionais da REN são sempre tidas em conta. Caso existam alterações a efetuar deverão ser devidamente efetuadas por responsáveis nesta área. No entanto, friso algumas situações para os diferentes sistemas:

Nos sistemas produtores, estão salvaguardadas das especificações, terá a possibilidade de acesso remoto, para visualização de acontecimentos, através de osciloperturbografia. O SPT da instalação recetora deverá garantir a eliminação rápida de defeitos (inferior a 100 ms, cinco ciclos à frequência de 50 Hz).

No caso dos recetores existem dois extremos ativos, será permitido unicamente o fecho dessa malha no ponto de entrega. Na presença de defeitos/disparos ficarão

condicionadas as instalações recetoras. Reserva-se a REN, na função de garantir qualidade no transporte, a eliminação de defeitos de acordo com o referido anteriormente.

3.2.11 Proteção em Rede de Transporte

A proteção de transporte, também denominada proteção de transmissão (linhas de transporte), é muito diferente relativamente à proteção de distribuição simplesmente porque a transmissão geralmente não é alimentada radialmente. Normalmente no transporte de energia tem vários níveis de tensão com origem numa subestação, saindo desta linhas de transporte com proteção ajustada ao esquema da rede de forma a ser identificada em tempo real quando existir um defeito na linha. Para casos mais complexos, há linhas de transmissão com geração no outro extremo, que contribui para o defeito num determinado instante, enquanto outras são transporte de diferentes linhas entre subestações. Além disso, algumas linhas de transporte só estão a alimentar a carga na sua extremidade. A definição ou o conceito de zona expressa a impedância (Z) com determinado valor percentual de Z . Quando é sujeita a sobre corrente direcional identificará a distância a que ocorreu o disparo relativo a um defeito da linha.

3.3 Funções de Proteção

Aos sistemas de proteção SPT1, SPT2 e SPT3, são atribuídas determinadas funções, com ações bem definidas. No caso concreto de uma linha, garante a proteção integral desta. Segundo a avaliação dos seus parâmetros é com base neste que se procede às devidas regulações. Através de saídas digitais por estas proferidas, são encaminhadas ao órgão que tem a capacidade de isolar a linha em caso de defeito, o disjuntor – Q50, Q51. No entanto, o seu comportamento é sustentado por informações do restante equipamento de Alta Tensão, parte integrante do parque AT como apresentado na arquitetura Nível 1. Concretamente a linha referenciada LFR.PE.CORGAS que interliga uma instalação de produção de energia eólica à RNT. Para efeitos de proteção de equipamentos que constitui um painel da REN, as funções que constituem o Sistemas de Proteções deste elemento da RNT são: diferencial de linha (PDL), distância (PD) a qual está associada a esquemas de Teleproteção (TELEP), direcional de terra (PDT) e máxima intensidade (PMI), religação (RELIG) referidas na Tabela 3-2.

- **Proteção Primária**

O equipamento de proteção efetuará cobertura a várias zonas. Solicitada a proteção primária deve atuar em primeiro lugar, e o mais rapidamente na zona em que é ativada, denominada Zona 1 (Z1).

- **Proteção Secundária (*backup*)**

O equipamento de Proteção além de efetuar a proteção na sua zona principal Z1 assistirá às zonas periféricas. A função de *backup* atuará no caso da proteção primária não atuar por qualquer motivo.

3.3.1 Proteção Diferencial de Linha – PDIFL

A função de proteção DIFL unitária do tipo descentralizado em que a completa realização da função se faz normalmente mediante troca de informação entre os equipamentos terminais situados nos extremos da linha ou cabo a proteger. Esta proteção compara em tempo real os valores de ambos os extremos da linha, avaliando e atuando de acordo com a diferença registada. A fibra ótica conjuntamente com os sistemas referidos em 2.8.2 (capítulo 2) garante a operacionalidade em tempo real que caracterizam esta proteção. A sua operacionalidade, é mediante a diferença de correntes avaliadas na proteção, conforme representado na Figura 3-8 b).

3.3.2 Proteção de Distância

Os relés de distância são normalmente usados para proteger as linhas de transporte de energia elétrica. A sua atuação resulta perante o valor de impedância correspondente à localização do relé e o ponto de defeito. Como a impedância por quilómetro de uma linha é razoavelmente constante, estes relés respondem ao defeito através da avaliação da distância [km] de um defeito na linha de transporte de energia elétrica (daí a sua denominação). A partir de valores característicos da linha, pretende-se adequar os relés de PD mediante valores de impedância (Z) que resultam dos vários tipos de defeitos. Em proteções estáticas é elaborado o algoritmo baseado na proporcionalidade entre a impedância (Z) e a distância. A regulação pode abranger várias zonas (até 6 zonas) com diferentes alcances de impedâncias. Através do alcance de impedância (distância) e tempos de atuação para cada zona, é possível obter seletividade na atuação da PD.

Tabela 3-2-Funções constituintes dos sistemas de proteções -REN

Proteção PROT	Funções Primordiais de Proteção	
		DIFERENCIAL DE LINHA
		DISTÂNCIA
		MÁXIMA INTENSIDADE DE BACKUP
		OSCILOGRAFIA
		RELIGAÇÃO
		DIFERENCIAL DE TERRA
		DIFERENCIAL DE BARRAMENTO
Controlo CTRL	Funções de Controlo associadas às funções PROT	
	RELIG	Religação Rápida Automática após disparo
Projeto PROJ	Arquitetura de interligação funcional	
	TDISP	Tipo de disparo
	PLFI	Projeto Lógico Funcional Integrado
Auxiliares AUXIL	Funções auxiliares	
	URD	Unidade Rápida de Disparo (RRD-Relé Rápido de Disparo)
	UPC	Unidade Rápida de Transmissão (RPC-Relé Rápida de Transmissão)
	URT	Unidade Poder de Corte (RPC-Relé Poder de Corte)
Vigilância VIGIL	Funções de vigilância ou supervisão do SPT	
	VSTI	Vigilância dos circuitos secundários dos TC (TC30)
	VSTT	Vigilância dos circuitos secundários dos TT (TT40)
	VSCD	Vigilância dos circuitos disparo
	VSSC	Vigilância dos circuitos imagem dos Seccionadores
Monitorização MONIT	Funções de Monitorização e Medidas Operacionais	
	SUDJ	Supervisão do Disjuntor (Q51)
	DPDJ	Discordância de Polos do Disjuntor (Q51)
	LOCDEF	Localização de Defeitos
	OSCILO	Osciloperturbografia
	IU	Correntes e /ou Tensões Operacionais
	SPQ	Potências Operacionais
Manutenção MANUT	Funções associadas a procedimentos de manutenção	
	ACSR	Acesso Remoto
	ACSL	Acesso Local Centralizado
	SINAL	Sinalizações via rede local de comunicações
	MANUD	Execução de programas automáticos de disparo monofásicos e/ou trifásicos
	MANUR	Execução de programas automáticos de ciclos de religação
	MANUS	Execução de programas automáticos de verificação das sinalizações "a fio"

Implantadas no P105

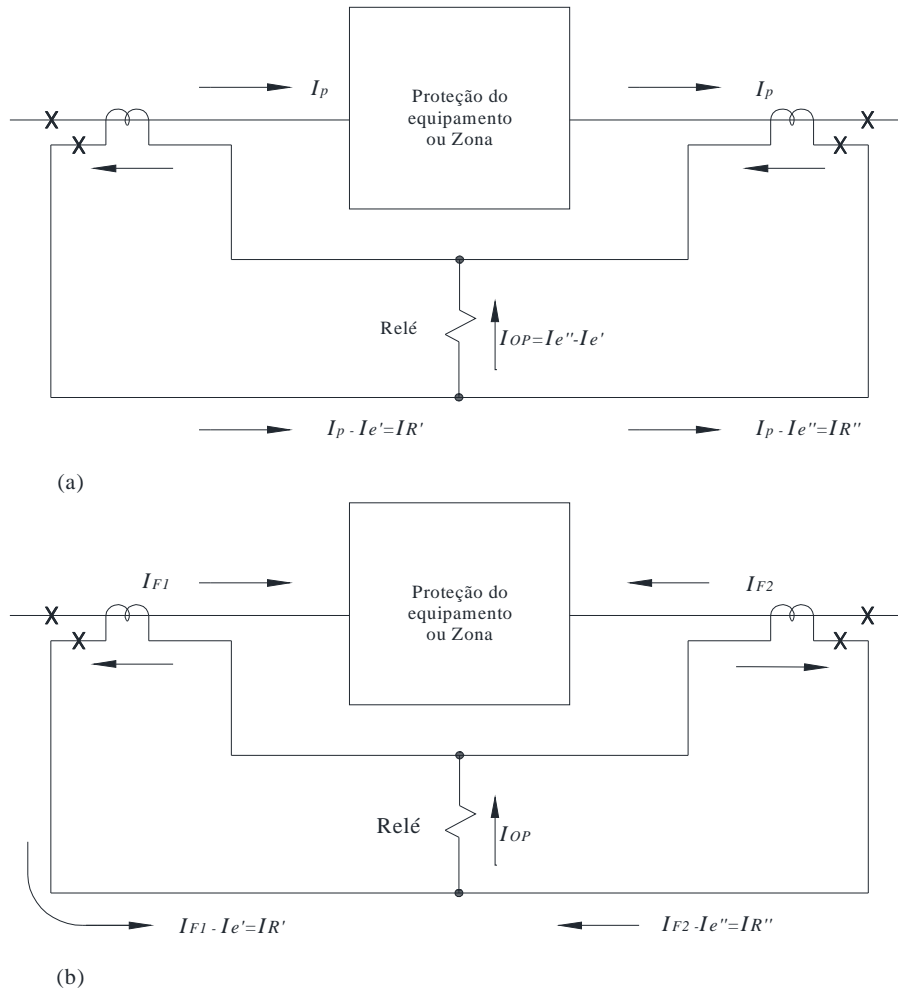


Figura 3-8 – Proteção Diferencial de Linha a) condição normal $I_{OP} = I_e'' + I_e'$, b) condição de defeito $I_{OP} = I_{F1} + I_{F2} - (I_e'' + I_e')$ [33].

3.3.2.1 Defeitos Simétricos e Assimétricos

Os sistemas de potência, por razões económicas e técnicas, são trifásicos e simétricos, e em condições normais, comportam-se como sistemas equilibrados ou seja, os vetores de tensão em qualquer ponto da rede, têm igual amplitude, e estão desfasados de 120° (graus). Da mesma forma para a intensidade de corrente (I). No entanto o comportamento da rede, face a fenómenos de diversa natureza, faz com que os circuitos da rede se comportem em condições de desequilíbrio, resultante de curto-circuitos entre a rede (fases) e a terra (G), linhas sem continuidade. Perante isto é nos permitido avaliar o sistema desequilibrado de n vetores relacionados entre si, decompondo-se em n sistemas de vetores equilibrados denominados Componentes Simétricas de vetores originais.

Tirando partido das características elétricas da linha de 36,22 km de comprimento, obtido no trabalho de fim de curso da licenciatura em E.E.C⁸, regista-se então os valores necessários para determinar defeitos das linhas no sistema elétrico, da qual fazem parte:

- Resistências Elétricas Quilométricas correspondentes aos condutores que são do tipo CSR 485 (Zebra). Resistência elétrica a 20°C, $R = 0,0681 \Omega/\text{Km}$, no entanto o valor referência REN é de $R = 0,0674 \Omega/\text{Km}$;
- A partir do valor da indutância magnética do cabo condutor de fase calcula-se o valor da reactância indutiva $X_L = 0,4046 [\text{H}/\text{Km}]$.

Define-se assim os parâmetros correspondentes à impedância em (3- 1)

$$Z_h = 0,0681 + j0,4046 [\Omega] \quad (3- 1)$$

Com base nos planos de desenvolvimento e investimento da RNT, que compreende o ano de 2009 a 2014, e avaliada a evolução das correntes de defeito [35], no qual se obtêm os valores, da linha que interliga a Subestação da Falagueira e o parque eólico de Corgas, com o nível tensão referenciado de 150 kV. Posto isto, para o máximo da corrente de curto-circuito trifásico, previsto em 2014, é de 21,6 kA, valor mínimo de 14,0 kA. O máximo da corrente de curto-circuito monofásico, previsto em 2014 é de 24,8 kA, valor mínimo 14,2 kA. Assim da RNT, se extrai o circuito da Figura 3-9 que representa os elementos de rede atrás referenciados.

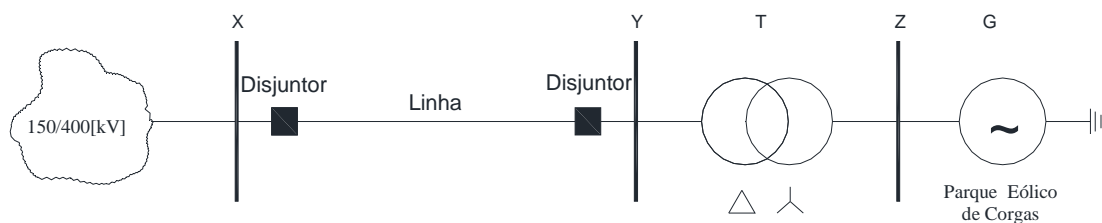


Figura 3-9 – Sistema de potência Radial Simples: interligação Subestação Falagueira PE Corgas.

⁸ E.E.C – Engenharia Eletrotécnica e de Computadores

Admite-se portanto um defeito (f) na linha. Os valores de base da Potência Aparente são $S_{base}=100*10^6$ [VA] e da Tensão Nominal é $V_{base}=150*10^3$ [V] de onde resulta a Impedância $Z_{base}=(V_{base}^2 / S_{base})= 225$ [Ω].

A impedância correspondente à linha resulta:

$$\begin{aligned} ZL &= Z_{lh} \times L \\ ZL &= 2,4666 + j14,6546 [\Omega] \end{aligned} \quad (3-2)$$

No sistema “por unidade”, ou sistema por *p.u.*, será:

$$\begin{aligned} ZL_{-} &= ZL / Z_b \\ ZL_{-} &= 0,0110 + j0,0651 [p.u] \end{aligned} \quad (3-3)$$

Para o defeito, estabeleci para o efeito um disparo a uma distância de 20 Km Figura 3-10 do barramento X, parte integrante da SFR, como se indica na Figura 5-10.

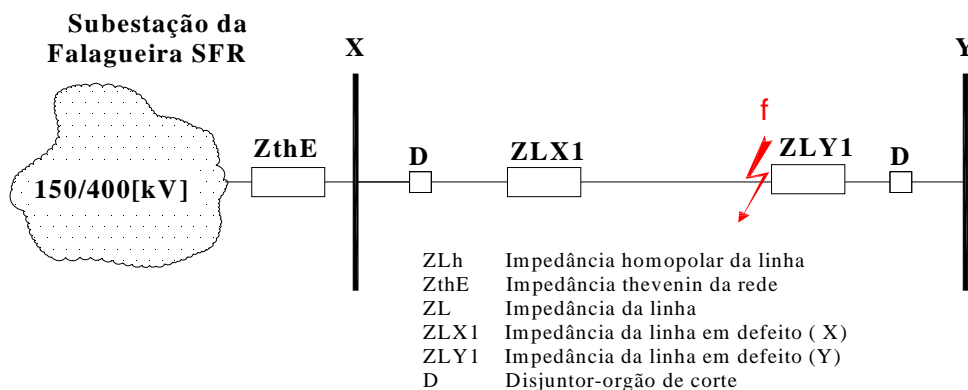



Figura 3-10 – Defeito na linha a 20 Km

O defeito localizado a vinte quilómetros do barramento X corresponderá a uma impedância:

$$\begin{aligned} ZLX_1 &= 1,3620 + j8,0920 [\Omega] \\ ZLX_{1-} &= ZLX1 / Z_b = 0,0061 + j0,0360 [p.u] \end{aligned} \quad (3-4)$$

Documentado no Anexo A, os resultados dos cálculos assimétricos Tabela A 1. Sintetizando, os defeitos que ocorrem nas três fases, elementos ativos da rede de transporte, têm causas naturais ou então são defeitos elétricos manifestados nas linhas MAT, AT. Os valores das tensões (V) e correntes (I) que estão na origem desses

defeitos, por aplicação de método das componentes simétricas estabelecidas por *Charles LeGeyt Fortescue* (1876 – 1936), o correspondente às Tensões (V) são as componentes direta V_{a1} , inversa V_{a2} e homopolar das tensões $V_{a0}=0$ e para as Correntes (I) são as componentes direta I_{a1} , inversa I_{a2} e homopolar I_{a0} . A combinação destas duas grandezas V e I permite ter o valor da impedância, sendo a referência para a parametrização das proteções ao elemento linha da RNT. Esta referência baseia-se nos valores da Impedância Homopolar, registados no estudo da linha, para além de outras referências, nomeadamente o plano de desenvolvimento e investimento da RNT 2009-2014 [35]. Serviu como base deste plano o Anexo G – Evolução das correntes de defeito, para a instalação da Falagueira referenciada à tensão de 150 kV, com os respetivos valores de corrente de defeito [kA] relativo ao ano de 2014, e respetivos valores para Máximo trifásico, Máximo Monofásico, Mínimo Trifásico e Mínimo Monofásico.



ANEXO 14
Evolução das correntes de defeito

EVOLUÇÃO DOS VALORES DE CORRENTES DE DEFEITO [kA]														
INSTALAÇÃO	Tensão (kV)	Máximo Trifásico				Máximo Monofásico			Mínimo Trifásico			Mínimo Monofásico		
		2009	2011	2014	2019	2009	2011	2014	2009	2011	2014	2009	2011	2014
ALTO RABAGÃO	150	8.1	8.8	9.4	9.5	7.9	8.4	9.0	5.4	6.1	6.6	4.4	5.0	5.7
BOUCÃ	150	6.1	6.2	5.9	5.9	6.6	6.6	6.4	3.9	4.1	3.9	3.4	3.5	3.4
C. FRADES	150	14.1	17.0	20.2	20.5	14.1	16.8	20.4	9.0	11.2	13.1	7.5	9.5	12.6
C. SINES (Carvão) Gr 1	150	15.0	16.1	16.5	-	16.1	16.9	17.2	12.8	11.7	14.6	14.1	8.5	15.6
CABRIL	150	5.2	5.2	5.0	5.0	5.7	5.8	5.6	3.2	3.3	3.2	2.7	2.8	2.7
CANIÇADA	150	26.0	26.9	25.0	25.5	25.7	27.1	25.7	17.4	17.5	16.4	16.5	16.8	16.4
CASTELO BRANCO	150	10.6	10.9	14.9	14.8	10.3	10.7	14.8	8.7	9.0	12.2	8.8	9.3	12.8
ERMESINDE	150	24.3	23.6	-	-	22.7	22.3	-	20.1	20.2	-	19.9	20.1	-
ERMIDAS DO SADO	150	9.4	10.0	10.1	10.2	8.2	8.5	8.6	8.3	9.2	9.4	7.4	8.0	8.1
ESTOI	150	6.7	11.3	11.4	13.4	6.4	11.0	11.1	5.9	10.2	10.3	5.8	10.2	10.2
ESTREMOZ	150	2.6	2.6	-	-	2.3	2.3	-	2.3	2.4	-	2.1	2.2	-
ÉVORA	150	4.6	4.7	4.7	4.9	4.6	4.7	4.7	4.2	4.5	4.5	4.3	4.5	4.5
FALAGUEIRA	150	18.4	18.9	21.6	21.3	21.3	22.0	24.8	13.5	14.0	16.5	15.9	16.4	19.2

REN, S.A. - Plano de Desenvolvimento e Investimento da RNT 2009-2014 (2019) - Julho de 2008

3

Figura 3-11 – Evolução das correntes de defeito [35]

Para defeitos mencionados anteriormente, os Relés de Distância são projetados para proteger os sistemas contra três tipos de defeitos, trifásicos, bifásico, e defeitos monofásicos [33].

Para detetar qualquer um dos defeitos referidos, cada uma das zonas de relés de distância requer seis unidades – três unidades para a deteção de defeitos entre as fases (*ab*, *bc*, *ca*) e três unidades para a deteção de defeitos fase-terra (*a-GND*, *b-GND*, *c-*

GND). Um esquema completo é constituído pelo conjunto dessas seis unidades para cada zona, embora os chamados esquemas de comutação permitirem para uma ou mais zonas. As configurações de relés de distância são estabelecidas sobre a base da impedância de sequência-positiva ou componente direta. Dada a impossibilidade de selecionar exatamente a relação de tensões e correntes para abranger todos os tipos de defeitos, cada unidade está preparada para atuar em função da característica de cada defeito.

No caso de três unidades A, B, C, será:

- Unidade A energizada por I_{ab} e V_{ab} opera por defeito para ab - GND,
- Unidade B energizada por I_{bc} e V_{bc} opera por defeito para bc - GND,
- Unidade C energizada por I_{ca} e V_{ca} opera por defeito para ca - GND.

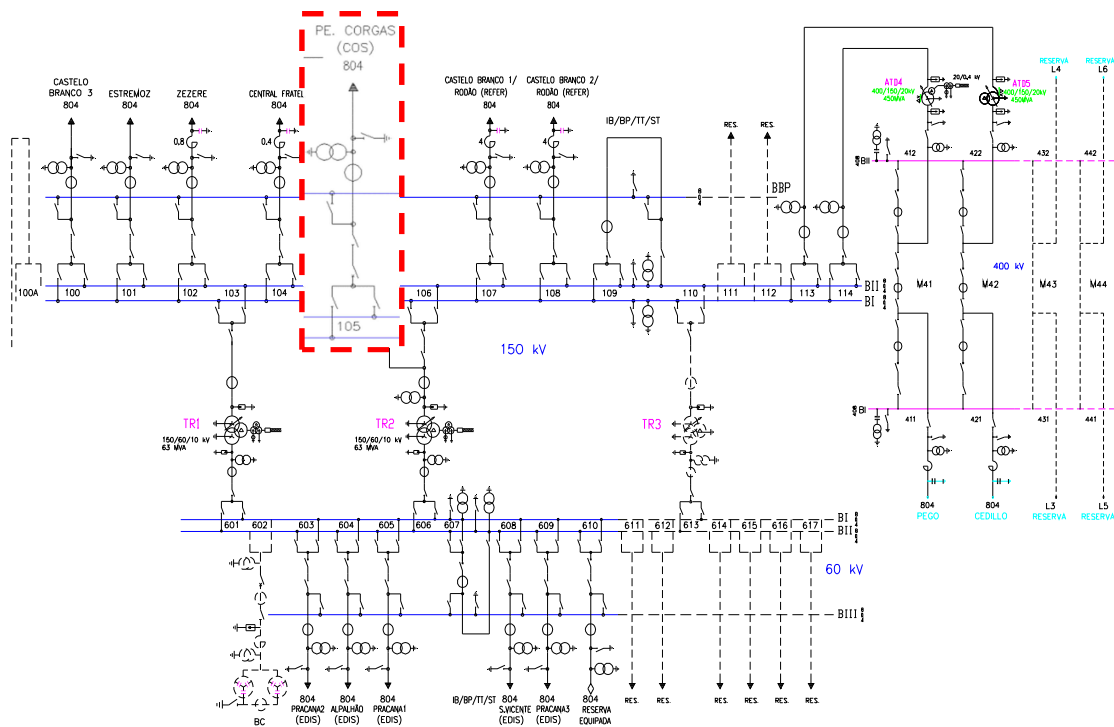


Figura 3-12 – Esquema Unifilar SFR-Painel 105: PE. Corgas

Para a linha avaliada, Figura 3-12, considera-se um Relé de Distância instalado na Subestação da Falagueira (SFR). Na Figura 3-13 fornece-se um diagrama esquemático de impedâncias visto pelo relé. A relação de transformação no primário TC (T30) de 1000/1 e TT (T40) $150000 / \sqrt{3}$, respetivamente. O critério para a configuração de

zona 1, e ao elemento da rede SFR-PE Corgas (Pinhal Interior) considera-se um relé de distância instalado na Subestação da Falagueira SFR.

Para obter o valor em ohm das zonas de alcance Z1 e Z2, o sentido da corrente é de X (SFR) para Y (PE de Corgas (Pinhal Interior uma potência instalada de 154,8 MW Situação em 31 Dez 2008, 180,6 situação em 31 Dez 2008 com limite de Potência de 130 MVA).

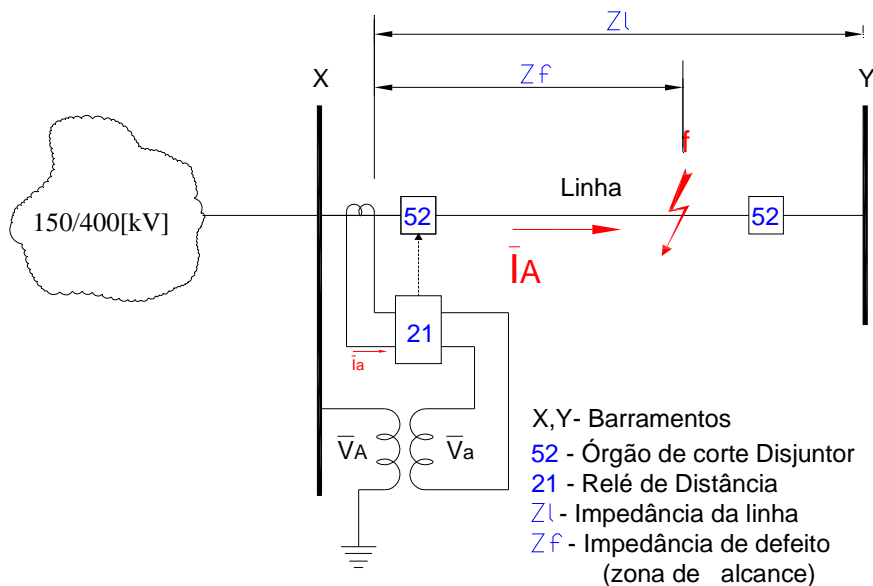


Figura 3-13 – Esquemático de uma Linha ligada entre X e Y

Outros parâmetros importantes avaliados disponibilizados no Anexo A, são, nomeadamente o máximo ponto de Impedância de carga Z_C , Impedância de carga do circuito secundário de medida Z_X e Impedância de alcance do Relé Z_R [36].

As características dos relés de distância são identificadas através de um diagrama de impedância $R - X$, onde a resistência R se obtém no eixo das abscissas e a reatância X no das ordenadas, como se apresenta na Figura 3-14. A avaliação parte da origem dos dois eixos (é a localização do relé) em direção à área de atuação, geralmente no primeiro quadrante. A relação entre a corrente I [A] e a tensão U [V] do sistema cai dentro do círculo indicado, ou na área, onde a unidade opera.

O diagrama $R-X$ é uma ferramenta indispensável para descrever e analisar uma característica de relé de distância, com referência a uma linha de transporte trifásica. São avaliados os parâmetros das tensões e correntes que contribuem para energizar o relé de distância.

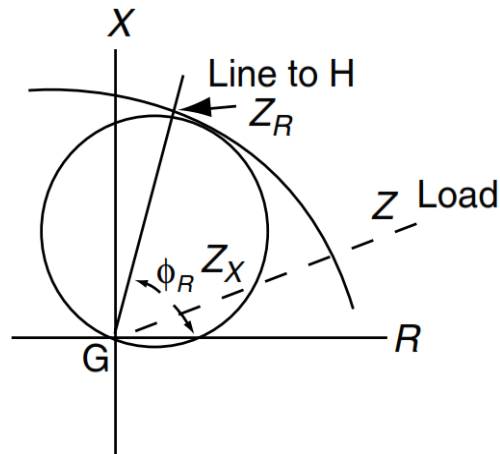


Figura 3-14 – Relé de Distância, característica em R-X, [36]

O relé de MHO combina as propriedades de impedância e relés direcionais. A sua característica é inerentemente direcional, e o relé opera apenas por defeitos na frente da localização do relé. Além disso, tem a vantagem de que o alcance do relé variar com o ângulo provocado pelo defeito. A característica, desenhado no plano R-X, é um círculo com uma circunferência que passa através da origem das coordenadas. O tempo de operacionalidade mínimo imposto pela REN é de 30 ms.

3.3.2.2 Princípio de Funcionamento da PD

O funcionamento da PD constitui diferentes patamares de atuação, em função das zonas de atuação, isto é:

- **Zona 1 (Z1) ⇔ 1º ESCALÃO**

Existindo um defeito na Linha, este terá que ser eliminado o mais rapidamente possível, a proteção opera instantaneamente, não sujeito a temporização. Na REN é tipicamente regulada para 80% da Impedância da Linha ($Z_{d\text{Linha}}$). Na regulação a 100 % da Impedância da Linha (Z_L), Figura 3-15, existe o erro do disparo, deixando de ser seletivo para as linhas adjacentes, e estaremos assim em presença de **Sobrealcance**.

Costuma-se definir a zona 1, entre 85% e 90% de comprimento da linha, e para operar instantaneamente. De assinalar que a zona 1 sozinha não protege toda a linha de transporte. A área entre o fim da zona 1 e o barramento Y não está protegida. Consequentemente, o relé de distância é equipado com outra zona, que deliberadamente estender-se-á por controlo remoto ao fim da linha de transporte.

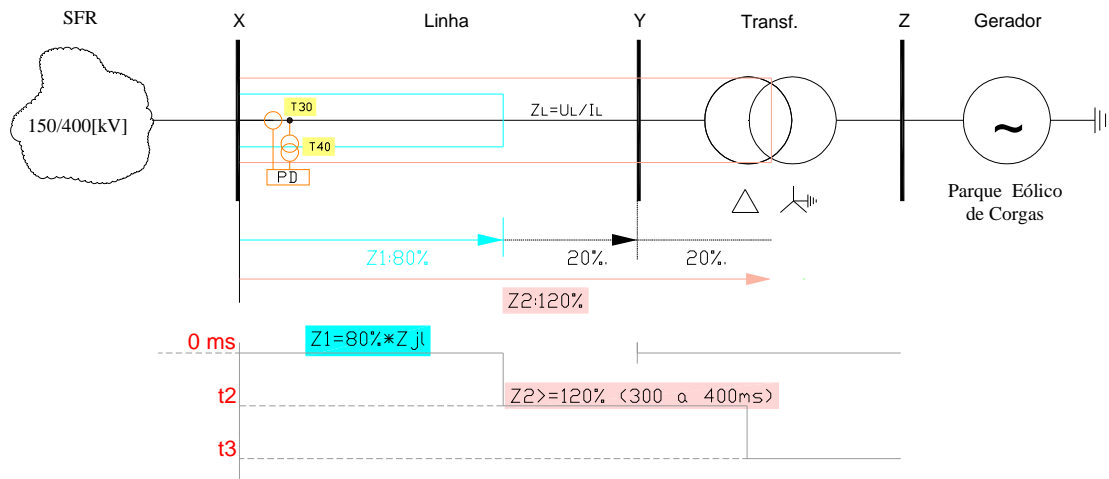


Figura 3-15 – Funcionalidade do Relé de Distância da Linha SFR-PE Corgas (EP)

- **Zona 2 (Z2) ⇔ 2º ESCALÃO**

Inerente ao Sobrealcance anteriormente referido, ocorreriam problemas para esta Zona 2, e particularmente no circuito da Figura 3-15, pelo facto da cobertura integral da linha ser 80% (100% menos 20%).

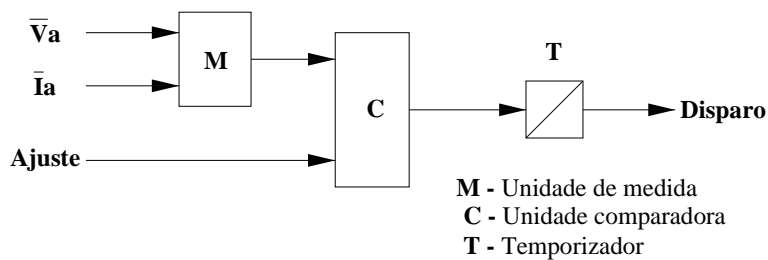


Figura 3-16 – Diagrama de blocos da PD

A solução é estabelecer uma temporização, evitando Sobrealcance ao 1º escalão da linha adjacente caso exista. Os defeitos podem existir simultaneamente nas duas zonas. A coordenação de ambas as zonas conduz a uma estabilização das zonas de proteção Zona 1 (Z1) e Zona 2 (Z2). A temporização estabelecida pela REN com tempo operacional é de 400 ms (para 150 kV), diagrama de blocos na Figura 3-16 funcionamento da PD.

- **Alcance**

O alcance de um relé consiste na distância até ao ponto definido na linha a ser protegida. Dessa forma, a resposta do relé compreende a impedância desde o local de implantação até ao ponto de defeito. As impedâncias da linha são proporcionais aos comprimentos de linha, propriedade que é usada para determinar a posição do defeito a

partir da localização do relé. No entanto, esse valor é obtido conjugando correntes e tensões de Transformadores de Medição, TC-T30 e TT-T40.

3.3.2.3 Esquemas de Teleproteção - TELEP

A função Teleproteção (TELEP) está associada à Proteção de Distância/função DIST, complementando-a e constituindo uma função unitária básica para proteção com tempos totais de eliminação de defeitos inferiores ao que seria possível com recurso estrito às funções DIST. Esta função suporta normalmente a sua atuação em sistemas de telecomunicações, permitindo a comunicação entre os extremos. Baseiam-se usando sinais transferidos através de canais de comunicação, ligando os terminais nas extremidades da linha, operando num dos extremos, com uma ordem de atuação enviada pelo outro extremo (via telecomunicações). A linha tida como referência, indicada na Figura 3-1, constituindo esta ação da função PD para SP1 e SP2.

Os esquemas de Teleproteção contemplam a condição na Permissão ou Bloqueio de disparo com determinados esquemas lógicos, tais como:

- **Sobre alcance “*overreach*” - POTT**

A configuração da segunda zona (Z2) é regulada de tal modo que a proteção opera o relé sobre o efeito de arco elétrico no final da linha. Para alcançar este objetivo, a unidade de proteção deve tomar “precauções” para além da extremidade da linha. Em outras palavras, a sua configuração deve considerar **Sobrealcance “*overreach*”** causado pela resistência de arco elétrico. O sobre alcance também é causado por erros nos dados da linha, Z da Linha e Z homopolar, erros no TC (T30) e TT (T40) e de medição realizada pelo relé. Tendo em conta a localização do defeito, causado por estes fatores, a prática normal é definir a segunda zona (Z2) de proteção para atingir até 20% da linha de secção menor adjacente. O esquema POTT é típico em linhas de curta distância onde existam Parques Eólicos/Transformadores.

A operação deste regime é baseada no facto de que se um extremo vê um defeito na zona de POTT é visto em ambos os extremos (ajustado acima de 100% da linha). O defeito pode ser considerado como interno para a linha. O sinal de disparo permitido é emitido com a ativação desta zona. Rececionado o sinal remoto, o disparo é enviado e gerado instantaneamente, apenas se a zona POTT for atingida em Z1 (ajustado abaixo de 100% da linha), outro extremo vê o defeito na zona de POTT (ajustado acima de 100% da linha), então o defeito pode ser considerado como interno. Ativando a zona

POTT (Z1) é gerada instantaneamente a emissão na extremidade local, e uma emissão na extremidade remota a fim de acelerar o disparo. Via controlo remoto, dispara instantaneamente ao receber o sinal, permitindo um disparo na zona vigiada por POTT.

- **WEI — *Weak-end Infeed***

A função WEI está associada normalmente ao tipo de Permissão em Sobrealcance (POTT) da função TELEPT implementada num extremo de rede com uma fonte (alimentação) “fraca” (Parque eólico (PE)). A confirmação do sinal de receção, permitido de uma função principal do outro extremo do equipamento protegido é realizada pela medida da tensão fase-a-fase quando a função principal no extremo “fraco” em que a proteção de Distância-PD [21] não é capaz de detetar o defeito. A função WEI pode normalmente iniciar ciclos de disparo (com ou sem religação) ou simplesmente devolver o “eco” do sinal de permissão recebido quando o disjuntor (ou outro órgão a este associado) informa, que o painel localmente se encontra “aberto”. A lógica do disparo diz que irá operar com a função ECO, permitindo o disparo instantâneo da extremidade fraca, com base em condições de tensão baixa.

- **Subalcance “*under-reach*”**

Uma proteção de baixo alcance é uma proteção na qual os relés de um determinado extremo não funcionam para defeitos em locais remotos sobre o equipamento protegido, neste caso uma linha. Pode-se afirmar que o relé é definido para que não veja um defeito além de uma determinada distância.

A operação deste regime é baseada no facto de que se um extremo vê um defeito em Z1 (ajustado abaixo de 100% da linha) e o outro extremo vê o defeito na zona POTT (ajustado acima de 100% da linha), então o defeito pode ser considerado como interno. Ativando a zona POTT (Z1) é gerada instantaneamente a emissão na extremidade local, e uma emissão na extremidade remota a fim de acelerar o disparo. Via controlo remoto dispara instantaneamente ao receber o sinal permitindo um disparo na zona vigiada por POTT.

3.3.3 Proteção de Máxima Intensidade (MI) de *Backup*

Em determinado elemento da rede (e.g., Linha) em exploração na RNT, as correntes que nela circulam são monitorizadas, através da função MI e face à sensibilidade da corrente de fase, assiste-lhe atuar caso as grandezas ultrapassem os valores pré-definidos. A REN exige pelo menos 2 escalões temporizáveis sendo um deles de tempo-inverso (como referido no ponto 3.2.6), com as

características segundo as normas CEI para este tipo de função. Referida na Ilustração 2-1 a linha LFR.PECorgas (P105), a função MI, na

Tabela 3-2, tem como ações:

- Unidade SPT1, abertura (A) BD, excitação FD Q50 (A) três polos (3P), REE.
- Unidade SPT2 (A) BD2-Q51, excitação FD Q50 (A) três polos (3P), REE.

3.3.4 Proteção Direcional de Terra – DIRT

A Proteção de Distância (PD) é complementada pela Proteção Direcional de Terra (PDIRT), que tem como função a eliminação de defeitos à terra resistivos, ao qual a PD não deteta este defeito. A função apresenta características que são impostas pela REN, as quais se destacam:

- Tensão (U_n) mínima de polarização correspondente a 1% U_n ,
- Corrente (I_n) mínima de operação correspondente a 10% I_n ,
- Gama de regulação de corrente 0.05* I_n a 20* I_n .

A linha que corresponde a P105 na SFR, pela unidade de proteção da linha +H1 por SPT2 na Tabela 2-9 Proteção DIRT tem ação na BD2, excitação FD Q50, arranque tripolar e RE, visível na Ilustração 3-1.

3.3.5 Proteção Diferencial de Barramento - PDB

A proteção diferencial de barramento assume uma função operacional importante numa subestação que em cooperação com outros tipos de funções determina o sistema de proteção de barramento, por intermédio do sistema STP3. Recorrendo Ilustração 3-1, a PDB opera em BD1, BD2 do DISJ. Q51 do painel IB/BP/TT/ST referenciado na **Erro!**
A origem da referência não foi encontrada.

3.3.6 Proteção de Religação – RELIG

A proteção RELIG consiste em uma função que está associada às funções de proteção SPT1 e SPT2 e que atua no disjuntor Q50 na bobina de fecho segundo a Ilustração 3-1.

Esta proteção desencadeia disparos suscetíveis de modo a proporcionar a reposição de serviço de uma forma automática e extremamente rápida. Esta função decorre de uma série de condições, as quais permitem evitar uma situação de indisponibilidade

prolongada, causada por um defeito que originou o disparo inicial de uma proteção, extinguindo-se num período muito curto (tipicamente entre 300 a 1000 ms).

A função RELIG deve ter os seguintes modos operacionais ativos:

- MONO, ciclo monofásico (após disparo monofásico (1P));
- TRI, ciclo trifásico (após disparo trifásico (3P));
- MONO+TRI, possibilidade de ciclo evolutivo, para além dos dois anteriores.

Como qualquer função, a RELIG tem associadas condições de excitação, bloqueio, *lockout* e eventualmente de supervisão. Nesta última situação, a ordem de fecho pode ser sujeita à verificação de condições de estado da rede (*e.g.*, posição do disjuntor e/ou condições de sincronismo com fecho sincronizado (SYNC)). A ordem de religação poderá ser condicionada à deteção de ausência de tensão na linha e/ou presença de tensão de referência consoante as condições de exploração, pelo que devem ser previstas as seguintes condições de supervisão (uma ou mais em simultâneo):

- Incondicional (qualquer tipo de ciclo).
- *Dead-Line* (ciclo TRI ou MONO);
- *Live-Bus & Dead-Line*;
- SYNC (ciclo TR.);
- Disjuntor “não-aberto” (ordem de religação de ciclo MONO).

3.3.7 Falha de Disjuntor-FD

A proteção de FD tem como função a de, em último caso, isolar a instalação ou parte dela no caso de o DISJ.-Q50, Q51 em defeito não abrir, evitando portanto, que o defeito possa afetar outras instalações e permitindo uma eliminação mais rápida do defeito.

Reportando FD a um painel de linha (PL), este constitui-se como reserva local à função do equipamento de rede para proteger o elemento da rede (uma linha por exemplo). Impõe assim uma ação central e/ou remota ao Disjuntor Q50 imediatamente declara uma “falha”. Não sendo independente, necessita da excitação através de outra proteção (SPT1 e SPT2). A proteção FD assegura e confirma através das suas funções

operacionais (do tipo MI ($0,1I_n$ a $1,2I_n$), insensível à corrente fictícia presente nos secundários dos TI) a abertura do respetivo DISJ. Q50 (BD1±, BD2±).

O seu funcionamento impõe o disparo ao órgão Q50 do próprio painel e ao órgão Q51 (IB/BP/TT/ST) identificado na Ilustração 3-1, através da Proteção Diferencial de Barras (PDB) que supervisiona os barramentos (nível de tensão 150 kV) da topologia tipo 1. As PDB e FD têm como base importante os relés imagem dos seccionadores (SECC. Q11,Q12) do barramento de painel, que funcionará conforme o seccionador (SECC.) de barramento que esteja fechado (F) para um dos relés auxiliares de disparo URT [24]. O seu funcionamento é assegurado apenas para um (1) nível de atuação com temporização regulável.

3.4 Relés Auxiliares

Os relés auxiliares servem para dar cumprimento à atuação no desempenho das proteções, decorrente de defeitos detetados num elemento de rede, por exemplo uma linha. A informação gerada pelos SPT é traduzida na execução dos relés auxiliares dispostos em uma Rack identificada na Figura 3-17 como complemento das funções de proteção. A sua designação confere uma determinada função [6].

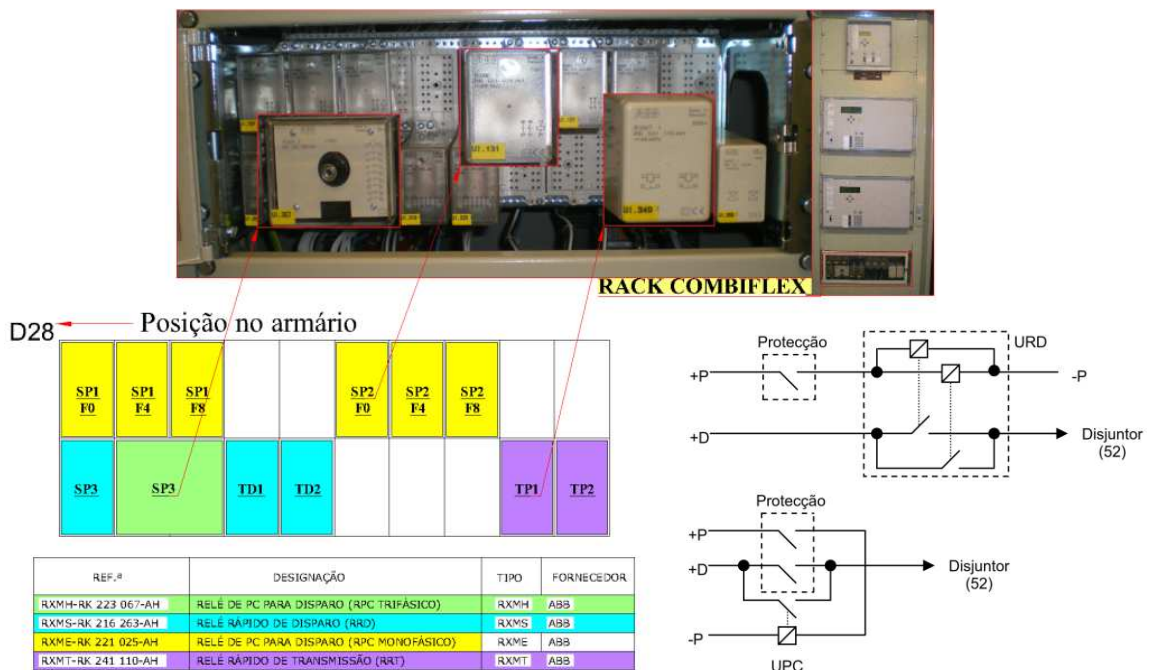


Figura 3-17 – Rack de Relés Auxiliares +H1 [22] Julho de 2015

Tirando partido das características de um relé eletromecânico, unidade de poder de corte (UPC), possui contatos que permitem a abertura de circuito indutivo, a bobina de

disparo BD1, BD2 do Disj-Q50 identificado na Figura 2-6, com o tempo de operacionalidade de 30 ms, para valores nominais de corrente de 5 A no mínimo à tensão de referência de 110 V.

Na extinção dos defeitos detetados pelas proteções, pretende-se que, no decurso da ordem elétrica compreendida entre as proteções e as bobinas de disparo do DISJ-Q50, não sofram um atraso superior a 5 ms, garantindo o corte do circuito indutivo. Denominam-se de Unidade Poder de Corte (UPC). Constituí a Unidade Rápida de Disparo (URD) um circuito em paralelo que dará ordem de disparo ao Disjuntor [52], isolando o circuito indutivo através das bobinas disparo.

3.5 Equipamentos Auxiliares

Destes equipamentos destacam-se ao nível das proteções, os conversores ópticos, repartidores ópticos dada a importância do estabelecimento das comunicações entre os sistemas de proteções, comando e controlo, referido no ponto (2.7) do capítulo. 4.



Figura 3-18 – Conversor ótico

Com base na delimitação do painel de Linha Figura 4-1, a instalação elétrica no seu conjunto é composta por circuitos com funções bem definidas. Todos os armários instalados no exterior e no interior serão interligados com cabos elétricos normalizados com marcação REN. A referência do cabo pela letra W, seguida de numeração, significa que terá determinada utilização, Tabela 4-1.

Tabela 4-1-Identificação de cabos REN [37]

REFERÊNCIA	UTILIZAÇÃO
W100 - - - - -	W199 - Cabos de Alimentação em Corrente Alternada
W200 - - - - -	W299 - Cabos de Distribuição em Corrente Contínua
W300 - - - - -	W399 - Cabos de Distribuição em Corrente Alternada
W400 - - - - -	W499 - Cabos Diversos Inter-Painéis
W500 - - - - -	W599 - Cabos Força Motriz, Comando e Sinalização de Equip. AT
W600 - - - - -	W699 - Cabos de Ação e Sinalização de Proteções
W700 - - - - -	W799 - Cabos de Tensões e Correntes Após Reagrupamento Sist. Trifásico
W800 - - - - -	W899 - Cabos de Tensões e Correntes Antes do Reagrupamento Sist. Trifásico
W900 - - - - -	W999 - Cabos de Circuitos Gerais
W1000 - - - - -	- Cabos de Ligação a RTU's, OPA, RCA, etc.

Face ao número de utilizações que um painel agrega existe uma nomenclatura que permite uma fácil identificação da Origem ao Destino.

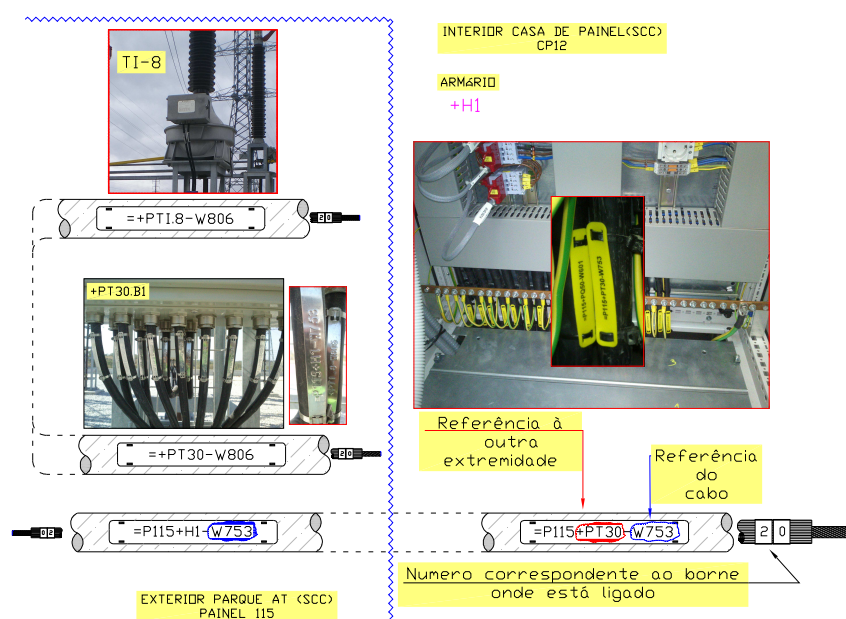


Figura 4-2 – Identificação de cabos [37] (EP) Julho 2015

O sinal que percorre os extremos de um cabo é devidamente assegurado por uma identificação no isolamento dos condutores, assim como a identificação do condutor com marcadores (números), correspondente ao borne numerado, e implantado em

determinada régua identificada pela letra X, seguida por número e/ou designação do equipamento a interligar. A uniformização das nomenclaturas, garante uma fácil análise independentemente da instalação no universo das subestações, como referenciado na Ilustração 4-1. Os cabos pela natureza das instalações da RNT possuem proteção mecânica. Os cabos são implantados em ambiente de elevado campo magnético, o que terá efeito na bainha metálica dos mesmos. Eliminando o efeito, condutor Verde/Amarelo (V/A) é estanhado nos extremos e ligado ao barramento de terra dos respectivos armários. É exigido a ligação de todas as partes metálica, dos equipamentos (no interior e exterior) do parque AT, garantindo o equipotencial e proteção contra contatos diretos e indiretos.

4.1 Diagrama geral

A identificação do diagrama geral, nas diferentes utilizações, permite estabelecer a interligação de todos os equipamentos, implantados no parque AT em Casas de Painel (CP). Através do diagrama de cabos visiona-se duas zonas. A zona exterior (parque AT) onde se localizam os equipamentos e respectivos armários de comando, reagrupamentos identificados na, do capítulo 2. A zona interior (CP) referido no ponto 2.5.1 do capítulo 2 constitui os sistemas que controlam, protegem, vigiam e alimentam (CA, CC) o painel.

4.2 Instalação Proteções, Comando e Controle

Obedecendo as disposições do Regulamento de Segurança de Instalações da RNT de Utilização de Energia Elétrica (RSEE), às normas e especificações nacionais aplicáveis ou, na sua falta, às da Comissão Eletrotécnica Internacional (CEI), possuem os armários +H1 e +G1 requisitos impostos pela REN [27], abrangendo componentes básicos, aceso a cabos, calhas, canalizações de condutores, fibra ótica, mantendo-se à imagem dos condutores elétricos a identificação de proveniência e destino. A fronteira entre o exterior e interior, assinalada na Ilustração 6-1 e na Figura 4-2, é assegurada por régua implantadas no +H1 e +G1 em que se distinguem:

- **Régua de interface**

As régua de interface têm como finalidade assegurar a aquisição das grandezas analógicas com origem nos transformadores de medição (*e.g.*, TC-T30) através da caixa

de reagrupamento +PT30.B1 por parte das unidades de proteção (SPT1) e medidas U e I. Sendo a base um sistema trifásico de medida a quatro fios, três fases mais neutro (3P+N) essa aquisição recorre a um conjunto de tomada +ficha amovível “*make before break*” adequada ao efeito, para isso terão de possuir um sistema mecânico que garanta a segura fixação das bases. Este possui uma característica de encravamento que impossibilitará a sua intermutabilidade, as que são necessárias são previstas na elaboração do projeto.

- **Réguas de bornes fronteira**

Assegurará a interligação do parque, equipamentos AT, com os armários +G1 e +H1, dos circuitos dedicados a Polaridades (+/- *DI* (disparo)), Sinalizações (+/- *SI*) e Comandos (+/- *C*). A eletrificação interna de cada painel cumpre as regras do estado da arte e normas usuais ao nível de secção e de isolamento, estabelecendo critérios nos condutores de relação Função / Cor, explicito na Tabela 4-2. Utilizar-se-á a cor preta para as polaridades positivas, o azul para as polaridades negativas, o branco para os disparos e o cinzento para os demais condutores de ligação em corrente contínua. As ligações de grandezas alternadas dentro do armário deverão ser realizadas respeitando 2 cores distintas: verde para as correntes e castanho para as tensões.

Do Comando e Controlo, mediante a topologia são reservadas as réguas normalizadas que obedecem às sobre regras estabelecidas pela REN, se sujeitas a alterações necessitam da aprovação da mesma. Desta forma são identificadas e equipadas com bornes numerados, que apenas admitem um único condutor. A existência de separadores entre os diversos bornes tem um papel importante em diversas operações, de eletrificação, ensaios, manutenção e avarias. Estão setorizadas as polaridades, sinalizações e informações. Esta implantação é muito importante na intervenção destes equipamentos, face ao papel importante que tem na operação dos elementos de rede e na RNT.

4.3 Identificação

A identificação é diferenciada. As réguas e fronteira são identificadas com a designação “-XH●●”, as réguas interface com a designação “-XSP●”, correspondendo “●” a designações referentes a funções, exemplo disso “-XH61” para ligação ao, “-XHDJ” Disparos e Religação para o Disjuntor Disjuntores-DISJ-Q50, “-XSP2” interface com o STP1, STP2 [27]

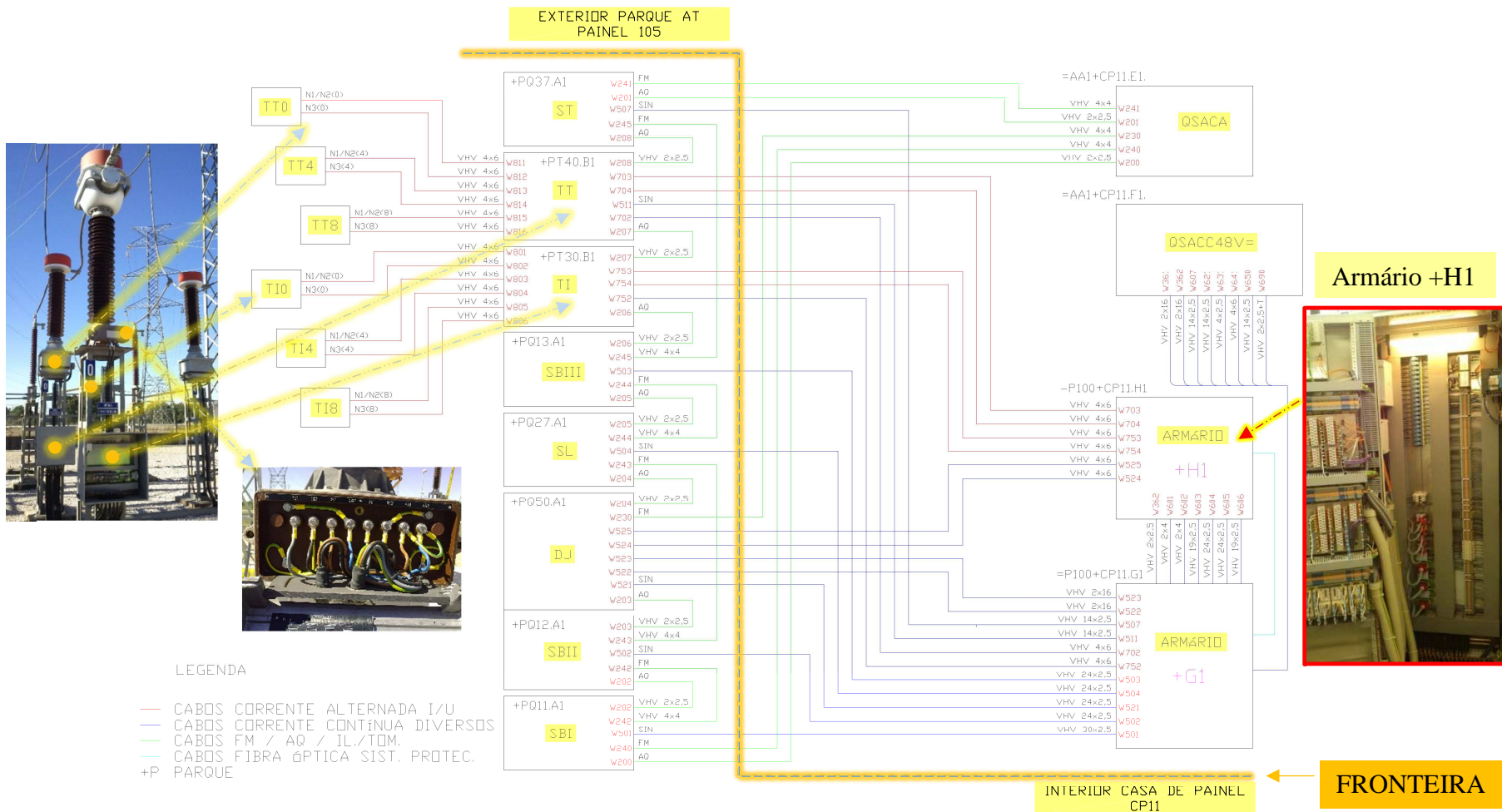


Ilustração 4-1 – Diagrama de Cabos do Painel 105

As régulas ”-XSP●” possuem uma estrutura sequencial na disposição dos bornes diferenciados em cor azul e cinzento, seguindo a mesma estrutura nos restantes sistemas de proteção.

Tabela 4-2-Eletrificação Interna +H1 [29]

COR	SECÇÃO mm ²	FUNÇÃO
PRETO	1,5	Polaridade (+) em permanência
AZUL	1,5	Polaridade (-) em permanência
BRANCO	1,5	Circuitos de disparo
VERDE	1,5	Circuitos de Corrente Alternada
CASTANHO	2,5	Circuitos de Tensão Alternada
VERDE/AMARELO	2,5	Circuitos de Terra
VERMELHO	1,5	Circuitos Provisórios de CC
CINZENTO	1,5	Restantes Circuitos

No que se refere a alimentações dos equipamentos, a sua numeração obriga à designação da referida polaridade ”-” e ”+”. A eletrificação interna de armário +H1 correspondente a cada painel, respeitadas as normas, ao nível da secção e isolamento. Mais relevante é a função que os condutores assumem, e de grande utilidade é a sua diferenciação conforme demonstrado na Tabela 4-2.

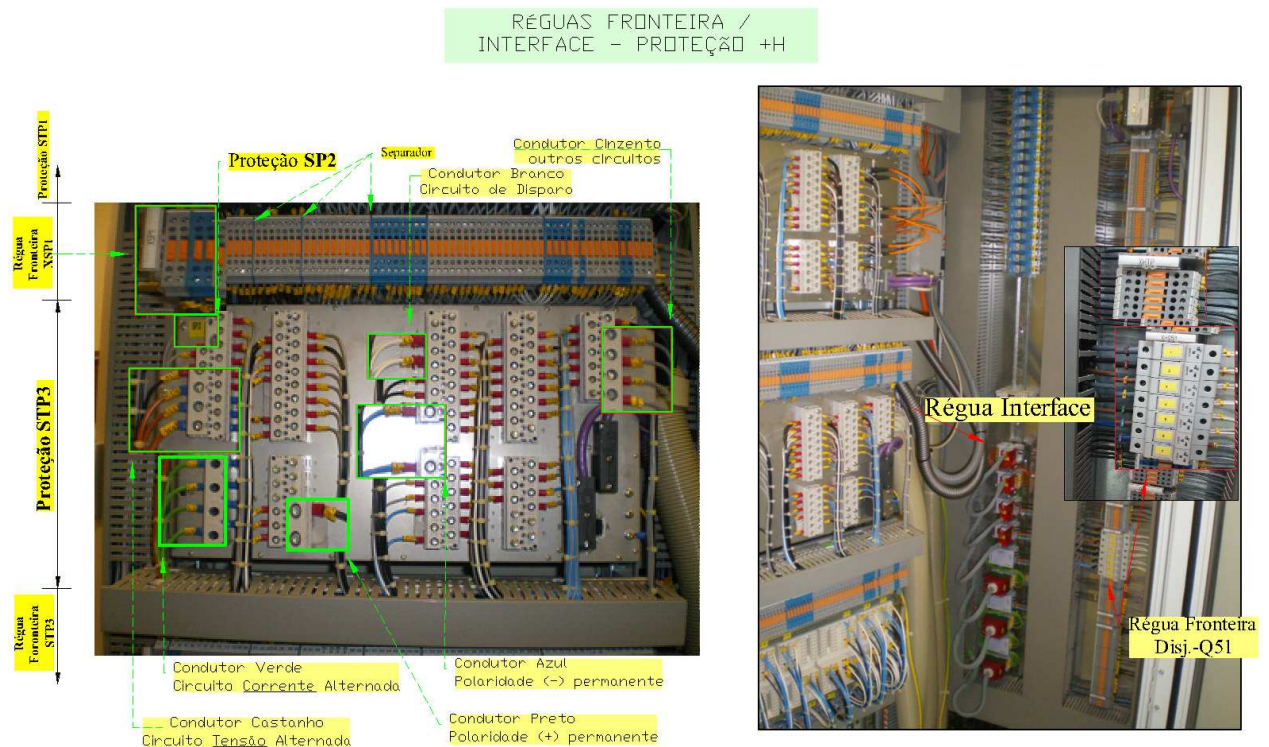


Figura 4-3 –Identificação régulas +H1

5- Manutenção dos níveis da arquitetura

A manutenção na REN, nomeadamente a divisão de Exploração (EX), tem a seu encargo a manutenção das Linhas e Subestações. Parte da estrutura de Sistemas é constituída por Proteções (SPT), Comando e Controlo (SCC) e Alimentações (ALIM). No sentido de prevenir ocorrências de anomalias, através de inspeções periódicas, são efetuadas manutenções de acordo com as exigências do equipamento.

Destaca-se o SCC, cuja manutenção é da responsabilidade de uma entidade utilizadora da Rede Nacional de Transporte (uRNT) [38], em que estão definidos três tipos de manutenção na operação dos sistemas, a Preventiva, Corretiva e Adaptativa.

5.1 Manutenção do SPT

Decorrente de avarias no próprio SCC, é efetuada pela REN, com formação ministrada pelo fornecedor do SCC. Mediante um plano fornecido pelo fabricante do equipamento, e referenciando o SPT do Painel 105 estaria sujeito a confirmação:

- Grandezas analógicas (correntes (I) e tensões (V)),
- Disparos ao Disjuntor (ensaiado e verificado),
- Confrontar informação de registo RCA, com base de dados,
- Operacionalidade das funções de proteção, de controlo e supervisão referenciadas no ponto 2.10

Outras ações pertinentes são ao nível da funcionalidade dos encravamentos lógicos e mecânicos, e preponderantes na rede de cabos BT e as redes de comunicação, face à sensibilidade e à preponderância que as FO possuem nestes sistemas.

5.2 Manutenção Corretiva e Adaptativa do SPT

Adaptativa devida a alterações efetuadas ao nível zero da arquitetura, caso da substituição de um TC, ou de uma carta de comando numa UGC no segundo nível da arquitetura. Para o SPT a manutenção dos sistemas, no contexto da análise de incidentes, com ações através do terceiro nível da arquitetura com acesso remoto aos sistemas implantados nas instalações com vista à execução de funções de monitorização [39]. Por motivos de remodelações, incidentes e situações que alteram a topologia, a REN procederá a uma ação de manutenção corretiva e adaptativa. Constará

desse relatório o estudo de coordenação, Relatório de Ensaios (Plano de Inspeção e Ensaios (PIE)), os equipamentos, a importância dos modelos e versões de *software* entre outros. No caso das Instalações Recetoras, ficará à responsabilidade destes a efetivação deste PIE, caso contrário, fica pendente a reposição do painel em serviço.

Em redes de transporte de energia surgem situações de emergência, que tem a particularidade de se proceder às ações de manutenção com o painel em serviço. Constituído o SPT do Painel 105 por SPT1, SPT2, SPT3 e avaliando as funções e ações implantadas na Tabela 5-1, teria que considerar os disparos bloqueando as funções:

Tabela 5-1-Disparos por Função/Ação +H P105

SPT	AÇÕES			FUNÇÕES	
SPT1	BD1	A (3P)	A (1P)	PDL	I
	BD1	A (3P)	A (1P)	PD	
	BD1	A (3P)		MI	U
SPT2	BD2	A (3P)	A (1P)	PD	I
	BD2	A (3P)		MI	
	BD2	A (3P)		PDT	U
SPT3	BD1	BD2		PDB	

Considerar as grandezas analógicas (fichas Entrelec) desligando-as, efetuar medidas relativas a corrente, tensão e potência entre outras.

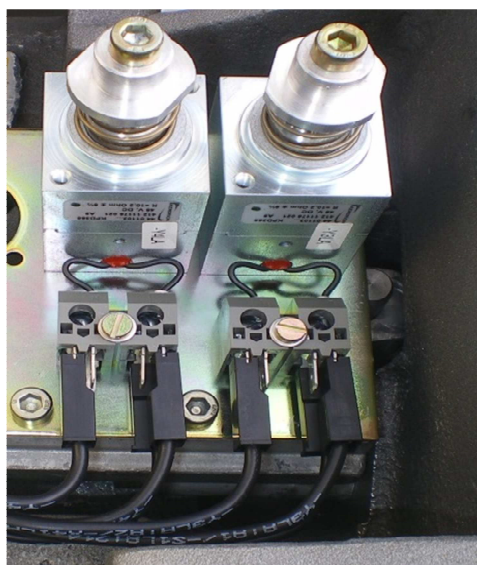


Ilustração 5-1- Bobinas de Disparo do Disjuntor BD1, BD2.

6- Intervenções em instalações da REN

As intervenções, que no decurso do estágio foram uma constante, assumiram características de diferenciação, em subestações em exploração dentro do núcleo centro, identificadas na Figura 2-2 do capítulo. 2, identificadas no exercício das minhas funções na REN, ao nível da operacionalidade, enquadradas nos vários sistemas (SPT, SCC, SAL), e nas topologias de nível 1 e nível 3, a que se destinam.

6.1 Subestação da Falagueira - SFR

Das topologias existentes na SFR, topologia tipo 3 e tipo 1, ocorreu nesta última no segundo nível da arquitetura uma avaria no decurso das manobras ao nível do IHM. Com a garantia das condições de segurança, procedeu-se à Manutenção Corretiva de um painel, o posto de operação (PO), que estava em defeito. Procedia-se a transferência de todo o serviço ao nível dos 150 [kV] em topologia tipo 1, conforme descrito neste documento.

6.1.1 Anomalia no Sistemas de Comando e Controlo

O processo de manobras constata-se no segundo nível decorrente da topologia referida. A alteração por via SCC na exploração local (autorização prévia do COR) através do IHM [40] do Posto de Comando Central (PCC) da Instalação, mediante a Seleção do Modo de Exploração (Local-Manual), Figura 2-17 capítulo 2, teve recurso a comando sequencial de comandos pré-definidos do equipamento AT. Esta função reside ao nível da arquitetura na UGC Figura 6-1, que controlará a sequência deste painel ao nível de tensão correspondente.

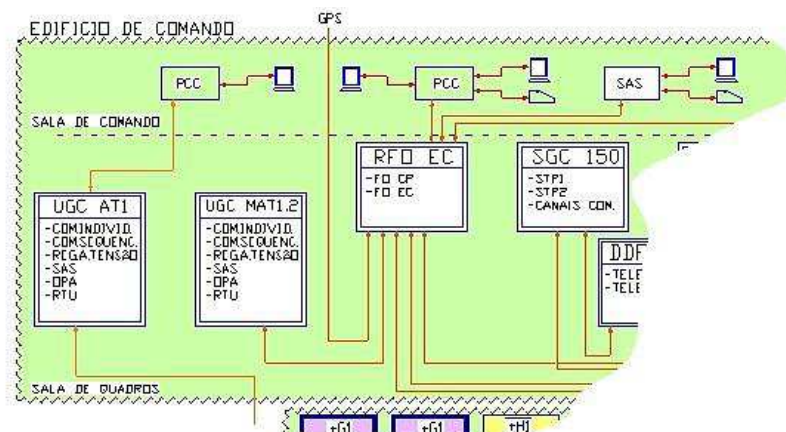


Figura 6-1 –UGC MAT 1,2 nível 150 [kV]

Registados no IHM a visualização de todos os estados da aparelhagem, sinalizações medidas e alarmes do processo, não desencadeando no SCC-UGC o processo de comando. O equipamento PC industrial, referido no ponto 2.7.3 do capítulo 3, não comunicava devidamente com as Unidades de Gestão Central (UGC). Contrariamente à representação da Figura 6-2 monitor direito, que apresenta a condição normal na rede de comunicações entre PC e UGC1 operacional UGC2 de Reserva, com unidades proteção SP1,2 fora de serviço.

O defeito em causa impedia o comando local via PO, e posteriormente informação do COR, sem visualização da instalação e sem comandos. Em torno deste defeito

No Sistema de comando e controlo estas três áreas intervenientes na arquitetura do sistema representado na Figura 6-2, ao nível da Subestação (SFR), Departamento de Exploração e Conservação (EXCS), coordenador de operações de rede (COR) e o Departamento de SCC. Esta ordem das áreas intervenientes é prática da REN no decorrer de uma anomalia. Conjuntamente o EXCS e o SCC intervêm direta na rede de comunicação identificada na Figura 6-2.

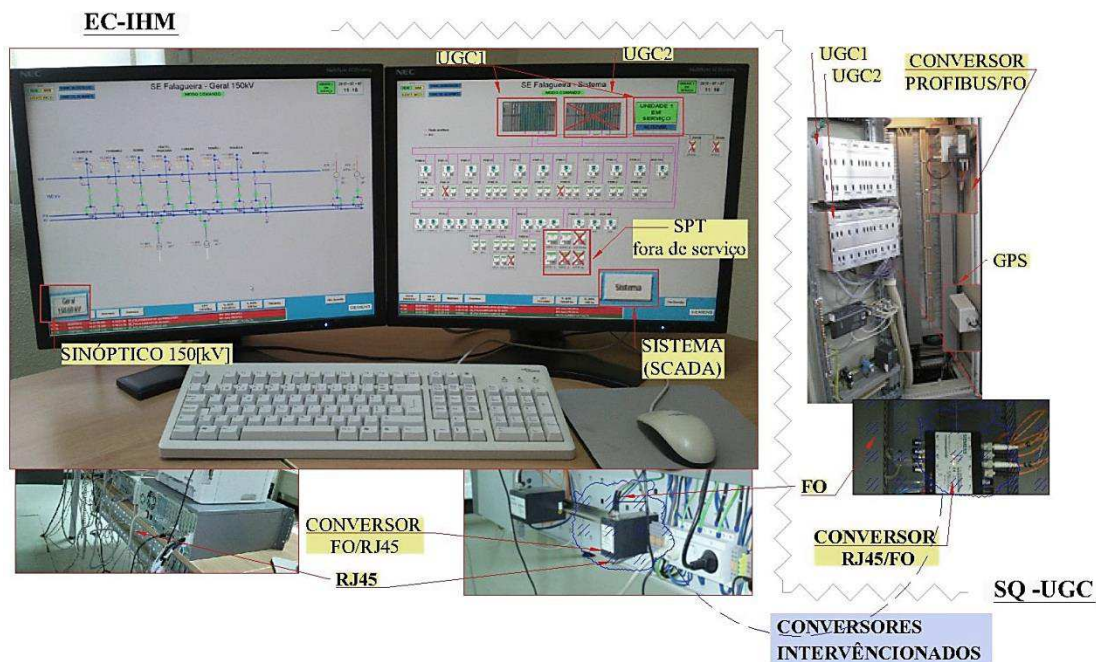


Figura 6-2 – Comunicação IHM:EC e UGC: CP

As comunicações do sistema em avaliação estão estabelecidas entre o Edifício de Comando (EC) armário da UGC1 e UGC2, situado na sala de Quadros (SQ), e o IHM na Sala de Comando (SC).

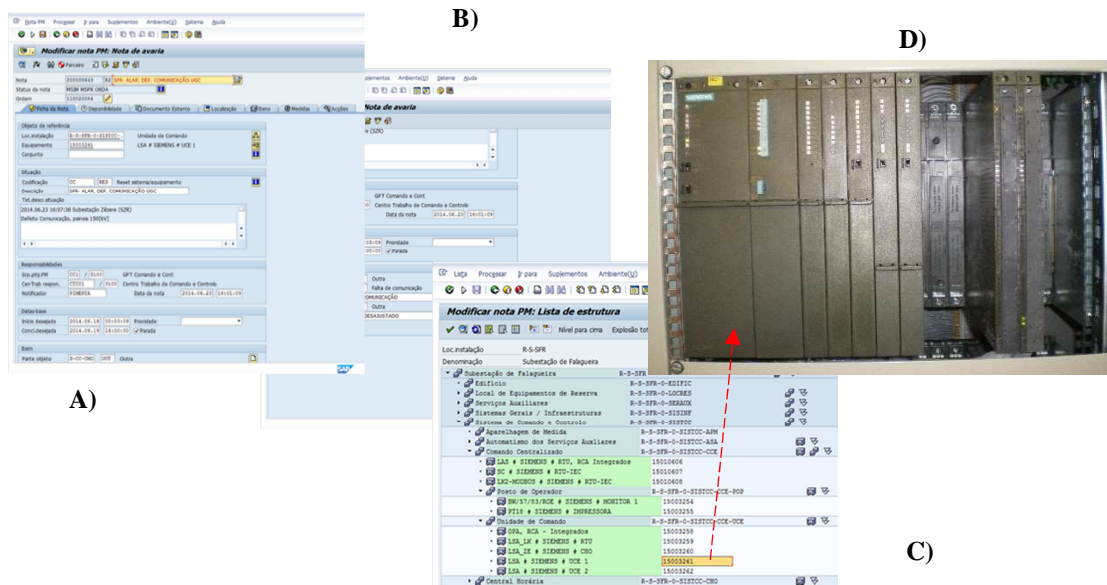


Figura 6-3 – A) Nota de Avaria B) Ordem de Manutenção C) Equipamento dentro da estrutura D) UGC1 Equipamento foco do problema

A razão do defeito centrava-se na rede ethernet, não ocorria a *feedback* entre IHM-PC-UGC1 e UGC2, mesmo comutando as UGC entre si. A intervenção incidiu no *reset* efetuado aos conversores ópticos assinalados na Figura 6-2, responsáveis pela comunicação.

- **Manutenção ao nível zero da arquitetura SFR**

Em Agosto de 2015 decorreu a Manutenção Preventiva ao nível zero da arquitetura da SFR. Reportando apenas aos SPT e SCC, a manutenção a este nível dá a possibilidade de inspecionar os Sistemas nas arquiteturas correspondentes.

No decurso da manutenção preventiva do painel 609, é detetado desgaste nos contactos das tomadas de corrente do circuito primário do TC-T30, conforme Figura 6-4.

Este aspeto indicia que algo de anormal ocorreu em regime de exploração. É possível, com recurso aos registos das proteções, tentar obter causa-efeito do defeito. Em termos de resistência de contato, os valores aferidos enquadravam-se dentro dos definidos no plano de manutenção, Plano de Intervenção Equipamentos (PIE). Localmente os circuitos⁹ relativos a SPT e SCC foram conferidos no segundo nível e terceiro nível da arquitetura. Identificados no SCC sinalizações e alarmes referentes aos órgãos de isolamento Q1x. Disjuntor-Q50, Transformadores de Medição TI-T30, TT-T40.

⁹ Esquemas Siemens-P609 Painel de linha



Figura 6-4 – TC Sobreaquecimento da tomada de Corrente (27/08/2015)

Foram verificados os circuitos referentes a SPT, órgãos de isolamento, DISJ.-Q50 nomeadamente polaridades de disparo $D1\pm$, $D2\pm$, circuitos de supervisão. O correspondente a circuitos de medição em TC-T30 verificou-se o perfeito estado das fichas de ensaio +TC-N1,+TC-N2. Em TT-T40 a verificação da informação (falta) de núcleos (N) direcionados as proteções +H1-N2, +H1-N3.

A manutenção dos sistemas de proteções, enquadra-se no terceiro nível da arquitetura referido no ponto 2.7.4 do capítulo. 2. Permite assim ações de acesso remoto aos sistemas implementados nas instalações com vista à execução de funções de monitorização, análise e manutenção dos sistemas [32].

6.2 Posto de Corte do Pego – PCPG

A instalação PCPG na RN, tem por finalidade assegurar a evacuação da energia produzida na Central Termoelétrica do Pego (CTPG) no nível 400 kV, desde Novembro de 1993. Esta instalação funcionou na fase de arranque como fornecedor de energia aos Auxiliares da Central, invariavelmente aos auxiliares de grupo na fase de arranque através dos módulos M41 (grupo a carvão). Em 1995 procedeu-se ao paralelo do grupo

2 e de um módulo que conjuga a tensão de barras M43, entrando em exploração na RNT.

Atualmente a instalação está afeta à zona Centro de acordo com o referido no ponto 2.2 do capítulo 2, é constituída por cinco módulos, entre os quais M45 e M46 (grupos a gás) este último incompleto. Estes interligam a Subestação de Rio Maior (SRM-) M42, Subestação da Batalha (SBL) M45, Subestações de Falagueira (SFR), com ligação ao módulo 41, Figura 6-5 integradas na zona centro, Figura 2-2.

Decorridos 22 anos, o Módulo 41 (M411, M41, M412) é sujeito a remodelação do SPT, SCC. A intervenção decorrida recaiu também nos TC, por razões que se devem a exigências dos SPT, dos cinco (5) para seis (6) núcleos (N).

Ao nível zero, o Módulo 41 da Ilustração 6-1, os equipamentos como se sabe têm particular relevância para os sistemas, em particular SPT, em razão das exigências da REN impostas pelo departamento de sistemas (DSIST). A remodelação a este nível recaiu na substituição dos TC (T31; T32; T33), de acordo com o estabelecido nos Módulos mais recentes M45 e M46 (Figura 6-6). A estes acresce a Caixa Reagrupamento (Cx.Reag.) em que o acréscimo de um núcleo por TC, requer a sua substituição, por Cx.Reag. Tipo REN.

Especificamente entre o nível zero e o primeiro nível da arquitetura os trabalhos decorreram em ambiente de indução magnética permanente para a remoção, implantação e transferência de circuitos referentes aos TC. Relativamente aos sistemas SPT, SCC, SAL, sob presença de grandezas elétricas, tensões e correntes foi necessário antes de qualquer intervenção criar as condições de segurança.

Assim a indisponibilidade do elemento da rede M41, foi efetuada entre o COR e PCPG. Para o efeito, foi emitida a nota de indisponibilidade com Referência (GS¹⁰ 1959) pelo (COR) para o elemento LCPG.PG1. Em PCPG foi preenchido o Boletim de Consignação de Trabalhos Fora de Tensão sob referência (Ref.^a BCTFT) GS. Serviu de Ref.^a BCTFT, todos os Boletins de Trabalho sem Presença de Tensão (Nºxxx), emitido pelo Técnico Responsável em PCPG, à entidade externa (efacec) responsável pela Remodelação de SPT, SCC e IEG, acompanhada do esquema unifilar e planta PCPG onde constará da zona de acesso ao M41.

¹⁰ GS: Gestor do Sistema



Figura 6-5 – Central do Pego (PEGOP) / Posto Corte do Pego (REN) GOOGLE 12/09/2015

Concretizadas as medidas de Isolamento, Bloqueio dos órgãos de isolamento (seccionadores), e garantidas as necessárias ligações à terra, o passo seguinte constou na sensibilização, para os trabalhos em instalações da RNT, com registo da ação em documento REN (ID: IP – 0260-29/05/2015).

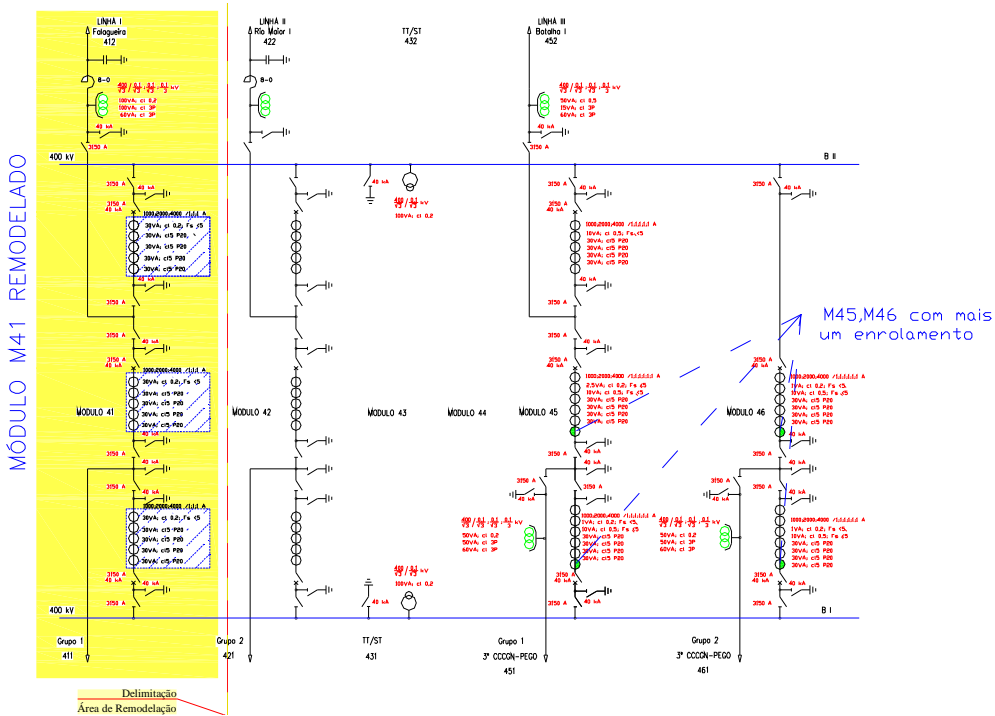


Figura 6-6 – Nível zero -Esquema Unifilar adaptado REN-PCPG 21370-2008/2/29

Os temas abordados com o mesmo grau de importância, independente da atividade dos intervenientes, destacando-se a prevenção do risco elétrico, riscos associados aos trabalhos e medidas de prevenção e regras de circulação de pessoas e máquinas.

Reportando todos estes procedimentos com vista à remodelação, esta decorre na área delimitada assinalada na Figura 6-6.

Na arquitetura do PCPG, identificado nível zero, é estabelecida a ligação ao primeiro nível, EC na Sala de quadros com os armários +H1, +G1 do M41, Proteção de Barras I, II – PBI, PBII.

Para cumprir o estabelecido foi necessário intervir na Proteção Diferencial de Barras I e II (PDBI, PDBII), culminando com a sua substituição. Posto isto, a intervenção conjunta com o departamento EXCS-PT foi efetuada nos circuitos de corrente, referentes aos sistemas SPT, SCC. A título de exemplo, identificados os núcleos (N) (um por fase) referente a TI31.

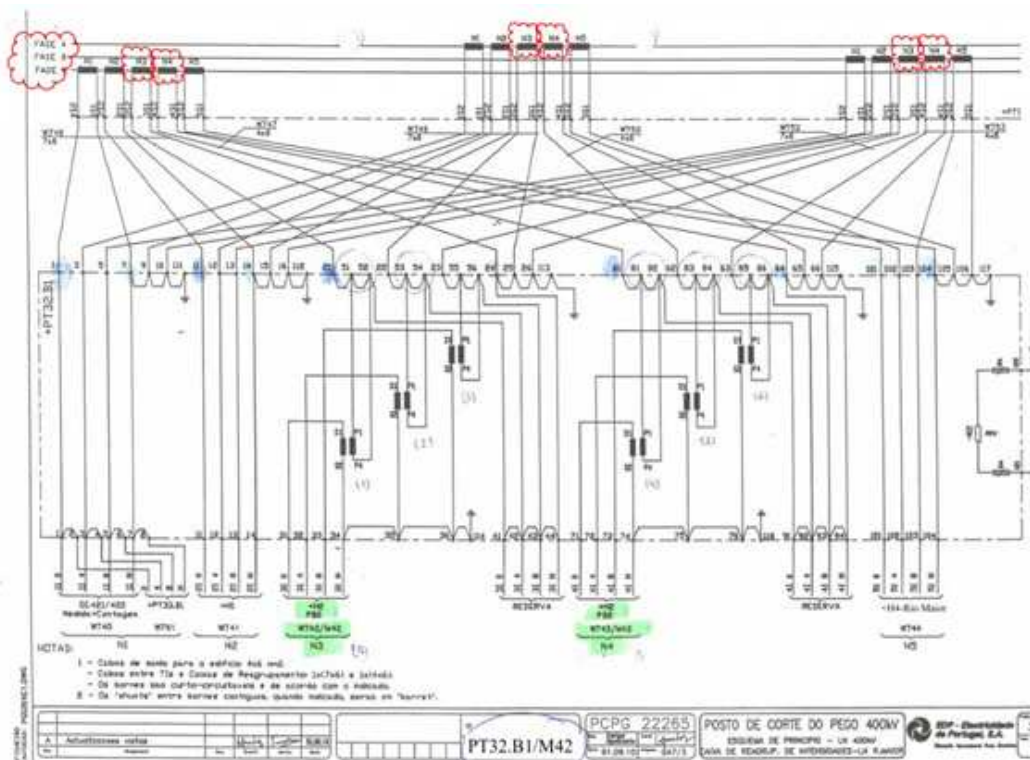


Figura 6-7 – Esquema de princípio- LN Rio Maior400 [kV] -Cx. Reagrupamento

O erro na identificação e o curto circuitar de núcleos (N) (secundário o TC), resultou na interrupção de um circuito de corrente no momento do levantamento do circuito na PDB.

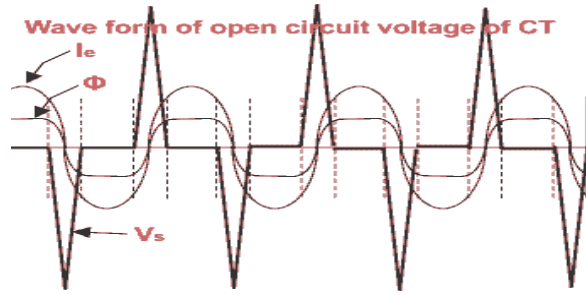


Figura 6-8 – TC tensão em núcleo aberto [41]

O primário origina uma corrente de excitação (I_e) impondo uma tensão de pico (V_s) elevada e de curta duração observável, na Figura 6-9 colocando em causa pessoas e equipamentos.

A transposição do primeiro nível para o segundo nível referido no ponto 2.7.3 do capítulo 2, de topologia diferente a esta instalação, mas de igual filosofia.

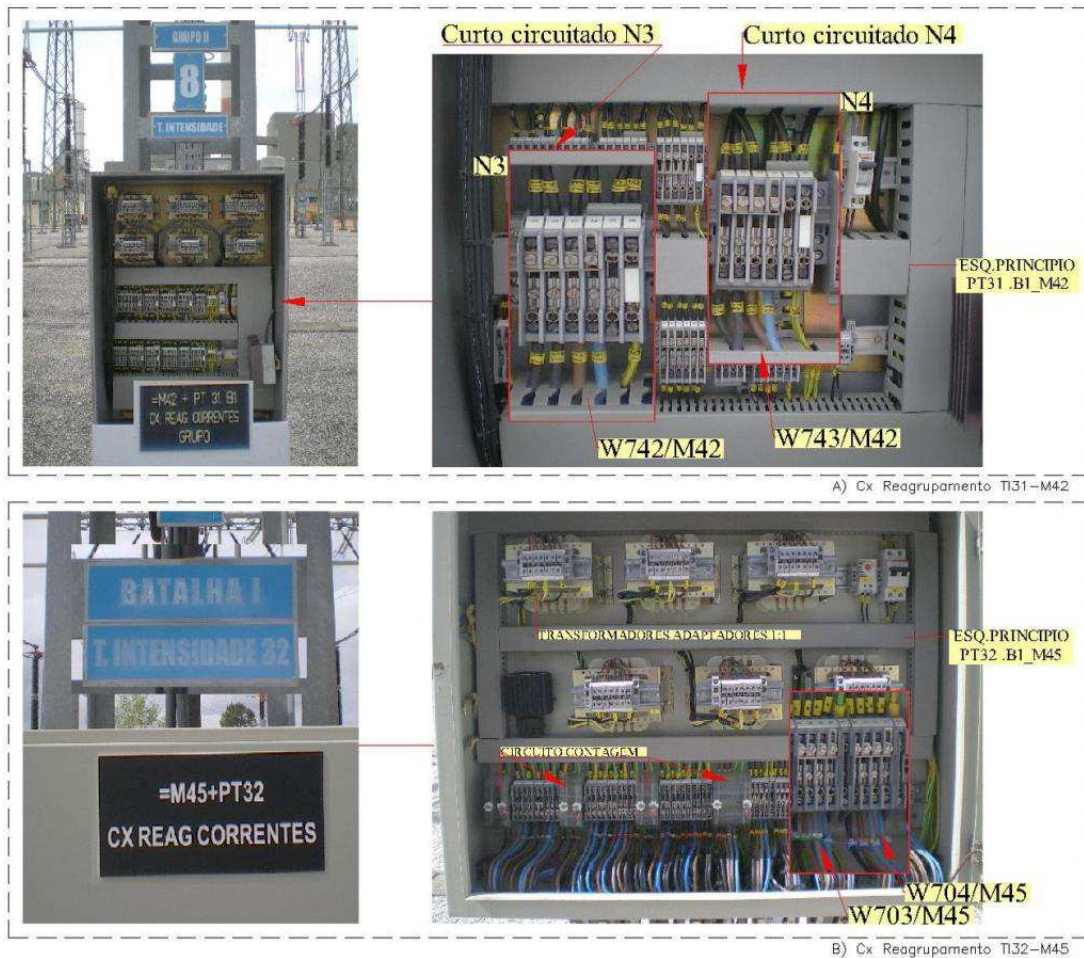


Figura 6-9 – a) Caixa Reagrupamento M42-T31 a) Caixa Reagrupamento M45-T32 (EP-Junho 2015)

O que há a salientar ao facto de se tratar de uma remodelação é que, antes de qualquer intervenção no +G1 e +H1 do M41, foram identificadas as interligações dos vários sistemas. No SCC inibidas diariamente, todas as ordens de abertura (A) e fecho (F) aos Disjuntores Q51, Q52, Q53 dos módulos M42,M45,M46. Procedeu-se o levantamento das informações para o Registo Cronológico de Acontecimentos (RCA) e Sistema Armazenamento de Dados (SAS).

Nos SPT procedeu-se à desativação do Operador Automático de Manobras-OPA e o correspondente levantamento dos circuitos de Corte por Tensão Zero-CTZ. Os circuitos correspondentes as sinalizações da Unidade Transmissão Remota-RTU foram removidos desta unidade.

Reportando a Ilustração 6-1 perfil e esquema unifilar, o nó comum a Q51,Q53, destinam-se a alimentar CTPG aquando do arranque, efetuou o fecho sincronizado quando a CTPG está isolada (*illotage*)¹¹ [40] e abrir por proteções através de um sinal, enviado diretamente pelo armário de proteções do alternador (lado da CTPG). Qualquer ordem de ligar, seja manual ou automática pelo sincronizador, só será possível desde que exista um sinal enviado pelo PCPG via COR “*ordem de validação*”. Este sinal mantém-se á ativo durante 15 minutos, findos os quais será necessário que o PCPG via COR o volte a reativar. De notar que está vedada a possibilidade de dar ordens de abertura (A) aos Disjuntores pela CTPG, exceto por emergência em que será acionado o botão de “DISPARO BLOCO” via armário de proteção do alternador (CTPG).

Este conjunto de condições é estabelecido através do armário de interface com a central (EC.GLF1) da Figura 6-10. Há partilha das correntes nos SPT entre CTPG e PCPG através de TI33 e TI31.

Os circuitos de tensão, Barras I, II do PCPG, necessários ao sincronismo pela CTPG partilhados no M43, foram centralizados (EC.GI).

Para a remodelação, ou construção de um painel, e reportando a arquitetura, é transversal a todos os seus níveis, o armário +G1 de SCC e concretamente +H1 de SPT tem requisitos exigidos pela REN, à entidade externa (EE) responsável da obra, efacec.

¹¹ Para efetuar a sincronização automática, é necessário verificar a condição de uma ordem pra validar dada pelo PCPG e estando o transformador (na CPG) no “estado ativo”, será gerado um sinal disjuntor bloqueado no PCPG.

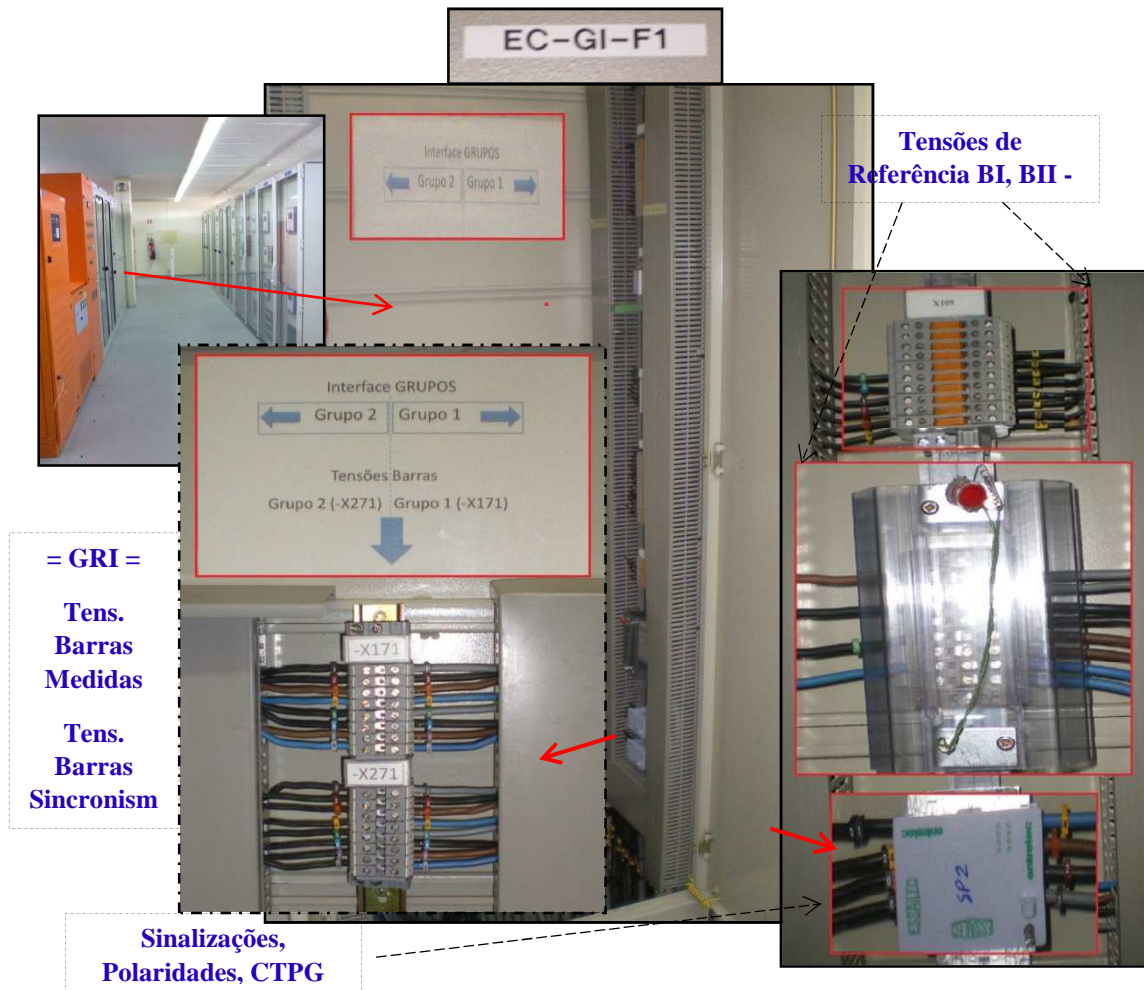


Figura 6-10 – Armário Interface EC-G1-F1 PCPG (EP-Junho 2015)

Para os SPT, idêntico a SCC, existe o momento de testes de aceitação em fábrica (FAT) [41], sendo elaborado um protocolo com EE que visa cumprir as especificações da REN ajustadas no desenvolvimento do projeto em vários ensaios. Destaco os ensaios efetuados aos circuitos de corrente alternada, por continuidade e injeção de grandezas diretas, inversas e homopolares para ensaios de defeitos (como referido no capítulo 3), ensaios funcionais dos SPT, todas as funções de proteção, controlo e monitorização obtidos através de uma mala CMC da OMICRON, versão 2.0.

Com a implantação de +G1 e +H1 no PCPG-M41, a confirmação aos FAT, para efetuar a entrada ao serviço do M41, foram realizados previamente os testes de aceitação local (SAT) [42].

Retratando de forma genérica para o SPT, os SAT sobre requisitos REN, de acordo com caderno de encargos e as boas regras da arte, desenvolveram-se ensaios de

comissionamento, com injeção primária de correntes¹² (T31; T33; T32), recorrendo a CPC100 da OMICRON verificou-se:

- Injeção de corrente primária na ordem da dezena de amperes [A], verificação da continuidade dos circuitos de TC ↔ Cx.Reag. ↔ Bornes das Proteções, desfasamentos e relação de transformação.
- Injeção de corrente primária na ordem das centenas de A, e de tensão de milhares de V verificando a robustez dos circuitos. Não se detetaram deficiências de apertos mecânicos.

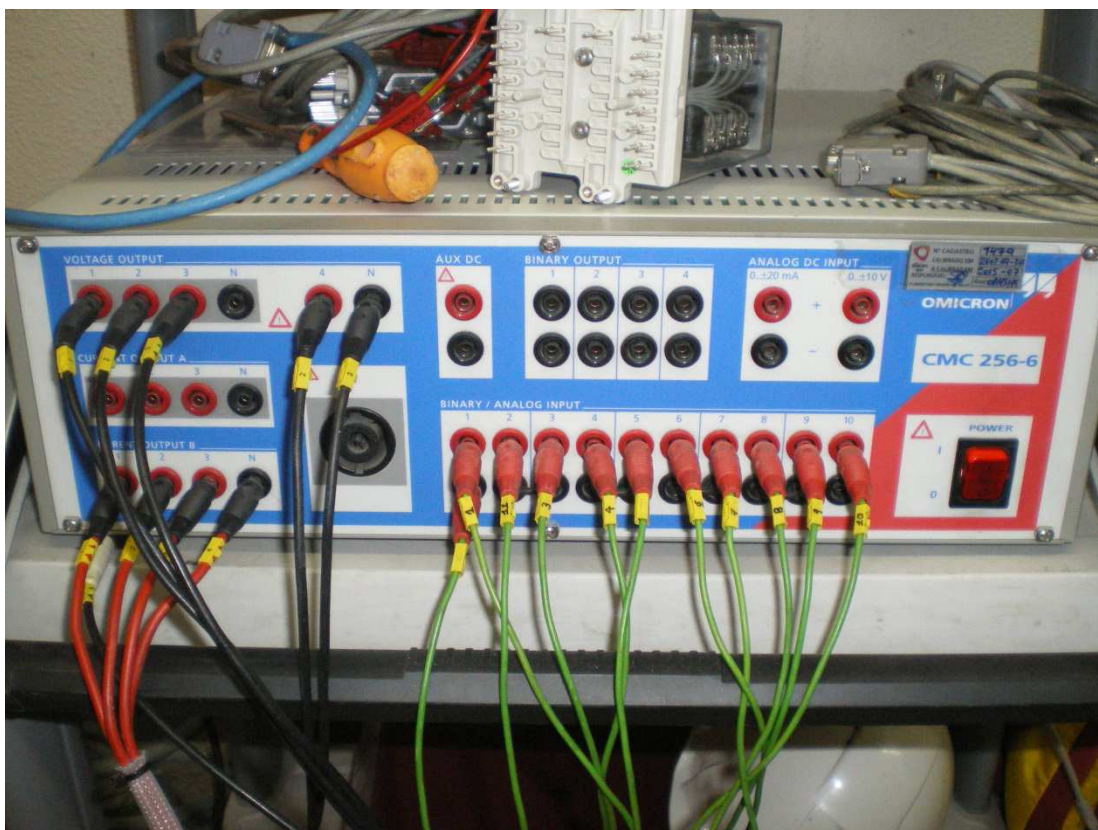


Figura 6-11-Mala Omicron CMC, Ensaios de proteções

Conjuntamente foram avaliadas os pontos de ligações que compreendem a caixa de ligação dos TC, caixa de reagrupamento até aos bornes das proteções. Os valores são confirmados nas proteções

¹² Injeção efetuada pela empresa *EfaPower*



Figura 6-12- Mala Omicron CPC100

O teste dos núcleos (N) evidenciou a relação de transformação, ensaios de carga, corrente de excitação identificado na Ilustração 6-2 C) e concretamente ao núcleo 5 (N5), com dados:

Tabela 6-1-Valores estabelecidos no ensaio TC 31 fase 0 (FS-Fator de saturação)

MALA OMICRON		TC CA-420	
CTExcitation N4:		CT N5:	
Card Type:	CTExcitation	Sec.	5S1-5S2
Date	04/26/2015	Ipr (A)	2000
Time:	11:47:19	Isr (A)	1
V max:	2000.0 V	VA	30
I max:	1.00000 A	Classe	5P
Frequency:	50.00 Hz	FS-ALF	20
Automatic:	yes		
Kneepoint calculation: IEC/FS			
V knee:	1281,45[V]		
I knee:	11,993 [mA]		

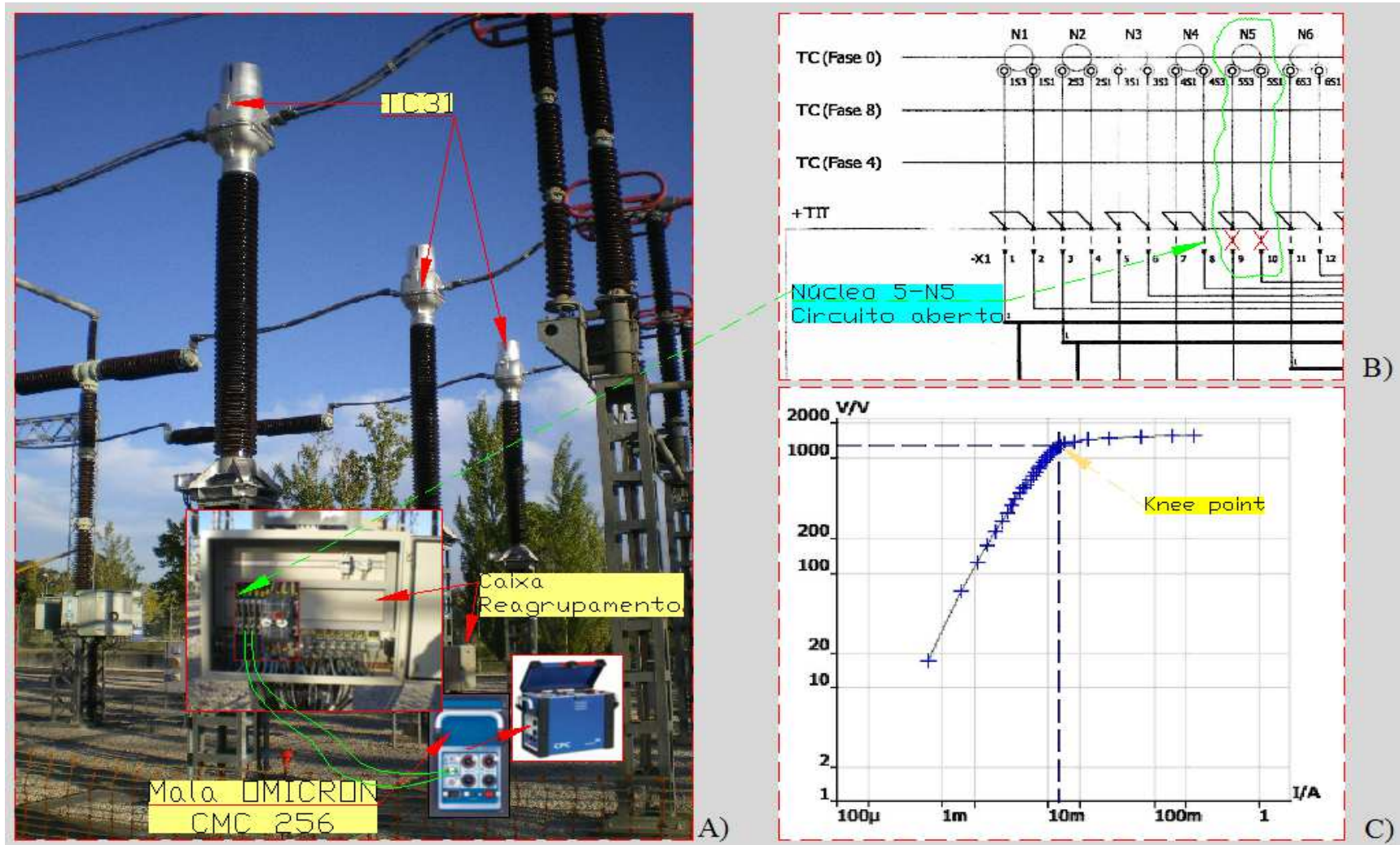


Ilustração 6-2 – Teste de excitação nos núcleos (N) de excitação TC A) Teste mala OMICRON na Cx. reagrupamento, B) Esquema Cx. Reagrupamento N4 C) Curva de Magnetização

O teste de excitação, de acordo com os dados da e dos disponibilizados, do TC31 CA-420 na fase 0, foi efetuado pela injeção de Tensão no máximo de 2 kV, e limitado à corrente de 1,25 A com circuito secundário em aberto.



Figura 6-13 –Disjuntor-Q51, Supervisão BD1, BD2 07/04/2015

De forma automática foi iniciado o teste, resultando na curva de excitação da tensão/corrente de acordo com a IEC 60044-1 da Ilustração 6-2 C, ANSI 30° ou 45° e cálculo de *Knee Point*, o ensaio assume a desmagnetização do núcleo. O ponto de joelho que resultou no valor de 1283,01 V e 12,822 mA, representa o valor máximo para o qual o núcleo se torna saturável, estando relacionado com o fator de segurança e fator limite de precisão do equipamento.

Indo ao encontro das funcionalidades, foi necessário efetuar uma intervenção nos Disjuntores Q51, Q52, Q53, para realizar a supervisão nos respectivos armários, conforme referido no ponto 2.6.1 do capítulo 2. Procedimento constou no aproveitamento de contatos auxiliares de cada polo, que através da posição do disjuntor manterá o circuito em vigilância às bobinas de disparo. As alterações efetuadas não alteraram em nada o estabelecido pelo fabricante.

Posteriormente foram realizados ensaios reais, com verificação da correspondência de fases, sincronização, tempos mortos de religação para ajuste da discordância de polos, que se veio a constatar (atualização de parâmetros na proteção), simulando uma manutenção ao disjuntor, intervindo nos patamares de SF6 e de pressão de óleo.

Nesta topologia de Disjuntor e Meio (ou Anel) os disparos do SPT rececionaram ordens de disparo e religação de dois armários distintos.

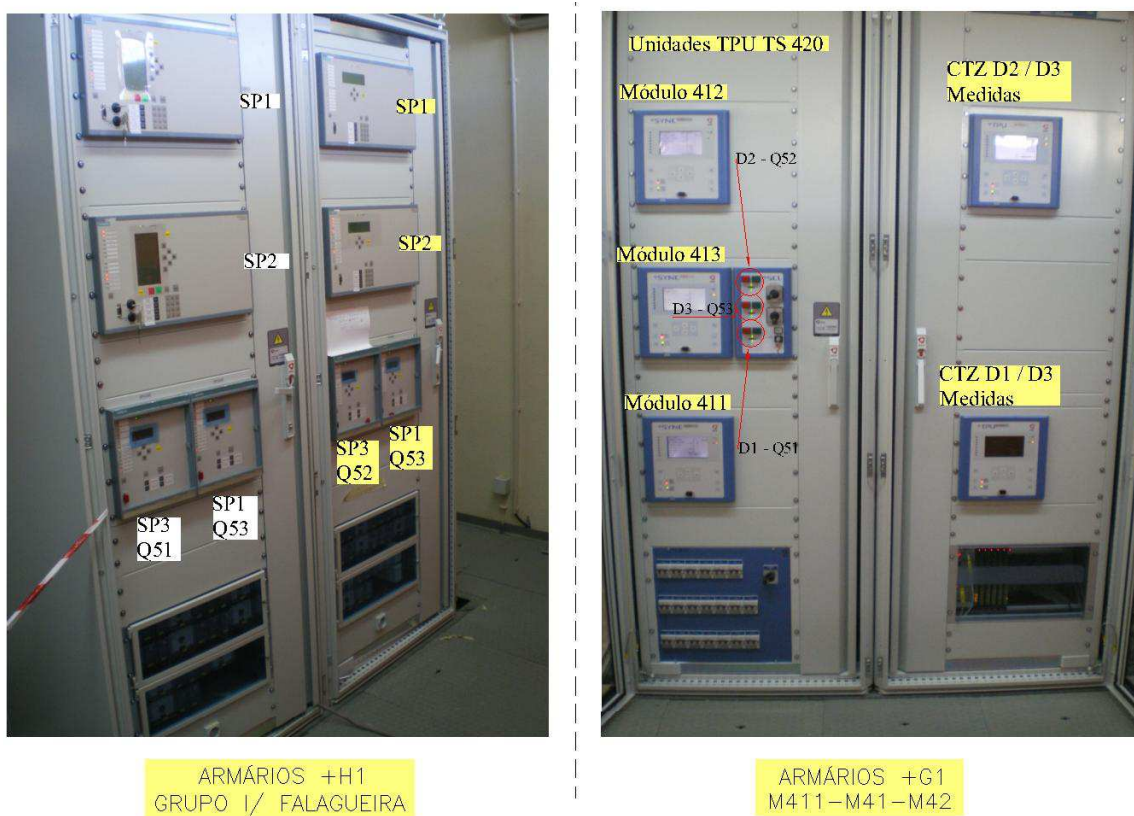


Figura 6-14 –Armários +H1, +G1

Os procedimentos realizados, e estabelecidos no segundo nível da arquitetura para o Grupo I (M411,M41) -Linha da Falagueira (412), foram efetuados pela SCC e SPT com recurso à mala CMC 256-6 da OMICRON, através da régua interface (ponto 4.2 do

capítulo.4), a injetando tensão e corrente. O cumprimento do protocolo SAT efetuado pela efacec obedece um conhecimento muito concreto das funções de proteções, uma vertente muito específica na área da engenharia eletrotécnica. Efetuados incidentes tipo, sobre os quais, são avaliados os registos de tempo definidos. Assim na Ilustração 6-3 apresenta-se o equipamento necessário para efetivar estes ensaios.

Durante os ensaios foram adaptadas versões de *software* ao nível de conversores, parametrizações das SPT, que foram registadas terminados os ensaios. Sujeito a intervenção geral nos armários +H1, destaco a inspeção de todos os bornes das fichas de ensaio e muito importante a sincronização horária (GPS) [43] referenciada no ponto 2.7.3 do capítulo 2.

De forma resumida, os procedimentos realizados, para a entrada ao serviço com as condições prévias, a garantia para o sistema de proteção à topologia disjuntor e meio, permitiram a colocação de tensão de forma segura e com minimização dos efeitos de eventuais disparos.

Como sabemos a RNT forma uma malha complexa, sendo de extrema importância não colocar outros elementos da rede em risco, por qualquer anomalia ao nível de potência e ao nível de SPT e SCC. Tomando como exemplo o PCPG, a entrada ao serviço do Grupo Gerador I, da CTPG, através do módulo M41, implica um processo que envolve três entidades da REN, o Gestor de Sistema (GS) em Sacavém, Coordenador de Rede-COR e Posto corte do Pego-PCP. A entidade externa à CTPG desenvolve o processo de colocação em tensão do grupo I da Central. Os procedimentos, na colocação em tensão do módulo 41, segue sequência na ordem de fecho dos Disjuntores D1-Q51; D2-Q52; D3-Q53. Teve como objetivo a confirmação da direccionalidade da corrente nos TC do M41, situação que veio a constatar-se. Competiu ao responsável pelo SPT da efacec, a monitorização dos dados adquiridos ao nível das proteções, durante o período necessário.

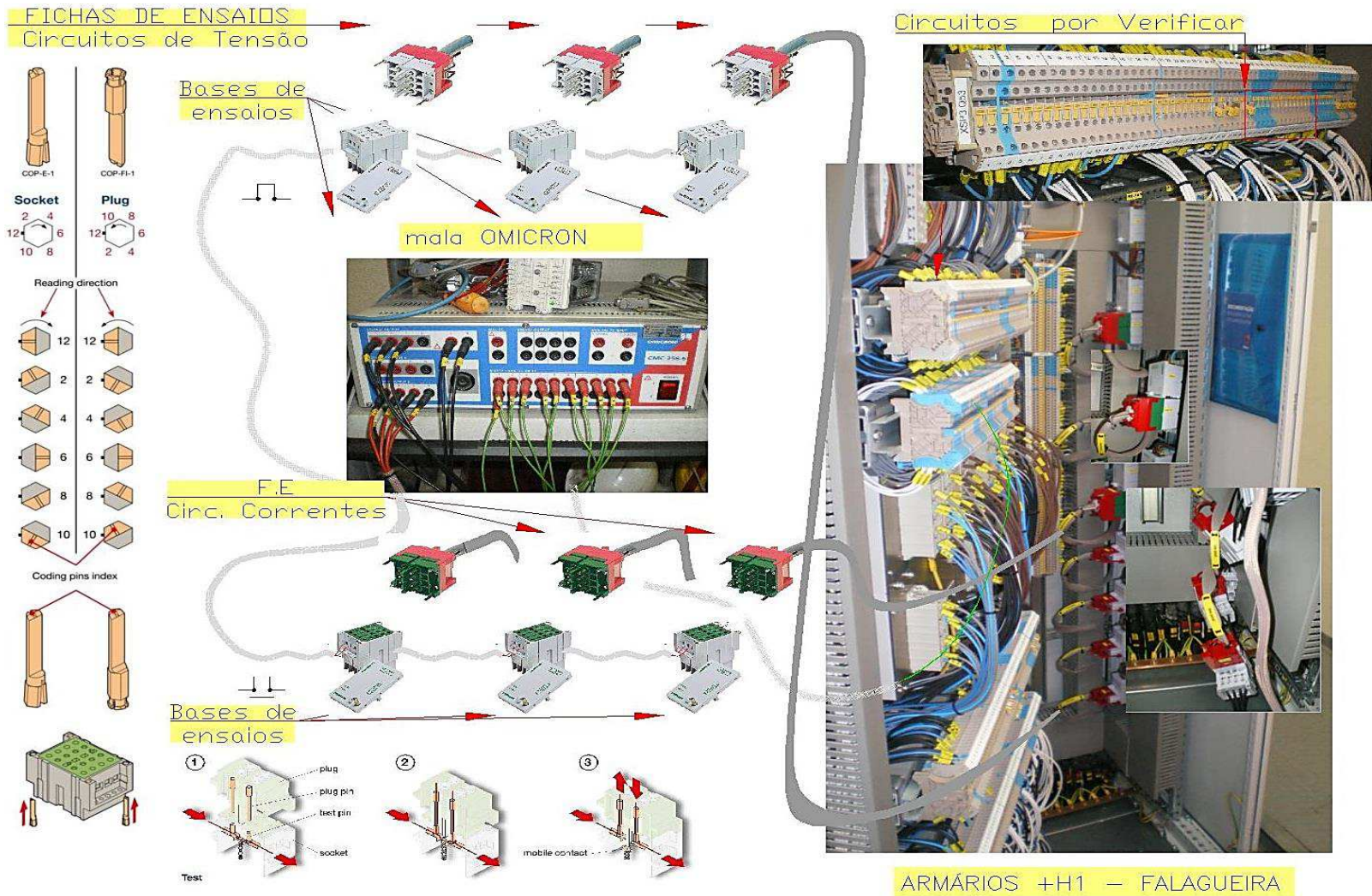


Ilustração 6-3 – Ensaios +H1 com recurso a mala OMICRON CMC 256-6 (EP-Setembro 2015)

7- Conclusões

Decorrido o estágio, no exercício da minha atividade profissional na REN, o mesmo foi complementado com a avaliação de temas ligados à engenharia e sistemas, que permitiu um conhecimento mais vasto das características da arquitetura de uma subestação

Resultado do melhor conhecimento da arquitetura, a melhor constatação dos equipamentos que interferiam direta e indiretamente com os sistemas de proteções. Essa avaliação foi muito esclarecedora, na medida em que reforçou o conhecimento dos circuitos relacionados com os sistemas.

As especificações técnicas permitiram colmatar algumas dúvidas na conceção dos sistemas de Comando e Controlo (SCC), Telecomunicações (TELE) e Proteções (SPT). Incidiu uma maior atenção da minha parte relativamente a SPT, por opção e pelo facto de todos possuírem um vasto número de especificações técnicas e funcionais, desde circuitos eléctricos, equações de estados, procedimentos.

Relativamente às proteções, foi possível verificar de e para os equipamentos AT, a funcionalidade face ao número de funções que caracterizam as SPT.

Dos diferentes níveis existentes com base na topologia avaliada na SFR, foi possível constatar o conteúdo das especificações técnicas, no decorrer de algumas anomalias tidas no SCC, e comprovadas localmente, nomeadamente nos IHM (interface homem máquina).

A meio do estágio, procedi ao acompanhamento na remodelação de um dos módulos (M41) do PCPG, que liga ao grupo I da CPG. Foi possível assistir ao desmantelar de um painel e a sua reconstrução ao nível dos SPT e SCC. A substituição integral dos TC no parque AT. Uma outra ação decorreu no estabelecimento da rede *ethernet*, que consistiu na configuração dos *Router*, consistindo no estabelecimento dos seus endereços com base nas especificações REN.

No decurso desta obra foram desmantelados circuitos de proteções relativos à proteção diferencial de barras, importantes para a manutenção da Instalação (PCPG) em

segurança, sendo necessário para o efeito garantir o isolamento de determinados circuitos de corrente de módulos em serviço.

Outra ação importante, a da verificação do equipamento AT. Assim efetuados os ensaios dos circuitos de corrente alternada (CA), nos TC, por intermédio de uma entidade externa na prestação de serviços, a efacec engenharia. Desses ensaios foi possível verificar os processos e metodologias de ensaios, que serviram de suporte à validação de medidas e proteções. Como prova de verificação de todos os circuitos CA dos transformadores de medição, decorreram os ensaios através da “mala de engenharia” da *Omicrom*, por injeção de correntes e tensões, os testes foram guardados em memória através de “cartões”. Analisados e confirmados, foi dada a garantia que os TC possuíam as características intrínsecas, dentro dos valores nominais exigidos pela REN, a exemplo do ponto de saturação dos TC *Knee- point*.

Da colocação em tensão e serviço, foi verificado que as ações efetuadas nos ensaios se encontravam de acordo com os parâmetros que exigidos e estudados pela engenharia de proteções.

Para finalizar, quero frisar a importância dos conhecimentos adquiridos, no M2E, os quais me ajudaram na abordagem dos sistemas de engenharia elétrica. E muito mais haveria a testar, sendo tudo uma questão de oportunidade.

8- Referências

- [1] REN, *REN-Direção de Exploração*, 2013.
- [2] REN, Especificação Técnica-Equipamento de Alta Tensão :Disjuntores-Planeamento e Engenharia, Projeto.
- [3] REN, *Especificação Técnica Disjuntores - ET-EQAT-DJ001*, 2014.
- [4] S. W. Blume, *Electric Power Systems Basics, Books in the IEEE Press on Power Engineering*.
- [5] REN, *Especificação Técnica de Transformadores de Potência*.
- [6] REN, *SCP 1010 - Funções de Protecção*, 2013.
- [7] transformadores de medida, EFACEC, *hermetic Alta Tensão, USINES BALTEAU S. A. Bélgica*.
- [8] REN, Especificação técnica, equipamentos de alta tensão, transformadores de medida-ET-EQAT-TM001-REN.
- [9] REN, *SB006-Instrução operacional:PLACAS SINALÉTICAS*.
- [10] T. & F. Group, *The Electric Power Engineering Handbook, Electric Power Substations Engineering, Third Edition, JOHN D. MCDONALD*.
- [11] REN, SCP 0002-Especificação Técnica e Funcional-Arquitetura e sua Funcionalidade.
- [12] MOXA, "Embedded computers used for unmanned substation automation," 28 06 2010. [Online]. Available: http://www.moxa.com/applications/Unmanned_Substation_Automation.htm. [Accessed 24 10 2015].
- [13] REN, *Critérios Gerais e Funcionais dos Sistemas*, 2005.
- [14] REN, SCP 1900 – Requisitos Externos ao SPT Rev.F (10-10-2013).
- [15] REN, *SCP 2300-Especificação Técnica e Funcional-Armários de Comando e Controlo*, 2014.
- [16] REN, SCP 2028- Especificação Técnica e Funcional - Sincronização por Disjuntor.
- [17] REN, *SCP1300-Especificação Técnica e Funcional-Armários de Protecção*, 2013.
- [18] REN, *SCP 2015-Especificação Técnica e Funcional-Telecontrolo-RTU*, 2013.

- [19] REN, *SCP 2020-Especificação Técnica e Funcional-Interface Homen Máquina*, 2007.
- [20] REN, *SCP 2022-Especificação Técnica e Funcional-Interface de Comunicação com o SAS*, 2007.
- [21] REN, *SCP 2033 Especificação Técnica e Funcional - formação de Polaridades*, 2007.
- [22] Siemens, *Comando e Proteções SE/Falagueira - Painel de Linha - Pinhal Interior (P105) +H Esq. N°:40C922 - 9001019 - S107 - RO*, Siemens, 2004.
- [23] REN, *SCP 2033-Comandos à Aparelhagem*.
- [24] M. P. Siemens, *Comando e Controlo SE/Falagueira - Painel de Linha - Pinhal Interior (P105) - 40CO-9001019*, Siemens S.A, 2005.
- [25] A. S. Meliopoulos-Professor, *Power Systems Modeling Analysis, Georgia Institute of Technology*.
- [26] ETAP, "Intelligent Substation Automation - iSub," ETAP, [Online]. Available: <http://etap.com/substation-automation/substation-automation.htm?lang=en-US>. [Accessed 25 Outubro 2015].
- [27] REN, *SCP003-Especificação Técnica-Aspetos construtivos dos Armários*.
- [28] REN, *SCP 2024-Retenção da Sinalização SOTF*, 2007.
- [29] REN, *SCP 2031 - Especificação Técnica e Funcional -Religação Lenta*, 2008.
- [30] EFACEC, *COMANDO CS 2000*.
- [31] S. H. H.-. A. G. Phadke, *POWER SYSTEM RELAYING Third Edition*, JOHN WILEY & Sons, Ltd.
- [32] REN, *SCP 1002 — Requisitos Fundamentais do SPT - Sistemas de Proteção - Especificação técnica e Funcional*, 2007.
- [33] T. & F. Group, *Protective Relaying Principles and Applications*, LLC, 2006.
- [34] Siemens, *SIPROTEC-Line Differential Protection with Distance Protection 7SD5-Manual*, 2011.
- [35] "Anexo 14 - Evolução das correntes de defeito," *Plano de desenvolvimento e investimento da RNT 2009-2014(2019)*, Julho de 2008.
- [36] J. M. G. a. E. J. Holmes, *Protection of Electricity Distribution Networks 3rd Edition*, The Institution of Engineering and Technology.
- [37] REN, *Identificação de Cabos e Condutores em Subestações da REN*, 2004.

- [38] REN, SCP 2993 -*Especificação Técnica e Funcional - Operação e Manutenção de SCC por Utilizadores da RNT*, 2010.
- [39] REN, SCP 2020-*Interace Homen Máquina-Especificação Técnica e Funcional*, 2007.
- [40] M.-G. edp, *Sistemas de Proteção de Redes de Energia Elétrica*, 1996.
- [41] SCP 1997- *Sistemas de Proteção-Especificação Técnica e Funcional*, 2007.
- [42] REN, SCP 1998 - *SAT do SPT - Sistemas de Proteção, Especificação Técnica e Funcional*, 2007.
- [43] REN, SCP 1999 -*Especificação Técnica e Funcional - Procedimentos de Entrada ao Serviço*, 2007.

ANEXOS

Anexo A- Defeitos na Linha e zonas de atuação

A.1 - Enquadramento

Pelo especial interesse que o assunto apresenta para os sistemas de potência, a ocorrência de defeitos que apresentam diferentes valores de impedância. Nesta Secção abordam-se defeitos assimétricos por intermédio de impedâncias que, neste caso, se refletem numa linha de LFR.PECorgas do parque eólico Pinhal Interior. Devido aos defeitos assimétricos circulam correntes de desequilíbrio, cujo resultado na análise e cálculo só é possível por intermédio da teoria das componentes assimétricas, de modo a avaliar as condições do sistema de energia elétrica.

Para defeitos mencionados, estão equipados os extremos da linha, com proteções, com a função de interromper o trânsito de energia, por intermédio de ordens de Abertura (A) a Disjuntor 52¹³ na SFR e/ou PE Pinhal Interior. O recurso a Relés de Distância (PD) 21¹⁴ para proteger a linha, de defeitos trifásicos (25), fase a fase, e defeitos monofásicos.

Para deteção dos defeitos referidos, a PD possui para cada zona um relé de distância requer seis unidades – três unidades para a deteção de defeitos entre as fases (*ab, bc, ca*) e três unidades para a deteção de defeitos fase-terra (*a-GND, b-GND, c-GND*). Um esquema completo é constituído pelo conjunto dessas seis unidades para cada zona. A configuração de relés de distância MHO é avaliada com base da impedância de sequência-positiva ou componente direta.

¹³ Identificação do Disjuntor em esquemas de eletrificação

¹⁴ Identificação do Relé e distância em esquemas de eletrificação

Dados

Os dados referidos são os seguintes:

- Resistência Elétrica Quilométrica dos condutores CSR 485 (Zebra) em que a Resistência elétrica a 20°C, é $R = 0,0681 \Omega/\text{Km}$. No entanto o valor de referência da REN é de $R = 0,0674 \Omega/\text{Km}$.
- A partir do valor da indutância magnética do cabo condutor de fase calcula-se o valor da reactância indutiva $XL = 0,4046 [\text{H}/\text{Km}]$ corresponde a $XL = 2,54218 \Omega/\text{Km}$.

➤ Parâmetros

Define-se assim os parâmetros da Impedância homopolar ZL_h correspondente,

$$ZL_h = 2,54307i [\Omega / km].$$

Com base nos planos de desenvolvimento e investimento da Rede Nacional de Transporte (RNT), que compreende o ano de 2009 a 2014, e avaliada a evolução das correntes de defeito [2], ao qual se obtêm valores, para a avaliação da linha que interliga a subestação da Falagueira e o parque eólico de Corgas, o nível tensão referenciado é de 150 [kV]. Posto isto, o valor máximo da corrente de curto-circuito trifásico previsto, em 2014, é de 21,6 [kA] e o valor mínimo de 16,5 [kA]. O máximo da corrente de curto-circuito monofásico previsto, em 2014, é de 24,8 [kA] e o valor mínimo de 19,2 [kA]. Assim a Figura A.1 representa o circuito com os elementos da rede em análise.

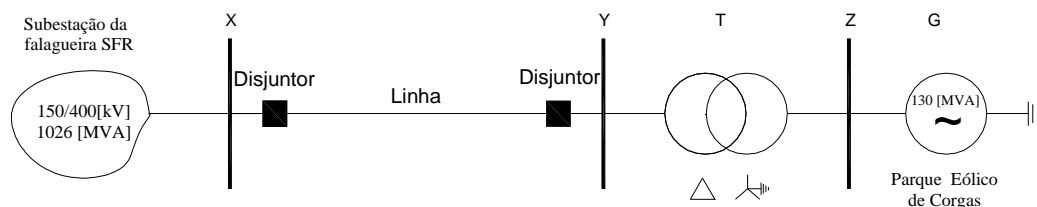


Figura A.1-Sistema de potência (EP)¹⁵

A impedância da linha correspondente obtém-se através de (1)

¹⁵ Elaboração Própria

$$ZL = Z_{lh} \times L \quad (1)$$

Em que ZL é a impedância da linha, L é o comprimento da linha, Z_{lh} é a impedância Homopolar da linha. Assim

$$ZL = Z_{lh} * 36,22 = 92,04i \text{ } [\Omega].$$

Sendo que ZL_{-} (impedância da linha em p.u) se obtém através de (2)

$$ZL_{-} = ZL / Z_b \quad (2)$$

Deste modo $ZL_{-} = 0,409i \text{ } [p.u]$.

Admite-se portanto um defeito trifásico (f) na linha, conforme identificado Figura A. 2. Os valores de base da Potência Aparente e Tensão Nominal correspondem a $S_{base} = 100 * 10^6 \text{ } [VA]$ e $V_{base} = 150 * 10^3 \text{ } [V]$. O valor de base para a Impedância corresponde a:

$$Z_{base} = (V_{base}^2 / S_{base}) = 225 [\Omega] \quad (3)$$

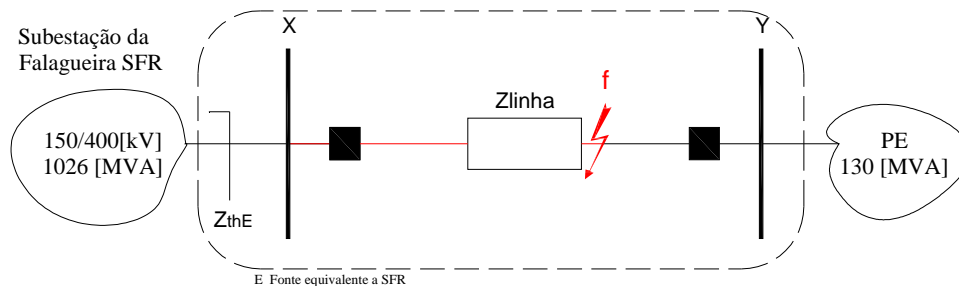


Figura A. 2-Identificação do Defeito trifásico na linha (EP)

Da evolução das correntes de defeito, deste elemento da rede, obtêm-se os valores correspondentes ao curto-circuito homopolar:

$$V_{cc} = 150 [kV] \text{ e } I_{cc} = 21,6 [kA]$$

De que resulta o valor da impedância da fonte de tensão E (SFR) correspondente a, $Z_{thE} = j3,5 [\Omega]$ através da expressão (4)

$$Z_{thE} = (V_{cc} / (\sqrt{3} * I_{cc})) j [\Omega] \quad (4)$$

A subestação conta com dois Auto-Transformadores ATDIV, ATDV de 900 [MVA] e dois Transformadores TRI, TRII de 126 [MVA] e linhas nos níveis 400 kV, 150 kV e 60 kV aéreas. O valor de base para a corrente e impedância corresponde a:

$$I_{base} = S_b / (V_b * \sqrt{3}) = 384,9 [A] \quad (5)$$

Sendo os valores de base representativos de um sistema elétrico de potência, com valores significativos de energia, define-se o valor por unidades (valores em *p.u.*), que define como a razão do seu valor real a um valor particular denominado base corresponde a:

$$\text{Variável (por Unidade)} \equiv \frac{\text{Valor Real da Variável}}{\text{Valor Base da Variável}} \quad (6)$$

Define-se impedância da fonte de alimentação $Z_{thE_}$, a fonte de tensão $E_$, a corrente da fonte $I_$, através do sistema por unidade obtendo-se:

$$\begin{aligned} Z_{thE_} &= Z_{thE} / Z_b = j4,0094 / 225 = j0,0155 [p.u] \\ E_ &= V_{thE} / V_b = 1 [p.u] \\ I_ &= I_{cc} / I_{base} = 64,43 [p.u] \end{aligned} \quad (7)$$

Em que Z_{thE} é a impedância da fonte de alimentação, Z_b (3) a impedância de base, V_{thE} a tensão de alimentação, V_b a tensão de base, I_{cc} a corrente de curto-circuito trifásico, I_{base} a corrente de base.

Perante o defeito admitido, a uma de distância de 20 quilómetros resultará em diferentes valores de impedância face ao ponto do defeito (f), representado na Figura A. 3.

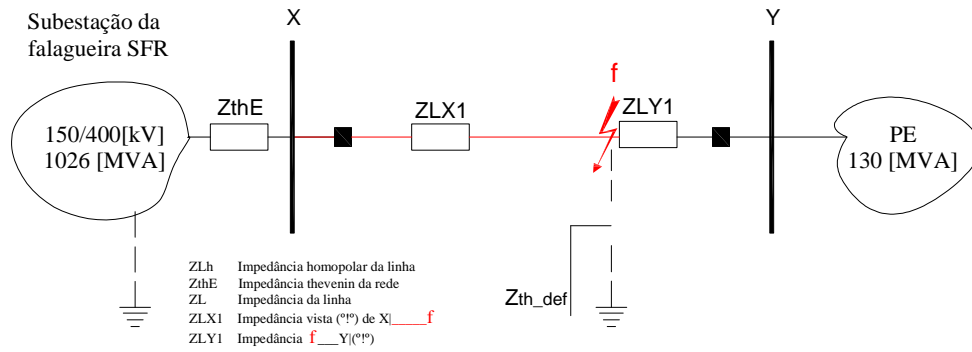


Figura A. 3- Impedâncias resultantes do defeito na linha (EP)

O defeito localizado a vinte quilómetros do barramento X corresponderá a:

$$\begin{aligned} ZLX1 &= ZLh * Lfx = (2,54 * 20 = 50,86i \angle 0^\circ [\Omega] \\ ZLX1_ &= ZLX1 / Zb = 0,2259i \angle 0^\circ [p.u] \end{aligned} \quad (8)$$

Admitindo um defeito com a resistência de defeito ($Rf^{16} = 2$ ohm), definido em valor por unidade, assim corresponderá:

$$Rf = 0.0089 [p.u] \quad (9)$$

O correspondente da impedância da linha compreendida entre o defeito (f) e o barramento Y, corresponderá:

$$\begin{aligned} ZLY1 &= ZLh * Lfy = (2,54) * 16.22 = 41,24 \angle 0^\circ [\Omega] \\ ZLY1_ &= ZLY1 / Zb = 0,18 \angle 0^\circ [p.u] \end{aligned} \quad (10)$$

A.2 - Defeito trifásico¹⁷

A linha está ligada à RNT, através da subestação da SFR, ao nível dos 150 [kV], por intermédio de um dos seccionadores de barras e de um disjuntor (proteção deste elemento da rede), interligando o parque eólico da entidade externa. Assim em função da tensão da fonte \bar{E} , e das condições resultantes do defeito a Figura A. 4 assinala o valor da impedância $ZX1$, compreendido entre a SFR e o defeito (f), $ZY1$ compreende defeito (f) e PE.

¹⁶

f-fásica, semelhante a relâmpago

¹⁷

Condição de defeito nas três fases

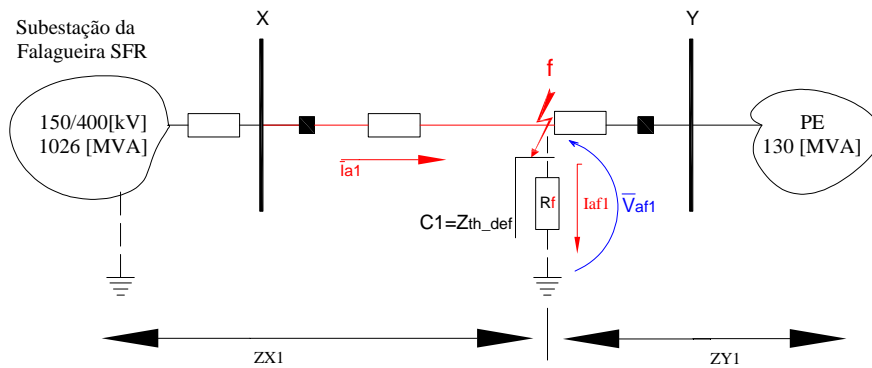


Figura A. 4- Impedâncias resultantes do defeito na linha (EP)

- O valor da impedância ZX_1 resulta da soma (7) e (8) que corresponde o valor da impedância ZY_1 resulta de (10), representam-se:

$$\begin{aligned} ZX_1 &= Z_{thE} + Z_{LX1} = 50,86 \angle 3,92^\circ \text{ } [\Omega] \\ ZY_1 &= Z_{Epe} + Z_{LY1} = 41,25i \angle 0^\circ \text{ } [\Omega] \end{aligned} \quad (11)$$

- O parque eólico isolado do barramento Y. corresponde a Impedância equivalente $Z_{eq1_}$ obtém-se através de (11):

$$Z_{eq1} = \frac{ZX_1 * ZY_1}{ZX_1 + ZY_1} = 22,8i \angle 1,75^\circ \text{ } [\Omega] \quad (12)$$

O valor da corrente de defeito \bar{I}_{af1} relaciona a fonte de tensão \bar{E}_- , (9), (12):

$$\bar{I}_{af1_} = \frac{\bar{E}_-}{Z_{eq1_} + R_f} = 9,06 - \angle 1,61^\circ \text{ } [p.u] \quad (13)$$

O valor correspondente da tensão resultante do defeito \bar{V}_{af1} , substituindo (13) em (14) obtém-se:

$$\bar{V}_{af1_} = \bar{I}_{af1_} * R_f = 0,0806 - \angle 1,61^\circ \text{ } [p.u] \quad (14)$$

Ao valor da resistência no ponto de defeito Z_{th_def} , representa uma constante C1 resulta:

$$C1_ = ZY1_ / (ZY1_ + ZX1_) = 0,44 - 0,01j \text{ } [p.u] \quad (15)$$

A corrente de sequência positiva (direta), no ponto de aplicação do relé de sentido da fonte SFR para o defeito (f), substituindo (13) e (15) obtém-se (16).

$$I_{a1_} = I_{af1_} * C1_ = 4,0489 - \angle 3,78^\circ \text{ [p.u]} \quad (16)$$

No ponto de aplicação da proteção, a tensão nominal corresponde a $V_{a1_}$. Na Figura A. 5 apresenta-se os esquemas equivalentes de Thevenin para as três componentes simétricas (direta, inversa e homopolar). A tensão de sequência positiva no ponto de curto-circuito (f) e no ponto de aplicação do relé obtêm-se substituindo (8), (14), (16) obtém-se (17).

$$\begin{aligned} \bar{V}_{a1_} &= \bar{V}_{af1_} + (\bar{I}_{a1_} * Z_{LX1_}) \\ \bar{V}_{a1_} &= 0,99 - \angle 3,61^\circ \text{ [p.u]} \end{aligned} \quad (17)$$

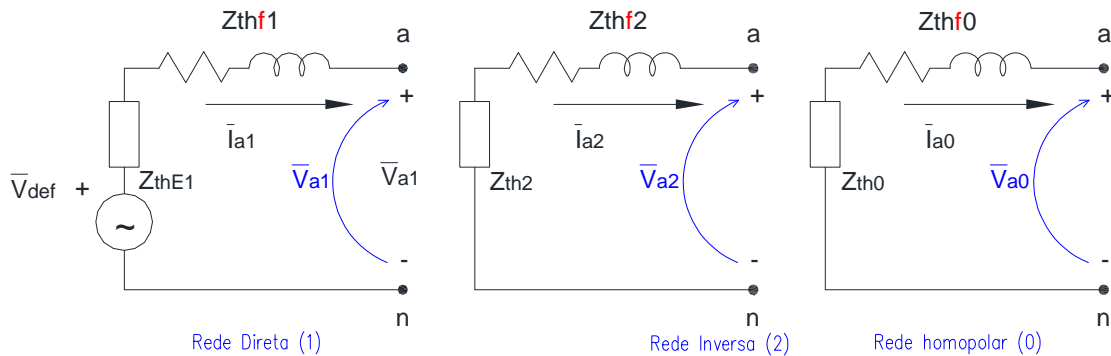


Figura A. 5-Tensão no ponto de aplicação da proteção da linha para as componentes diretas, inversa, homopolar (EP)

➤ Componentes Simétricas e Assimétricas

Uma corrente e tensão sinusoidal com uma frequência normalizada, são caracterizadas por uma amplitude e um ângulo de fase. Na avaliação de sistemas de potência em que se avaliam sistemas trifásicos com desfasamentos correspondentes a 120° o mais comum. Assim a utilização no estudo de sistemas de potência de um operador a , que origina uma rotação de 120° elétrico em sentido contrário ao movimento dos ponteiros do relógio da fase afetada. O operador a especifica-se como um número complexo que em notação polar possui uma amplitude igual a 1, com argumento de 120° . Representa-se:

$$a = 1 \angle 120^\circ = e^{j \frac{2\pi}{3}} = -\frac{1}{2} + j \frac{\sqrt{3}}{2} = \cos(120^\circ) \pm j \sin(120^\circ) \quad (18)$$

Por aplicação do método das componentes simétricas estabelecidas por *Charles Legeyt Fortescue*, teremos para um defeito trifásico, o correspondente as componentes diretas,

inversa e homopolar das tensões. Para uma fase $V_{a_1}=V_{a_1}$, $V_{a_2}=0$, $V_{a_0}=0$. Para as três fases matricialmente corresponderá:

$$\underbrace{\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix}}_{V_{assimétrica}} = \underbrace{\begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix}}_{Matriz A} * \underbrace{\begin{bmatrix} 0 \\ V_{a_1} \\ 0 \end{bmatrix}}_{V_{simétrica}} \quad (19)$$

➤ Sistema Assimétrico de Tensões

Face ao valor registado no ponto de defeito $\bar{V}_{af_1}=0,21-\angle 58^\circ$ [p.u], os valores correspondentes das tensões simétricas, são:

$$\bar{V}_{simétrica} = \begin{bmatrix} V_{a_-} = 0 \\ V_{b_-} = 0,0806 \angle 118^\circ \\ V_{c_-} = 0 \end{bmatrix} [p.u] \quad (20)$$

Referente às componentes simétricas das intensidades de corrente (direta, inversa e homopolar) tem-se $I_{a_1}=I_{a_1}$, $I_{a_2}=0$, $I_{a_0}=0$ para que corresponderá à matriz (21) para as três fases:

$$\underbrace{\begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix}}_{I_{assimétrica}} = \underbrace{\begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix}}_{Matriz A} * \underbrace{\begin{bmatrix} 0 \\ I_{a_1} \\ 0 \end{bmatrix}}_{I_{simétrica}} \quad (21)$$

➤ Sistema Assimétrico de Correntes

Os valores correspondentes às correntes simétricas, face à componente direta $\bar{I}_{af_1_-} = 24,16 - \angle 58^\circ$ [p.u] correspondem a:

$$\bar{I}_{simétrica} = \begin{bmatrix} I_{a_-}=0 \\ I_{b_-}=9 - \angle 1,61^\circ \\ I_{c_-}=0 \end{bmatrix} [p.u] \quad (22)$$

Obtidos os valores respeitantes às tensões e correntes em condições de assimetria, o valor da relação entre as três fases para as tensões resultará:

$$\begin{aligned}
\bar{V}_{ab_} &= \bar{V}_a - \bar{V}_b = 0,04 \angle -31^\circ [p.u] \\
\bar{V}_{bc_} &= \bar{V}_b - \bar{V}_c = 0,001 \angle 88,3^\circ [p.u] \\
\bar{V}_{ac_} &= \bar{V}_a - \bar{V}_c = 0,041 \angle -28,3^\circ [p.u]
\end{aligned}
\tag{23}$$

Para as correntes o valor da relação entre fases é:

$$\begin{aligned}
\bar{I}_{ab_} &= \bar{I}_a - \bar{I}_b = 4,46 \angle -31,61^\circ [p.u] \\
\bar{I}_{bc_} &= \bar{I}_b - \bar{I}_c = 0,14 \angle 88,3^\circ [p.u] \\
\bar{I}_{ac_} &= \bar{I}_a - \bar{I}_c = 4,6 \angle -28,4^\circ [p.u]
\end{aligned}
\tag{24}$$

➤ Parâmetros de Impedância Z

Existe portanto, condições para a avaliação do valor da impedância correspondente ao defeito, estando na base da referência para a parametrização da proteção de distância.

Assim os valores respectivos de impedância são:

$$Z_{ab} = \frac{\bar{V}_{ab_}}{\bar{I}_{ab_}}; \quad Z_{bc} = \frac{\bar{V}_{bc_}}{\bar{I}_{bc_}}; \quad Z_{ac} = \frac{\bar{V}_{ac_}}{\bar{I}_{ac_}}
\tag{25}$$

$$Z_{ab} = Z_{bc} = Z_{ac} = 2[\Omega]$$

➤ Comportamento da Proteção

Avaliado o defeito, resta saber se a proteção sob o valor regulado atuará ou não. Em função da resposta do comportamento avalia-se a impedância de defeito de fase (Z_{ff}), igual nas três fases, e a impedância regulada Z_{reg} , corresponde a (1):

$$Z_{ff} = Z_{ac} = 2[\Omega]
\tag{26}$$

$$\begin{aligned}
Z_{reg} &= Z_{lh} * 1 = (0,0681 + j0,4046) * 36,222 \\
Z_{reg} &= 0,011 \angle 80^\circ [p.u]
\end{aligned}
\tag{27}$$

$$Z_{ff} < Z_{reg}
\tag{28}$$

Verifica-se que a impedância é inferior á regulada na proteção, correspondente à impedância da linha, logo dentro da zona 1 da proteção de distância que supervisiona a linha irá atuar em conformidade.

A.3 - Defeito Monofásico

O processo de obtenção da impedância que se refere a este defeito tem em conta a mesma distância, em relação à fonte de energia, de 20 Km. Para o curto-circuito monofásico, representativo do defeito na linha em análise são necessárias as componentes diretas, inversa, e homopolar.

A evolução das correntes de defeito [kA], deste elemento de rede referenciado à Subestação da Falagueira, SFR, e considerando o valor máximo da intensidade de corrente de curto-circuito Monofásico em 2014 [28], de 24,8 [kA]. A Figura A. 6 mostra a ligação das redes de seqüência positiva, negativa, e zero para um curto-circuito monofásico (*a-terra*) em *f*.

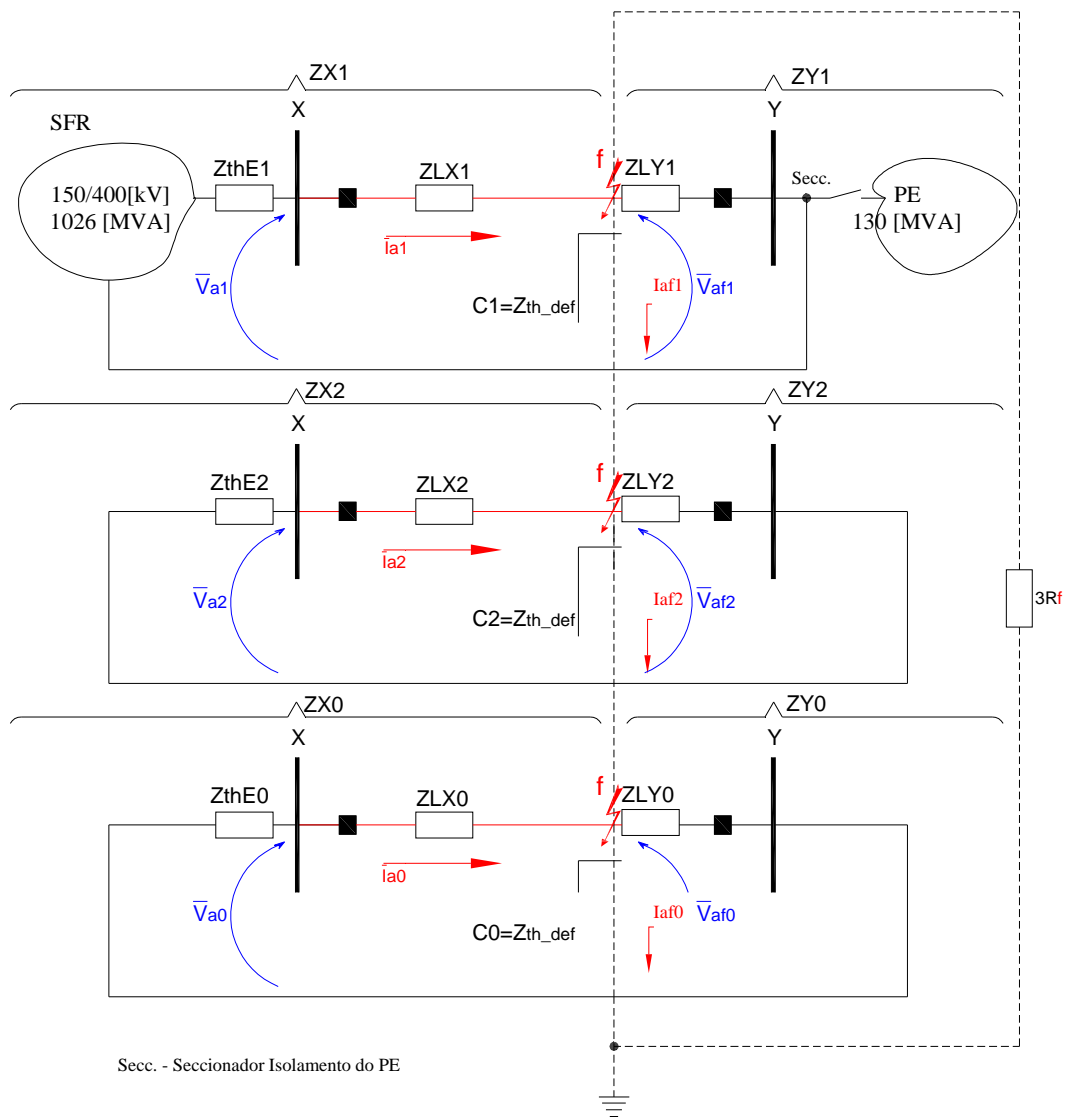


Figura A. 6-Circuito de seqüência positiva, negativa e zero para um curto-circuito monofásico (EP)

➤ **Dados:**

$$V_{cc}=150[kV] , I_{cc}=24,8[kA]$$

Z_{th} Obtêm-se através da fórmula (29) e corresponde a $j3,4920[\Omega]$. Os Valores de base para a corrente e a impedância são (4) e (5).

Assim em p.u obtêm-se os seguintes valores para Z_{thE_-} e E_- , corresponde a (7).

➤ **Impedâncias resultantes do defeito f :**

O defeito localizado a vinte Km do barramento X apresenta uma impedância Z_{Lf_-} que corresponde a (8).

Para a interligação entre sequências, o valor da resistência de defeito R_f admitido à distância de vinte Km é equivalente a (9).

- Impedância equivalente da linha em defeito parâmetro da sequência direta vista da barra X obtida na expressão (12).
- Impedância da linha em defeito parâmetro da sequência inversa vista da barra X obtida através de:

$$Z_{eq2_-} = \frac{ZX_{2-} * ZY_{2-}}{ZX_{2-} + ZY_{2-}} = 22,8 \angle 1,75^\circ [\Omega] \quad (29)$$

- Impedância da linha em defeito parâmetro da sequência homopolar vista da barra X é:

$$Z_{eq0_-} = \frac{ZX_{0-} * ZY_{0-}}{ZX_{0-} + ZY_{0-}} = 28,5 \angle 0,67^\circ [\Omega] \quad (30)$$

Considerando os parâmetros de defeito de sequência negativa no ponto f iguais aos de sequência positiva, obtêm-se a corrente de defeito correspondente a:

$$\bar{I}_{af1_-} = \frac{E_-}{((Z_{eq1_-}) + (Z_{eq2_-}) + (Z_{eq0_-}) + 3 * (R_{f_-}))} \quad (31)$$

$$I_{af1_-} = 2,8 - \angle 1,24^\circ [p.u]$$

As correntes que fluem nas redes de seqüências direta, inversa, e homopolar assinalada na Figura A. 7 esquema simplificado da Figura A. 7, correspondem aos valores representados na expressão (32)

$$\begin{aligned}\bar{I}a1_{-} &= Iaf_1 * \frac{ZY_{1-}}{(ZX_{1-} * ZY_{1-})} = 1,25 - \angle 3,4^{\circ} [p.u] \\ \bar{I}a2_{-} &= Iaf_2 * \frac{ZY_{2-}}{(ZX_{2-} * ZY_{2-})} = 1,55 - \angle 0,5^{\circ} [p.u] \\ \bar{I}a0_{-} &= Iaf_0 * \frac{ZY_{0-}}{(ZX_{0-} * ZY_{0-})} = 0,86 - \angle 2,7^{\circ} [p.u]\end{aligned}\quad (32)$$

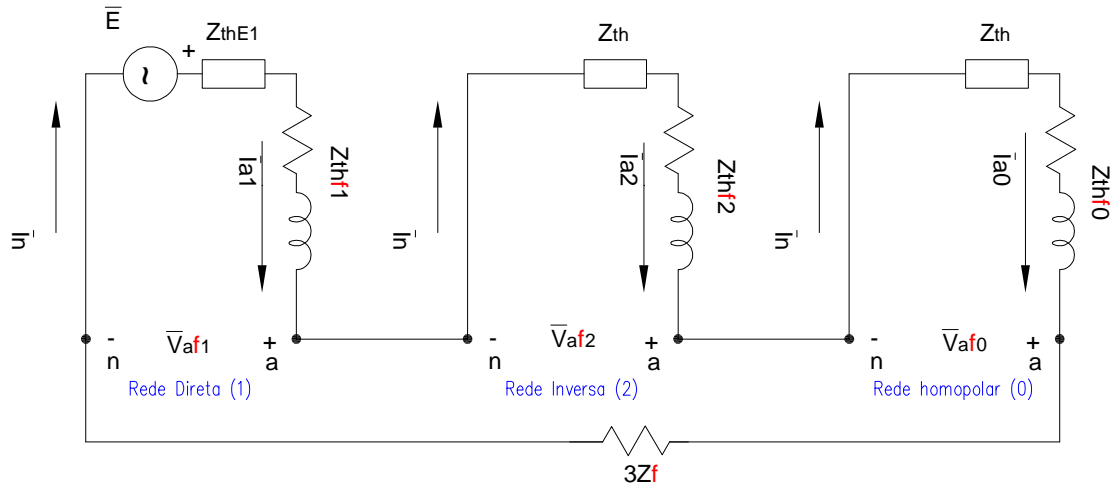


Figura A. 7-Circuito de seqüências para o defeito fase -terra (EP)

Por aplicação do método das componentes simétricas, as correntes corresponderão:

$$\underbrace{\begin{bmatrix} Ia_{-} \\ Ib_{-} \\ Ic_{-} \end{bmatrix}}_{\text{Iassimétrica}} = 3 * \underbrace{\begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix}}_{\text{Matriz A}} * \underbrace{\begin{bmatrix} Ia1 \\ Ia2 \\ Ia0 \end{bmatrix}}_{\text{Isimétrica}} \quad (33)$$

➤ Correntes Assimétricas

Os valores correspondentes às correntes assimétricas, face à corrente de defeito $Iaf1_{-} = 7,66 - \angle 81^{\circ} [p.u]$ correspondem a:

$$\bar{I}_{\text{assimétrica}} = \begin{bmatrix} I_{a_} = 7,8 \angle -2,73^\circ \\ I_{b_} = 14 \angle 0,5^\circ \\ I_{c_} = 11,2 \angle -3,41^\circ \end{bmatrix} [p.u] \quad (34)$$

➤ Tensões de defeito

As tensões de defeito no ponto f , representadas na Figura A. 8, resultam das respectivas impedâncias e intensidades de corrente de defeito.

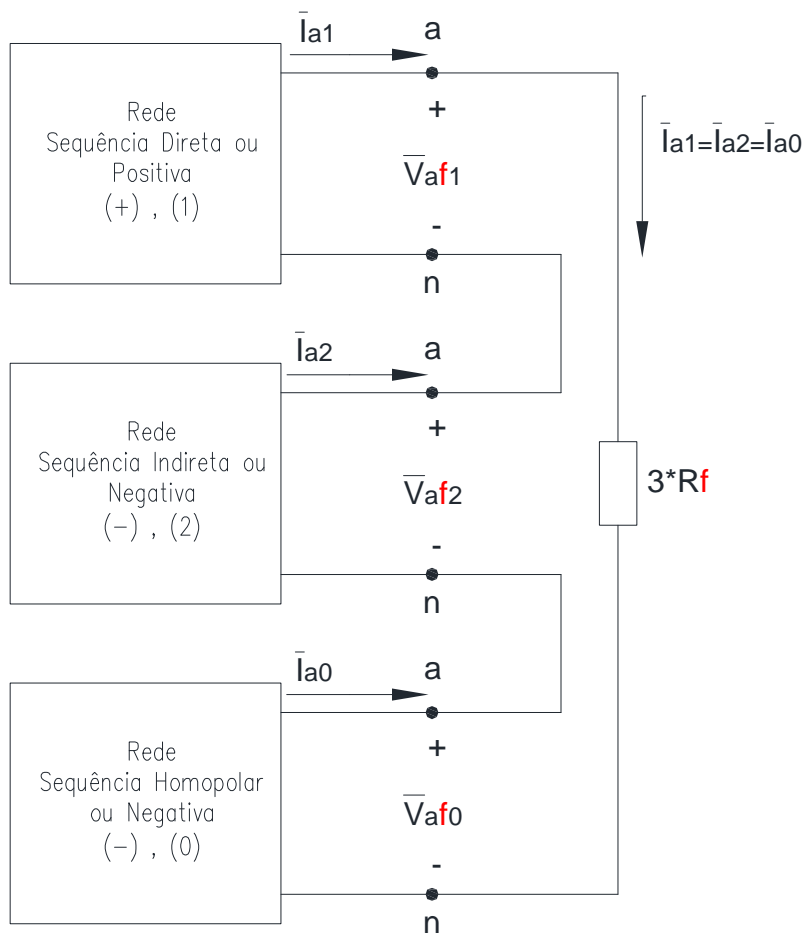


Figura A. 8-Rede de seqüências para o defeito fase -terra (EP)

- Sequência direta:

$$\begin{aligned} \bar{V}_{af1_} &= \bar{I}_{af} * (Z_{eq2_} + Z_{eq0_} + (3 * R_{f_})) \\ \bar{V}_{af1_} &= 0,7 \angle -0,2^\circ [p.u] \end{aligned} \quad (35)$$

- Sequência inversa:

$$\bar{V}_{af2_} = -\bar{I}_{af2_} * Z_{eq2_} = -0,28 - \angle 180^\circ [p.u] \quad (36)$$

- Sequência nula ou homopolar:

$$\bar{V}_{af0_} = -\bar{I}_{af0_} * Z_{eq0_} = -0,35 - \angle 180^\circ [p.u] \quad (37)$$

➤ **Tensões de referência na proteção**

As tensões no ponto de aplicação da proteção correspondentes às componentes simétricas correspondem a:

- Sequência direta:

$$\bar{V}_{a1_} = \bar{I}_{af} * \frac{Z_{LY1_}}{((Z_{LX1_} + Z_{LY1_}) * Z_{LY1_}) + (Z_{eq2_} + Z_{eq0_} + 3 * R_{f_})} \quad (38)$$

$$\bar{V}_{a1_} = 0,94 - \angle 1^\circ [p.u]$$

- Sequência inversa:

$$\bar{V}_{a2_} = \bar{I}_{af} * \frac{Z_{LX2_}}{((Z_{LY2_} + Z_{LX2_}) * Z_{LY2_} - Z_{eq2_})} \quad (39)$$

$$\bar{V}_{a2_} = 0 [p.u]$$

- Sequência nula ou homopolar:

$$\bar{V}_{a0_} = \bar{I}_{af} * \frac{Z_{LY0_}}{(Z_{LX0_} + Z_{LY0_}) * Z_{LY0_} - Z_{eq0_}} = -0,2 - \angle 179^\circ [p.u] \quad (40)$$

Tensões Assimétrica por aplicação do método das componentes simétricas, as tensões corresponderão:

$$\underbrace{\begin{bmatrix} Va \\ Vb \\ Vc \end{bmatrix}}_{V_{assimétrica}} = \underbrace{\begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix}}_{Matriz A} * \underbrace{\begin{bmatrix} Va0 \\ Va1 \\ Va2 \end{bmatrix}}_{V_{simétrica}} \quad (41)$$

Os valores correspondentes às tensões de fase aplicando o teorema das componentes simétricas são:

$$\bar{V}_{assimétrica} = \begin{bmatrix} \bar{V}a_{-} = 0,075 - \angle 1,2^{\circ} \\ \bar{V}b_{-} = -0,57 - \angle 123,6^{\circ} \\ \bar{V}c_{-} = -0,57 - \angle 123,2^{\circ} \end{bmatrix} [p.u] \quad (42)$$

Das tensões assimétricas (42), nota-se o defeito na fase c , neste caso não tem potencial zero, contrariamente possui uma potência devido a queda de tensão que se produz pela impedância de defeito, pode-se verificar ser válida:

$$\bar{V}c_{-} = 2,14[V] \quad (43)$$

➤ Comportamento da Proteção

As impedâncias que resultam das correntes e tensões para o defeito fase terra, servirá como base de referência para a proteção da linha. No entanto a proteção de distância, para medir a impedância até ao ponto de localização do defeito corretamente, necessitará de uma compensação residual [25]. Deste modo é possível determinar o valor da corrente a ser injetado para que a proteção seja definida como impedância de sequência direta da linha operar corretamente. A compensação residual [1] obtém-se pela expressão (44)

$$K0 = (1/3) * ((Z_{thE_{-}} - Z_{Lf_{-}}) / Z_{Lf_{-}}) = -0,33 + \angle 176^{\circ} \quad (44)$$

Conjuntamente com a impedância direta de defeito $Z_{Lf} = 0,0061 + 0,0360i [p.u]$ e Impedância homopolar da linha em defeito $Z_{thE_{-}} = 0,0000 + j0,0155 [p.u]$ obtém-se:

$$\begin{aligned} Z_{ah} &= (V_a) / (I_a - (K0 * I_{af})) \Rightarrow Z_{ah_{-}} = 0,003 \angle 1,7^{\circ} [p.u] \\ Z_{bh} &= (V_b) / (I_b - (K0 * I_{af})) \Rightarrow Z_{bh_{-}} = -8,6 * 10^{-5} - \angle 180^{\circ} [p.u] \\ Z_{ch} &= (V_c) / (I_c - (K0 * I_{af})) \Rightarrow Z_{ch_{-}} = -1,16 * 10^{-6} \angle 3,3^{\circ} [p.u] \end{aligned} \quad (45)$$

Os valores de Z_{ah} , Z_{bh} , Z_{ch} comparados com a impedância homopolar da linha $Z_{lh} = Z_{reg} = 92,11[\Omega]$ que corresponde a regulação na proteção, resulta:

$$\begin{aligned} Z_{ah} &= Z_{ff} < Z_{reg} \\ Z_{bh} &= Z_{ff} < Z_{reg} \\ Z_{ch} &= Z_{ff} < Z_{reg} \end{aligned} \quad (46)$$

➤ **Correntes originadas pelo defeito f**

Considerando os parâmetros de defeito de sequência negativa no ponto f , iguais aos da sequência positiva, tem-se o valor correspondente à corrente de defeito corresponde a:

$$\bar{I}_{af1_} = \frac{\bar{E}_-}{((2 * Z_{eq1_}) + (2 * (1/2) * Z_{Lf_}))} \quad (47)$$

$$\bar{I}_{af1_} = 4,72 - \angle 1,68 [p.u]$$

Verifica-se a igualdade anteriormente constatada, na sequência inversa a corrente de defeito no ponto f corresponde ou seja: $\bar{I}_{af1_} = -\bar{I}_{af2_}$.

No ponto de aplicação do defeito f , resulta na impedância correspondente a C1, avaliada na expressão (15).

Assim as correntes de sequência direta e inversa no ponto de aplicação do relé são calculadas através das expressões (15) e (32) de que resulta:

$$\bar{I}_{a1_} = \bar{I}_{af1_} * \frac{Z_{LY1}}{Z_{LX1} + Z_{LY1}} = 2,11 - \angle 3,85^\circ [p.u] \quad (48)$$

$$\bar{I}_{a2_} = -2,11 - \angle 176^\circ [p.u]$$

$$\bar{I}_{a0_} = 0$$

As tensões de sequência direta e inversa no ponto de defeito f , com base no circuito da, simplificado na Figura A. 10 e Figura A. 11, determinam-se:

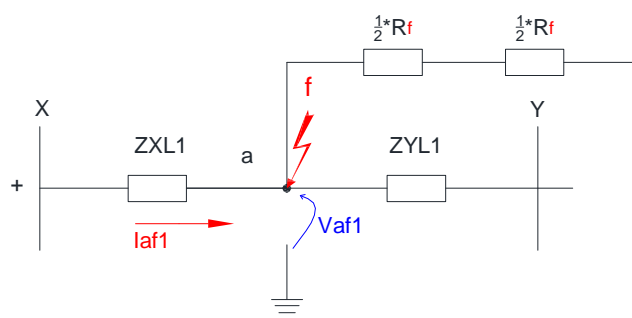


Figura A. 10-Rede de seqüências direta ponto de defeito f (EP)

$$\bar{V}_{af1_} = ((\bar{I}_{af1_} * (R_f / 2) * 2) + \bar{I}_{af1_} * Z_{eq1_}) \quad (49)$$

$$\bar{V}_{af1_} = 0,52 - \angle 0^\circ [p.u]$$

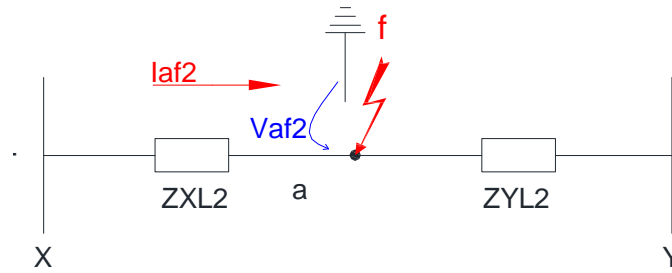


Figura A. 11-Rede de seqüências inversa ponto de defeito **f** (EP)

$$\begin{aligned}\bar{V}_{af2_} &= -\bar{I}_{af2_} * Z_{eq2_} \\ \bar{V}_{af2_} &= 0,479 \angle 0^\circ [p.u]\end{aligned}\quad (50)$$

➤ **Tensões de referência na proteção**

De referência ao ponto de aplicação da proteção, as tensões de seqüência direta, inversa e homopolar obtêm-se respetivamente de acordo com as expressões:

$$\begin{aligned}\bar{V}_{a1_} &= \bar{V}_{af1_} + (\bar{I}_{a1_} * Z_{LX1}) \\ \bar{V}_{a1_} &= 1 \angle 0^\circ [p.u]\end{aligned}\quad (51)$$

$$\begin{aligned}\bar{V}_{a2_} &= \bar{V}_{af2_} + (\bar{I}_{a2_} * Z_{LX2_}) \\ \bar{V}_{a2_} &= 5,55 * 10^{-17} - \angle 7,12^\circ [p.u]\end{aligned}\quad (52)$$

O valor de referência da tensão de seqüência nula ou homopolar é $V_{ah_} = 0$.

➤ **Tensão das componentes Assimétrica**

Os valores correspondentes às tensões de fase aplicando o teorema das componentes Simétricas são:

$$\bar{V}_{simétrica} = \begin{bmatrix} \bar{V}_{a_} = 0 \\ \bar{V}_{b_} = 1 \angle 0^\circ \\ \bar{V}_{c_} = 0 \end{bmatrix} [p.u]$$

Assimétricas:

$$\bar{V}_{\text{asimétrica}} = \begin{bmatrix} \bar{V}_a = -2,7 * 10^{-17} \angle 116^\circ \\ \bar{V}_b = 1 \angle 0^\circ \\ \bar{V}_c = -15,5 * 10^{-16} \angle 180^\circ \end{bmatrix} [p.u]$$

Obtidos os valores respeitantes as tensões e correntes em condições de Assimetria, o valor da relação entre as três fases para as correntes resultará:

$$\bar{I}_{ab} = -0,08 \angle 93,8^\circ [p.u]; \bar{I}_{bc} = 0,16 \angle 86,1^\circ [p.u]; \bar{I}_{ac} = 0,08 \angle 86,1^\circ [p.u]$$

Para as tensões o valor da relação entre fases de igual grandeza é:

$$\bar{V}_{ab} = 0,5 \angle 30^\circ [p.u]; \bar{V}_{bc} = 0 \angle 90^\circ [p.u]; \bar{V}_{ac} = 0,5 \angle 30^\circ [p.u] \quad (53)$$

Existe portanto, condições para a avaliação do valor da impedância correspondente ao defeito, estando na base da referência para a parametrização da proteção de distância. Assim os valores respetivos das impedâncias são:

$$Z_{ab} = 81,2 \angle 63,85^\circ [p.u]; Z_{bc} = 912 \angle 3,85^\circ [p.u]; Z_{ac} = 102 \angle 56,1^\circ [p.u]$$

➤ Comportamento da Proteção

Avaliado o defeito, resta saber o comportamento se da proteção sob o valor regulado. Para dar cumprimento à regulação avalia-se a impedância de defeito de fase Z_{ff} igual nas três fases, e impedância regulada $Z_{reg} = 92,1 [\Omega]$, resultando:

$$\begin{aligned} Z_{ff} = Z_{ab} &\leftrightarrow Z_{ab} = Z_f < Z_{reg} \\ Z_{ff} = Z_{bc} &\leftrightarrow Z_{bc} = Z_{ff} < Z_{reg} \\ Z_{ff} = Z_{ac} &\leftrightarrow Z_{ac} = Z_f > Z_{reg} \end{aligned}$$

Verifica-se que a impedância é inferior à regulada na proteção, correspondente à impedância da linha para o defeito entre as fases **b** e **c**, e defeito entre as fases **a** e **c**, logo a proteção de distância que supervisiona a linha irá atuar em conformidade.

A.5 - A Característica do Relé Mho

O relé de mho combina as propriedades da impedância e relés direcionais. Caracteriza-se por ser direcional, operando o relé apenas por defeitos localizados à sua frente; Possui a vantagem de o alcance variar com o ângulo do defeito. A característica, desenhada num plano R-X, apresentando-se numa circunferência que através da origem das coordenadas são obtidas e atribuídos sinais, com valores referentes a: Z_R, Z_X, Z_C .

O relé de impedância não leva em conta o ângulo de fase entre a tensão e a corrente, aplicada ao relé. Este é o motivo, da sua operacionalidade no plano R-X, com um círculo de centro na origem de coordenadas, e um raio igual à configuração em ohms. O relé opera para todos os valores de impedância inferiores ao da configuração, ou seja, para todos os pontos dentro do círculo.

Para a linha avaliada, considera-se um relé de distância instalado na Subestação da Falagueira (SFR), segundo o esquema unifilar apresentado na Figura 3-12.

Para obter o valor correspondente às zonas de alcance, zona 1 (Z1), e zona 2 (Z2) e forma avaliar o relé de proteção denominado mho, e de definir as suas zonas de atuação. A linha denominada LFR.PECorgas, compreendida entre a Falagueira, e parque eólico de Corgas, encontra-se alimentada pela subestação da Falagueira 400/150/60 [kV], num dos seus barramentos denominado barramento X, em Corgas, com a condição de não existir geração eólica, o barramento Y está isolado por um seccionador, não sendo admitido neste instante as variáveis do Transformador e conjunto de Geradores conforme Figura A. 2. Identifica os valores adquiridos em Anexo E.

Desta forma seguindo a referência [1] e [2] para a configuração do relé face ao elemento da rede avaliado. Definida para uma cobertura de 80 a 85% da linha a proteger, na REN é prática o ajuste dos relés em 80% corresponderá a zona (Z1) em X representada na Figura A. 12, que corresponde a BII ou BI da Figura A. 12 para proteger apenas até 80% da linha com proteção do elemento de rede XY.

Como função de proteção primária da linha protegida. A sua operação é instantânea. Esta unidade de Proteção [21] implantada segundo a Figura A. 12, não está definida para proteger toda a linha, evitando disparos indesejados por defeitos, quando existe trânsito de energia.

➤ Zona 1 (Z1)

Configuração da Zona 1 (Z1), obtido por (54) que corresponde a $Z_L \Leftrightarrow Z_{X-Y}$ que se obtêm:

$$Z1 = 0.80 * Z_{X-Y} = 1.9734 \angle 80.4458^\circ [\Omega] \quad (54)$$

➤ Zona 2 (Z2)

Está definido para uma cobertura cerca de 120%, isto é 100% da linha (XY) mais 20% para lá do barramento Y. O objeto principal da segunda zona é proporcionar a zona de extremidade da (Z1) proteção que está fora do alcance da primeira unidade. A configuração da segunda zona (Z2) é regulada de modo que a proteção opera o relê sobre efeitos de arco elétrico no final da linha. Para alcançar este objetivo, a unidade de proteção deve tomar precauções para além da extremidade da linha.

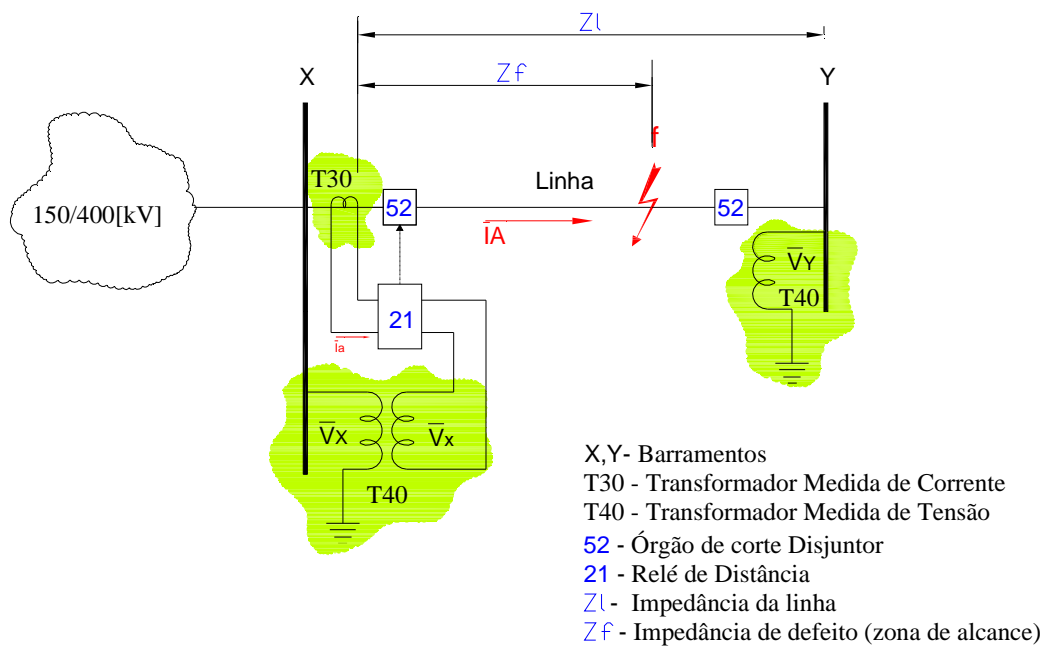


Figura A. 12-Esquema Simplificado de implantação do relé de distância (EP)

As configurações da Zona 2 (Z2), considerando o valor da impedância Z_{X-Y} , obtêm-se através de (55) recorrendo a (1), que resulta:

$$Z2 = Z_{X-Y} + 0.4 * (1 + K1) Z_{Y-Z} \quad (55)$$

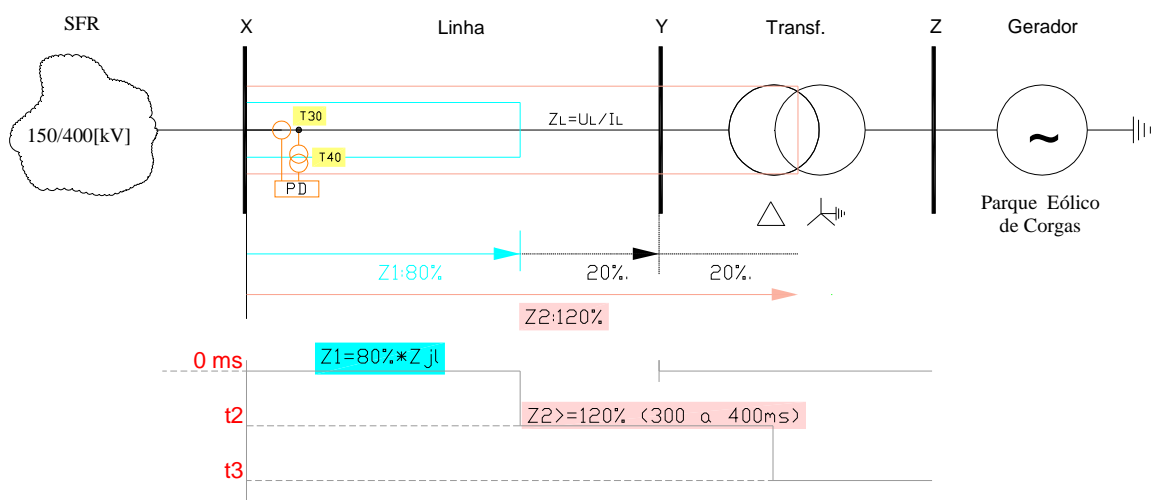


Figura A. 13-Zonas de cobertura da proteção na linha compreendida entre X e Y (EP)

A definir a constante $K1$, que representa as correntes que contribuí para o defeito tendo como referências o parque eólico com as seguintes características:

$$\begin{aligned}
 SP_E &= 130 \times 10^6 \text{ [VA]} \\
 VP_E &= 150 \times 10^3 \text{ [V]} \\
 IPe &= SP_E / Vcc * (\text{sqrt}(3)) = 500.37 \text{ [A]}
 \end{aligned}
 \tag{56}$$

Da mesma forma a Subestação da Falagueira (SFR) regista um valor de corrente que corresponde a:

$$IE = Vcc / ZL = 1.6753 * 10^3 \angle -80.4458 \text{ [kA]}
 \tag{57}$$

Obtenho $K1$, substituindo em (58) as expressões obtida em (57) e (58).

$$K1 = IPe / IE = 0.0082 \angle 80.4458^\circ
 \tag{58}$$

As configurações do relé, registam para a zona 1 (Z1) e zona 2 (2) os valores seguintes:

$$\begin{aligned}
 Z1 &= 1.9734 \angle 80.4458^\circ \text{ [\Omega]} \\
 Z2 &= 2.8700 \angle 78.9382^\circ \text{ [\Omega]}
 \end{aligned}$$

➤ Características resultantes

Os valores em ohms dos secundários são calculados usando a relação de transformação no primário TC (T30) e TT (T40) que correspondem as seguintes relações de transformação:

$$\begin{aligned} T30 &\Rightarrow R_{TC} = 1000 / 1 \\ T40 &\Rightarrow R_{TT} = 150000 / \sqrt{3} \end{aligned} \quad (59)$$

Das duas relações registadas em (60) obtêm-se a relação dos transformadores de medição que corresponde a:

$$R_{TC/TT} = \left(\frac{R_{TT}}{R_{TC}} \right) \quad (60)$$

Obtêm-se assim o valor da impedância a que o secundário de ambos os transformadores de medição TC (T30) e TT (T40) que permitirá ao relé de proteção obter para a $Z1_{SEC}$ o valor correspondente substituindo (60) obtêm-se:

$$Z1_{SEC} = Z_{PRIM} \times \left(\frac{R_{TT}}{R_{TC}} \right) = 0.0126 \angle 80.4458^\circ [\Omega] \quad (61)$$

Da mesma forma que para a Z2 através de (60) se obtêm:

$$Z2_{SEC} = Z_{PRIM} \times \left(\frac{R_{TT}}{R_{TC}} \right) = 0.0205 \angle 77.7353^\circ [\Omega] \quad (62)$$

O máximo ponto de carga é definido [26], através de Z_C , com a seguinte relação:

$$Z_C = V^2 / S_{MAX} \angle 30^\circ \quad (63)$$

Através da reprodução de (63), determina-se o valor da impedância de carga que o circuito primário admite, correspondente a:

$$Z_{CPRIM} = V_{PE}^2 / (S_{PE} * .5) = 346.1538 \angle 30^\circ [\Omega] \quad (64)$$

A imagem da impedância de carga do secundário Z_{CSEC} por substituição de (61) e (65) obtêm-se o valor:

$$Z_{CSEC} = Z_{CPRIM} \times (R_{TC/TT}) = 3.9970 \angle 30^\circ [\Omega] \quad (65)$$

Desta forma a determinação da característica do círculo *mho* [2], representado na Figura A. 14.

A impedância de carga Z do relé relacionada com a relação de transformação dos TC (T30) e TT (T40), que através de $\frac{Z_R}{2}$ representa o deslocamento da origem, $\angle \phi_R$ é o angulo do ponto de deslocamento.

Quando o deslocamento se efetua ao longo do eixo do X, o angulo é $\phi = 0^\circ$, em relação ao eixo do R, $Z=0$. Quando $\phi = 180^\circ$ $Z = Z_R$.

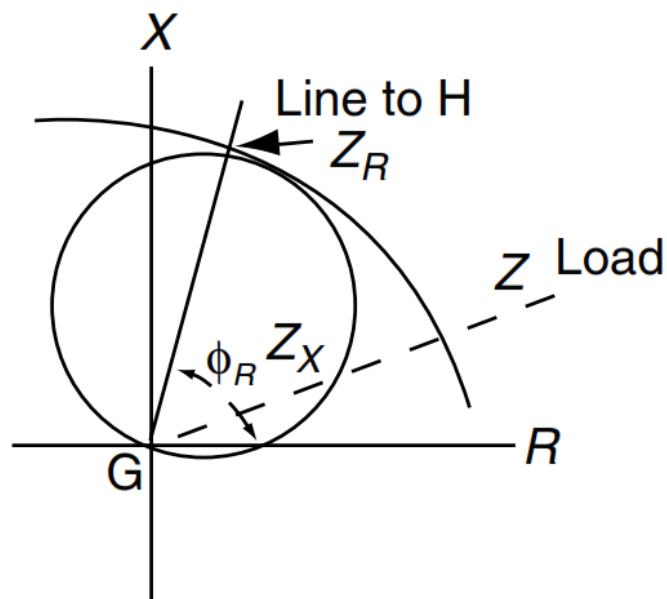


Figura A. 14- Características do relé de distância no diagrama de R-X mho

Com o círculo inclinado Figura A. 14, ϕ é o angulo ϕ_R de deslocamento. Os pontos de operação sobre a característica do relé mho são determinados através de:

$$Z = \left(\frac{Z_R}{2} \right) - \left(\frac{Z_R}{2 \angle \phi} \right) \quad (66)$$

A impedância do secundário da origem Z_X que corresponde a (66), passando qualquer ponto do círculo de Z_R com ângulo ϕ_X , e Z_R o alcance do relé com ângulo ϕ_R . Da impedância de carga $Z_{C_{SEC}}$, obtêm-se a impedância Z_R ao alcance do relé, que resulta a:

- Carga do secundário a 50%: $Z_{C_{prim}}$,

$$\begin{aligned} Z_{C_{SEC}} &= Z_X = 3.9970[\Omega] \\ Z_X &= Z_R \cdot \cos(\phi_R - \phi_X) \\ Z_R &= Z_X / \cos(\phi_R - \phi_X) = 3.5104[\Omega] \end{aligned} \quad (67)$$

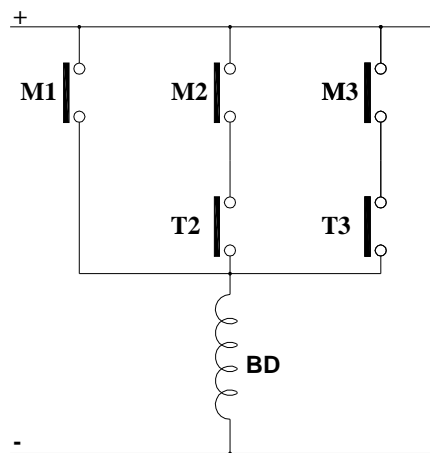
- **Carga máxima do secundário: $Z_{C_{primMax}}$,**

$$\begin{aligned} Z_{C_{SEC}} &= Z_X = 1.9985[\Omega] \\ Z_R &= Z_X / \cos(\phi_R - \phi_X) = 1.7552[\Omega] \end{aligned} \quad (68)$$

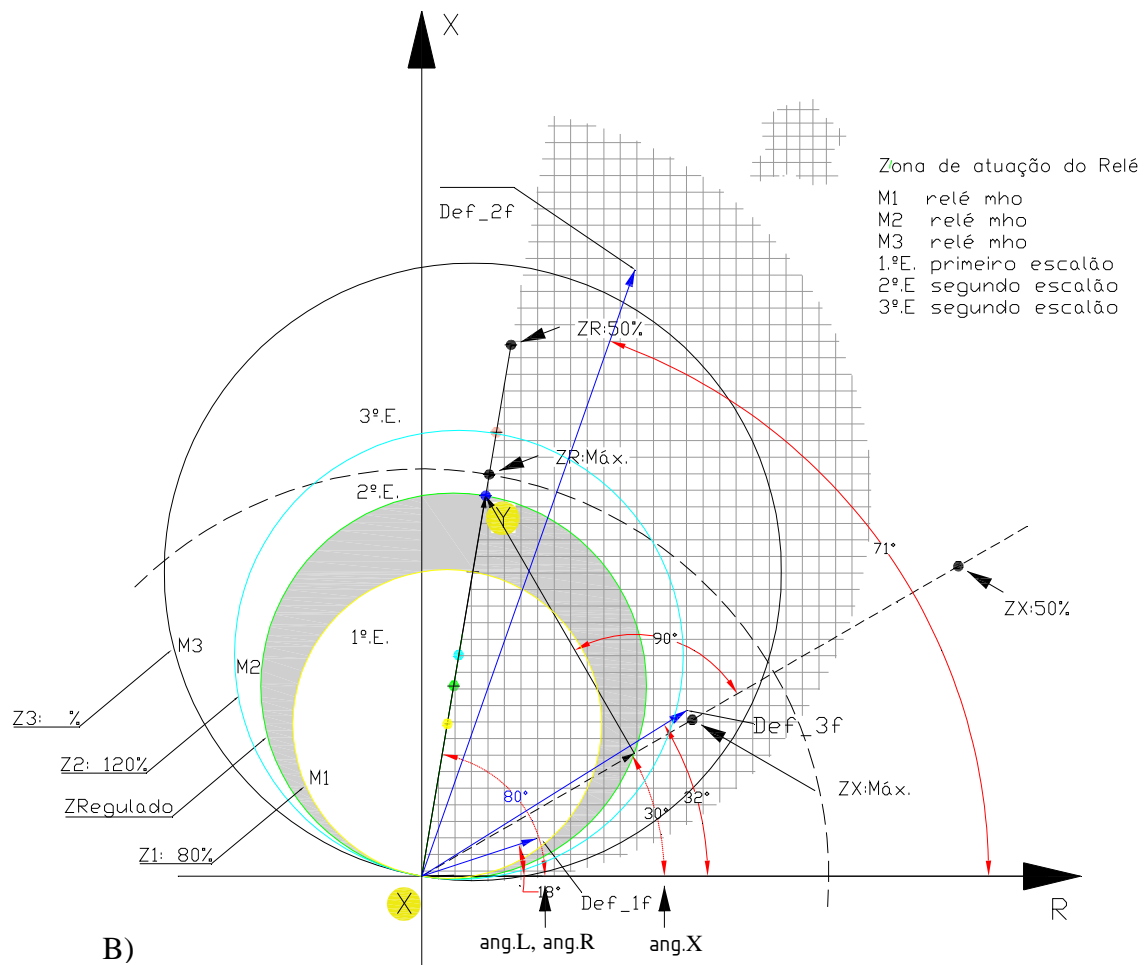
O máximo ponto de carga é definido por Z_R e Z_X com $\phi_X \Leftrightarrow 30^\circ$.

Representativa das zonas de alcance Z1 e Z2 a Ilustração A- 1, onde se verifica, que a Z2 ultrapassa a zona de regulação do relé, atuando portanto em Z1. O alcance definido para cada uma das zonas Z1 e Z2 é referenciada ao relé, desde o barramento X até ao barramento Y. A resposta do relé, compreende a impedância desde o local de implantação X até ao ponto de defeito **f**, circunscrito pelo alcance dependente do valor originado pelo defeito. As Impedâncias de linha são proporcionais aos comprimentos da linha, esta propriedade é usada para determinar a posição do defeito, a partir da localização do relé.

Relé MHO



A)



B)

Ilustração A- 1-A) Esquema unifilar correspondente ao relé Mho, B) Relé MHO plano RX representando as zonas de atuação Z1,Z2,Z3 resultante dos valores obtidos em Anexo A (EP)

No entanto, como se constatou esse valor é obtido conjugando correntes e tensões dos transformadores de medição. Constata-se que para o defeito fase-fase referido no ponto, a corrente de defeito I_{bc} é grande e a tensão de defeito V_{bc} é nula, não existindo impedância para a operação do relé. Os valores resultantes dos defeitos das componentes assimétricas constam na Tabela A 1.

A.6 - Zonas de atuação no Relé Mho

Para as características do relé estão definidas as zonas de atuação, que correspondem a valores que correspondem a percentagem do valor de $Z_{hl} = 0,0681 + 0,4046j$ que apresentam os valores definidos em (69)

$$\begin{aligned} Z1 &= 1.9734 \angle 80.4458^\circ [\Omega] \\ Z2 &= 2.8700 \angle 80^\circ [\Omega] \end{aligned} \quad (69)$$

➤ Três fases

Segundo os valores da impedância Z_{ff} das três fases em defeito serem iguais, e do valor regulado da linha Z_{reg} temos:

$$\begin{aligned} Z_{ff} &= Z_{bc} = 2 \angle 32^\circ [\Omega] \\ Z_{reg} &= 2,46 \angle 80^\circ [\Omega] \end{aligned} \quad (70)$$

Comparando os valores de (70) com os valores referidos em (71), O relé de proteção atua em Zona 2, e visível na Figura A. 15

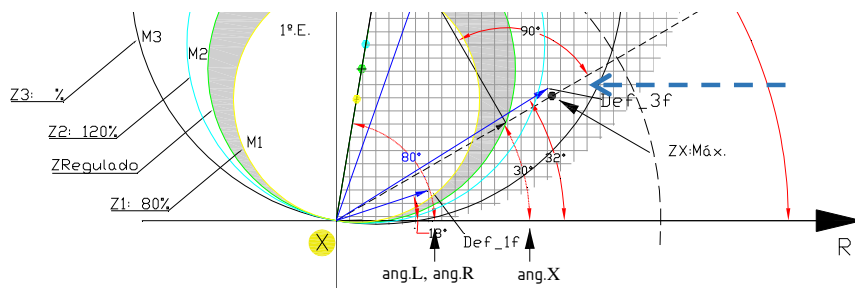


Figura A. 15-Relé de distância MHO Impedância de operação fase-fase-fase

Tabela A 1-Registro Defeitos das Componentes Assimétricas da linha

Zreg 2,4667 \angle 80.4458° [Ω]

Defeito	Zff [Ω]			φ	Δφ	Vff [Kv]			φ	Δφ	Iff [kA]		φ	Δφ
3f	Zab [Ω]	2		0,0		Vab [kV]	5,9		-31,6		Iab [kA]	1,7		-31,6
	Zbc [Ω]	2		0,0		Vbc [kV]	0,19		88,4		Ibc [kA]	3,4		88,4
	Zac [Ω]	2		0,0		Vac [kV]	6,14		28,4		Iac [kA]	1,77		28,4
2f	Zab [Ω]	46,89		130,6	↗	Vab [kV]	75		-30,0	↗	Iab [kA]	-0,0031		-93,8 ↘
	Zac [Ω]	59,28		70,6	↗	Vac [kV]	75		30,0	↗	Iac [kA]	-0,0031		86,1 ↘
	Zbc [Ω]	53,09		10,6	↗	Vbc [kV]	-2,91*10e-11		90,0	↗	Ibc [kA]	-0,00631		86,1 ↗
1f	Zah [Ω]	0,6414		1,8	↘	Vab [kV]	96,87		53,0	↘	Iab [kA]	1929		-4,6 ↗
	Zbh [Ω]	-3,18e-7		-119,0	↘	Vac [kV]	9,68e4		-53	↗	Iac [kA]	4,77		2,3 ↘
	Zch [Ω]	1,16e-6		3,3	↘	Vbc [kV]	-8,32e-11		-90	↗	Ibc [kA]	-0,69		106,0 ↗

Zona			
Z1=0.80*ZL		Z2=ZL+0.4*(1+K1)	
Z1	φ	Z2	φ
73,68	80,45	92,51	78,93

Defeito	Zab [Ω]	Zbc [Ω]	Zac [Ω]	Zab [Ω]	Zbc [Ω]	Zac [Ω]
3f	X	X	X			
2f	X	X				
1f	X (ZAh)					

Δφ	↗	variação (+) do angulo (2f - 1f)
	↘	variação (-) do angulo (2f - 1f)
	=	mantêm anterior

3f-defeito trifásico
 2f-defeito bifásico
 1f-defeito monofásico

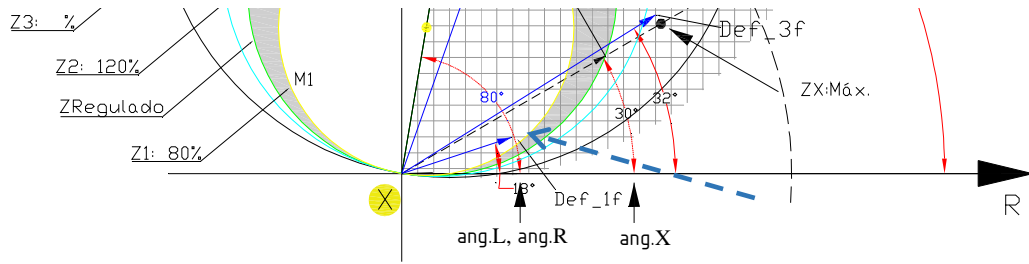
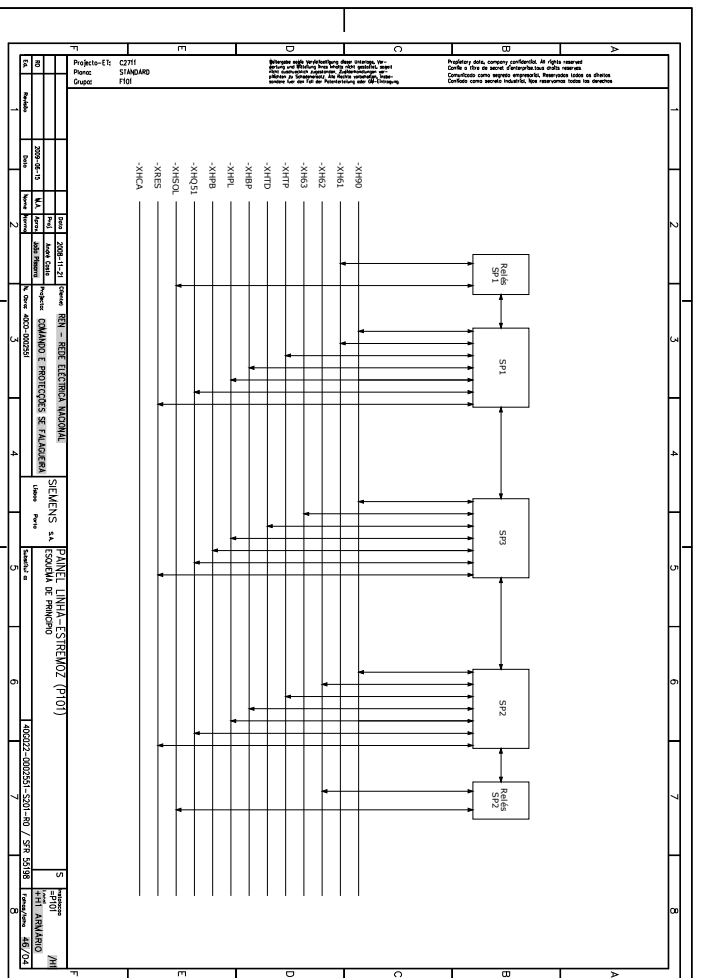


Figura A. 17-Relé de distância MHO da Impedância de operação fase-terra

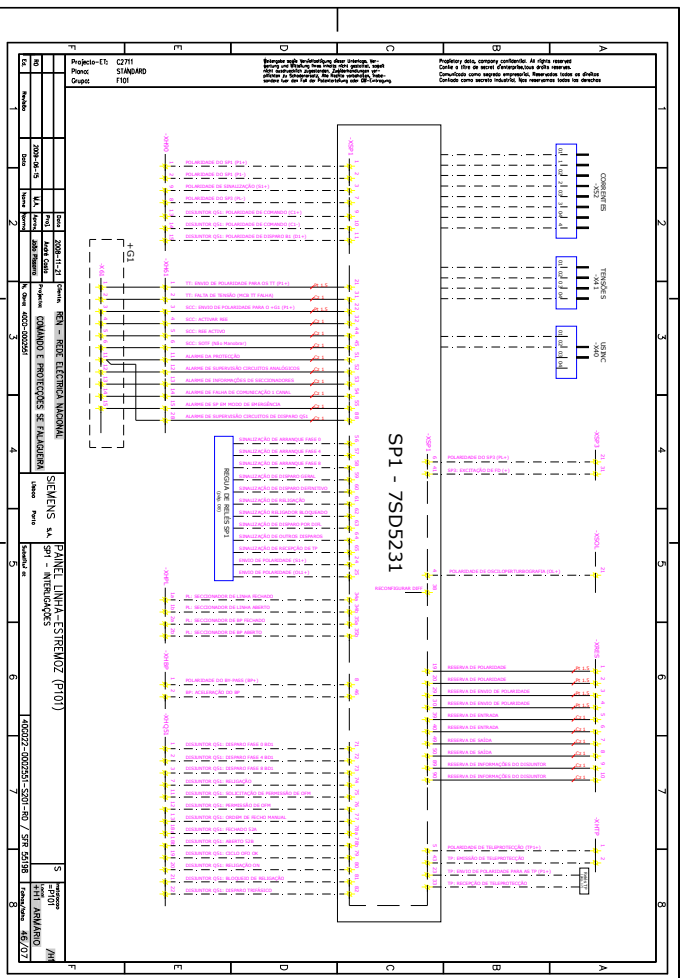
O registro de defeito numa fase ocorre na Zona 1 fora da zona de regulação (Zreg), não existindo atuação do relé

Anexos

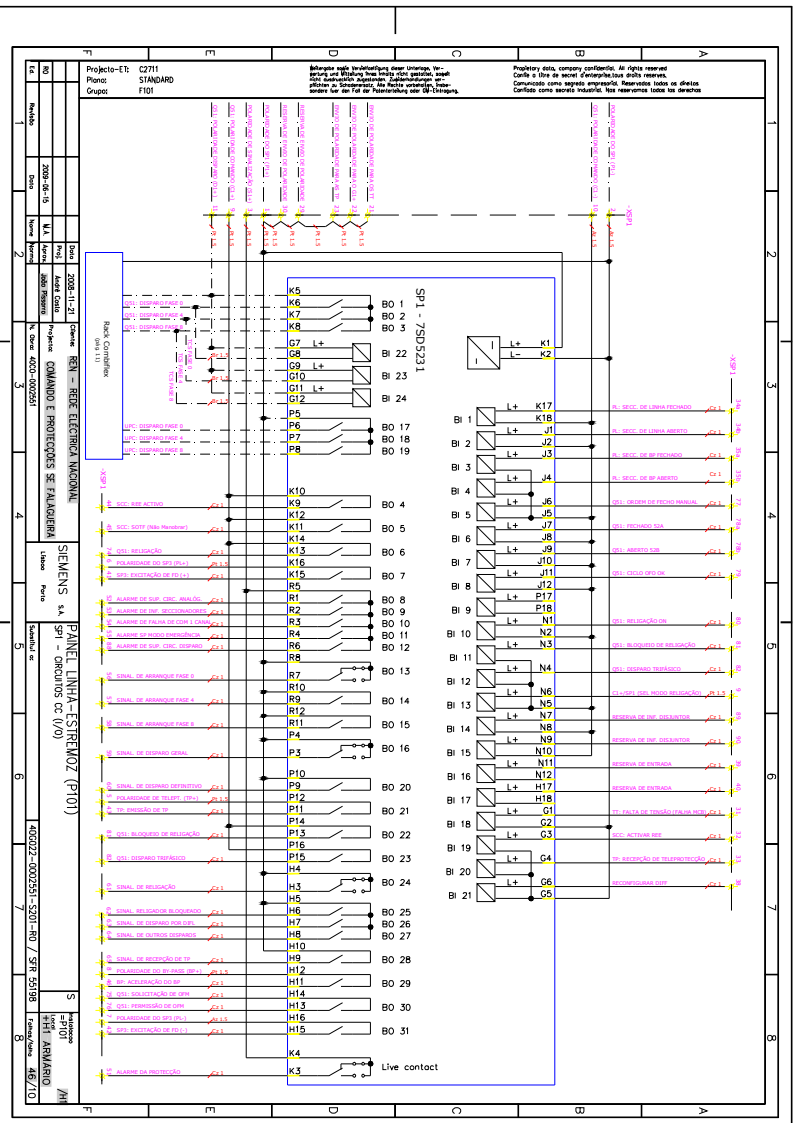
Anexo B - Painel de Linha Esquemas elétricos +H



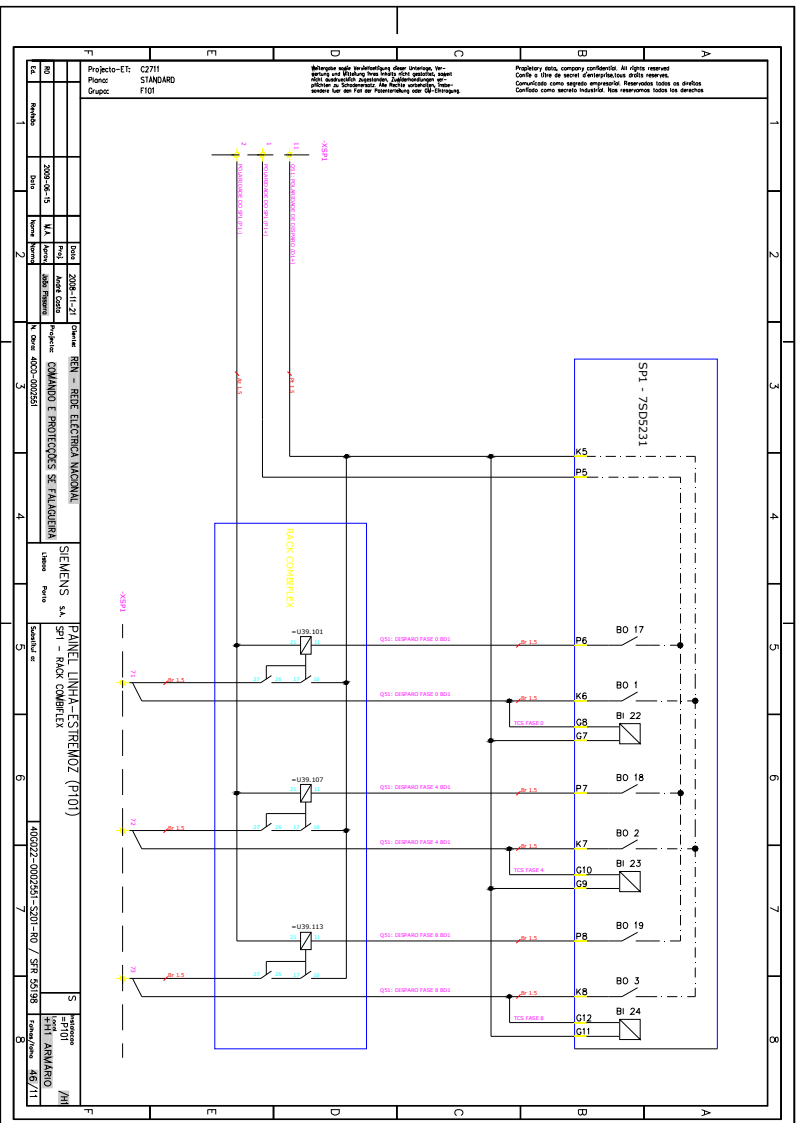
Anexo B - 1 - folha 4 - Painel de Linha 19 SP1 – Esquema de Princípio



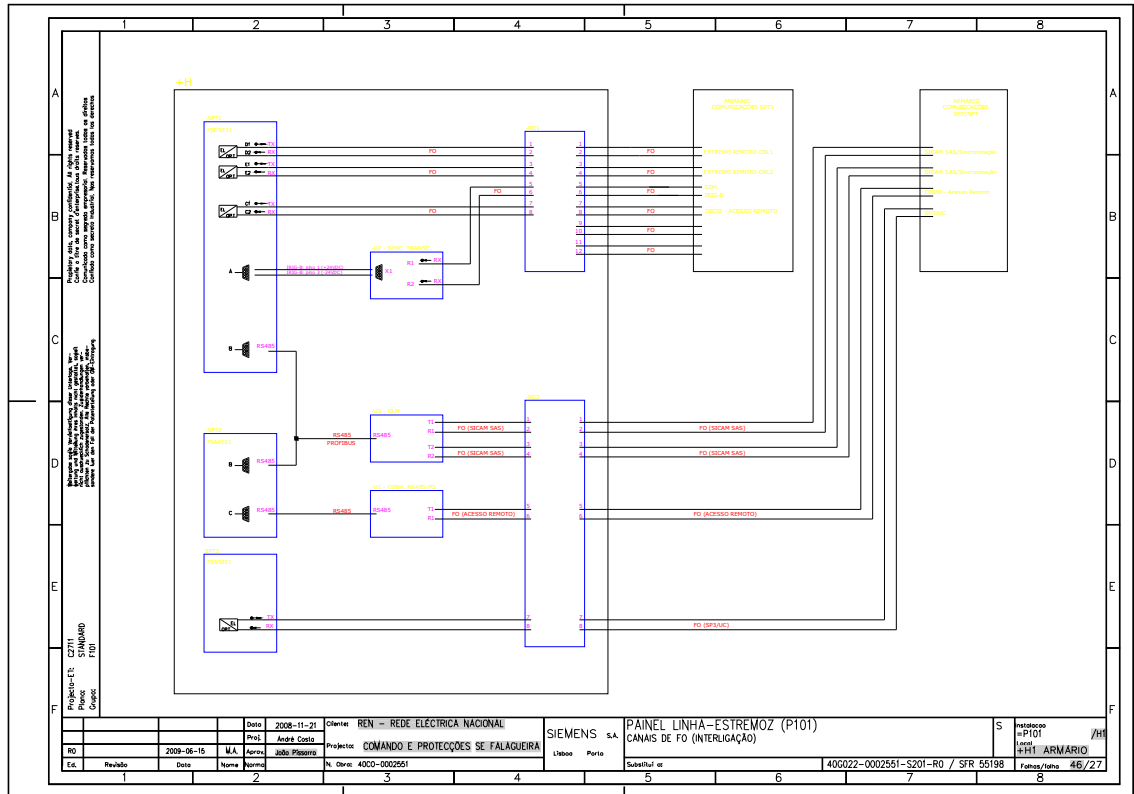
¹⁹ Esquemas +H, +G tomados como referência corresponderam ao Painel 105, no entanto os referidos neste anexo correspondem ao painel 101, mantendo a mesma filosofia e dentro da mesma topologia



Anexo B - 5 – folha - 10 - Painel de Linha - SP1 - Circuitos CC (I/O)

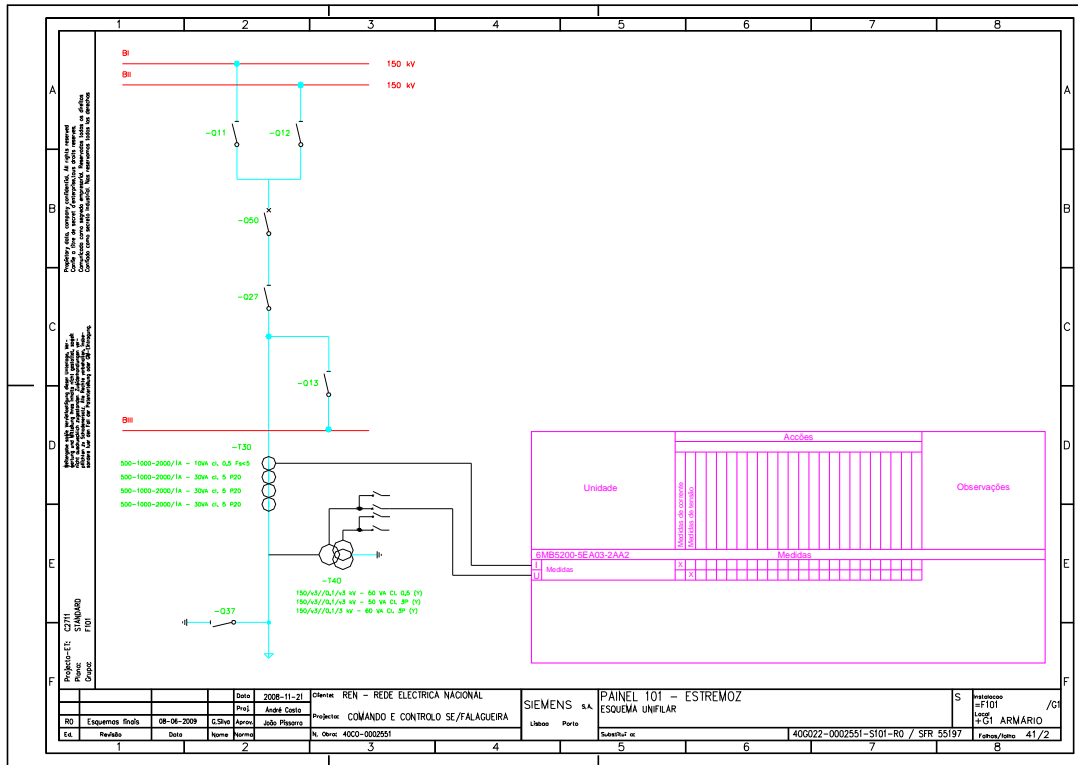


Anexo B - 6 - folha - 11 - Painel de Linha - SP1 - Rack Complex

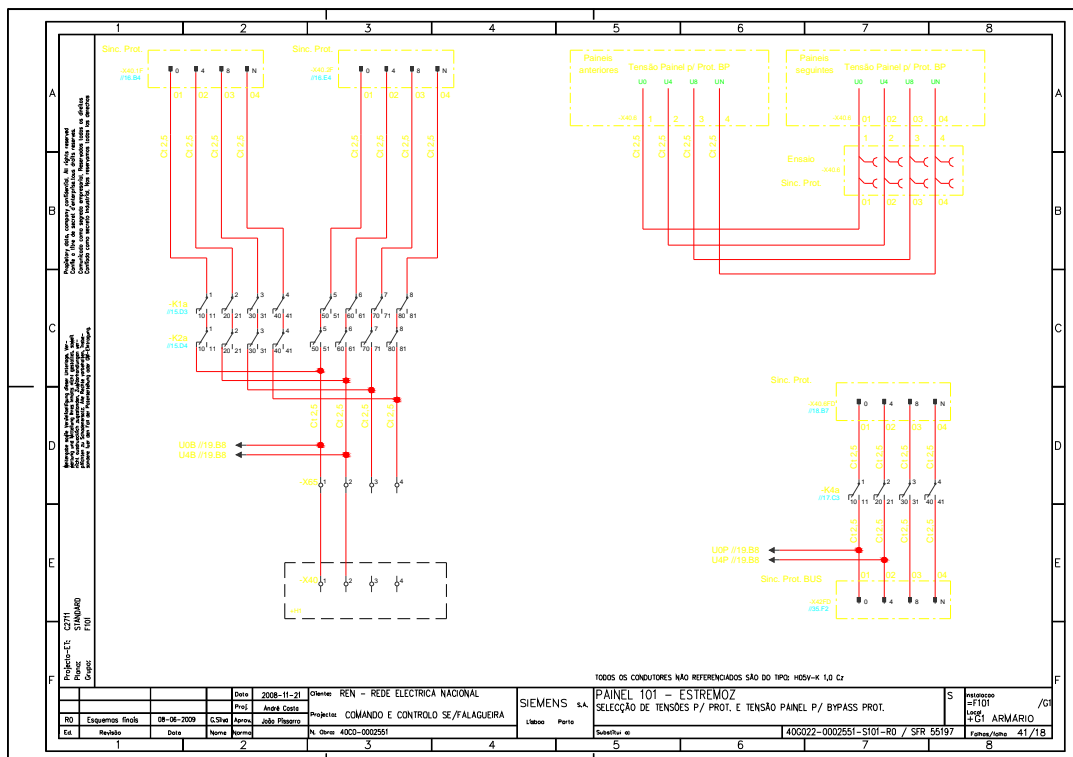


Anexo B – 13 - folha – 27- Painel de Linha - Rede de Comunicações

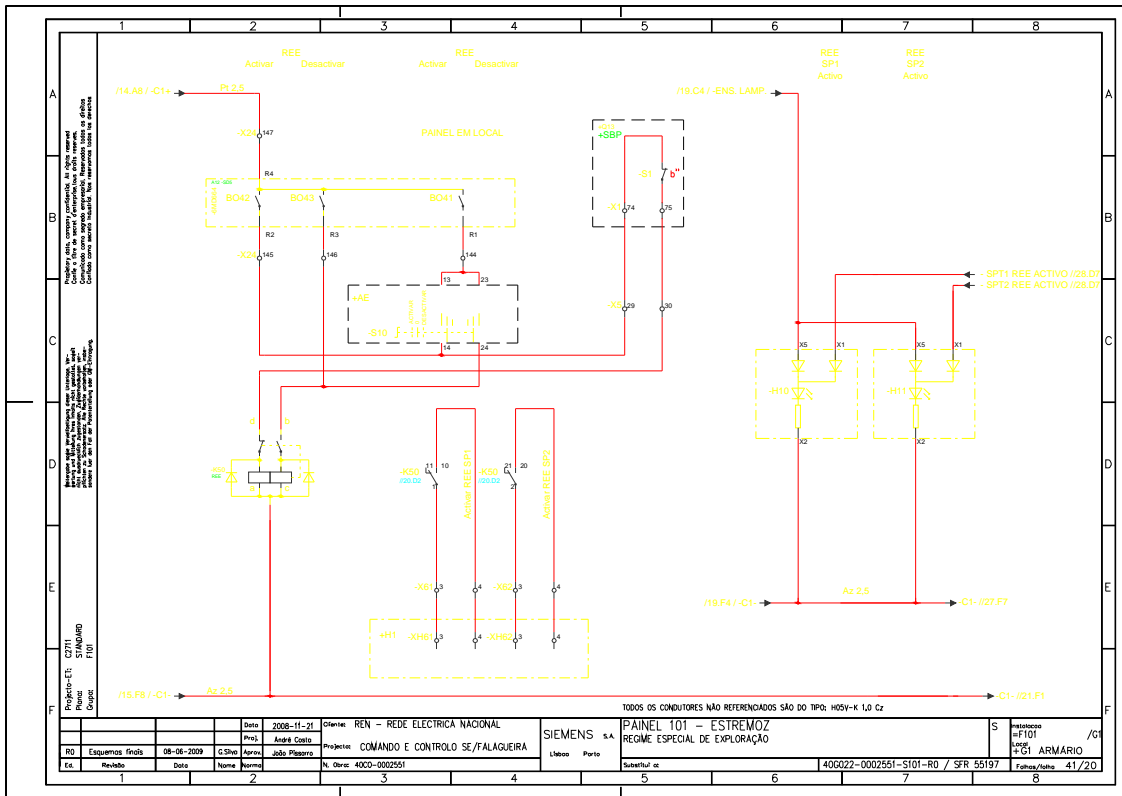
Anexo C- Painel de Linha Esquemas elétricos +G.



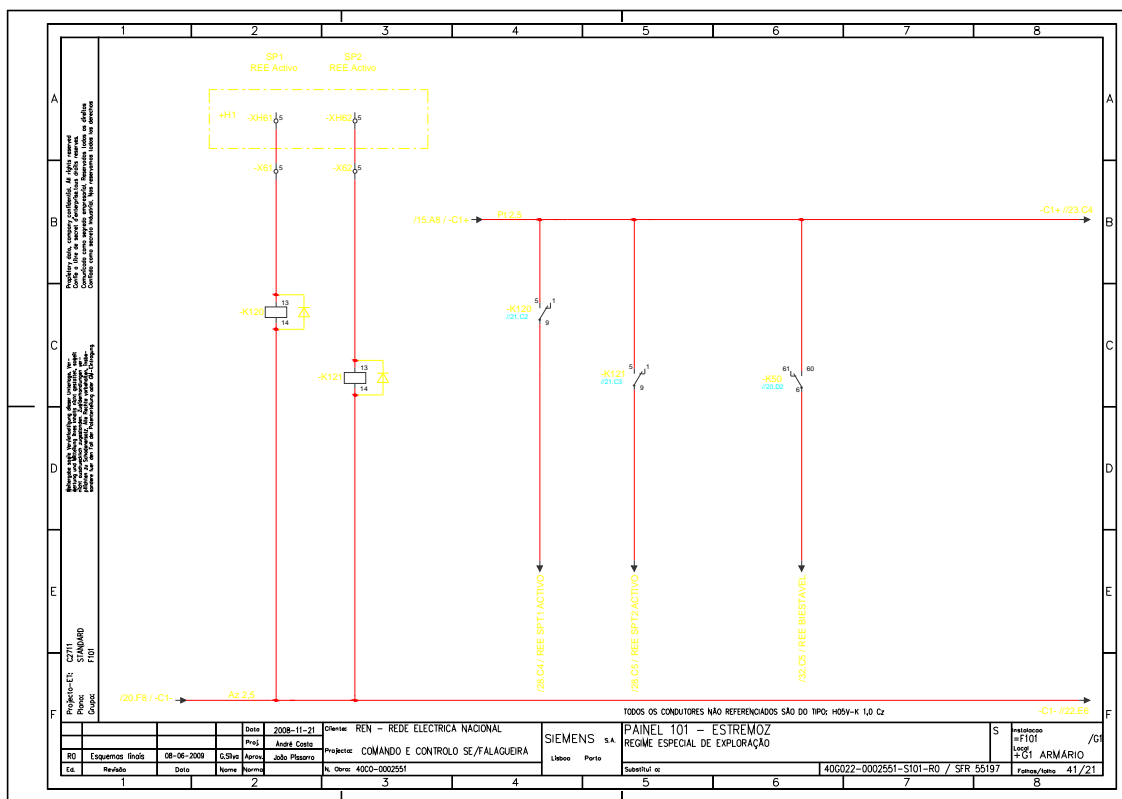
Anexo C – 1 - folha – 2- Painel de Linha - Esquema Unifilar



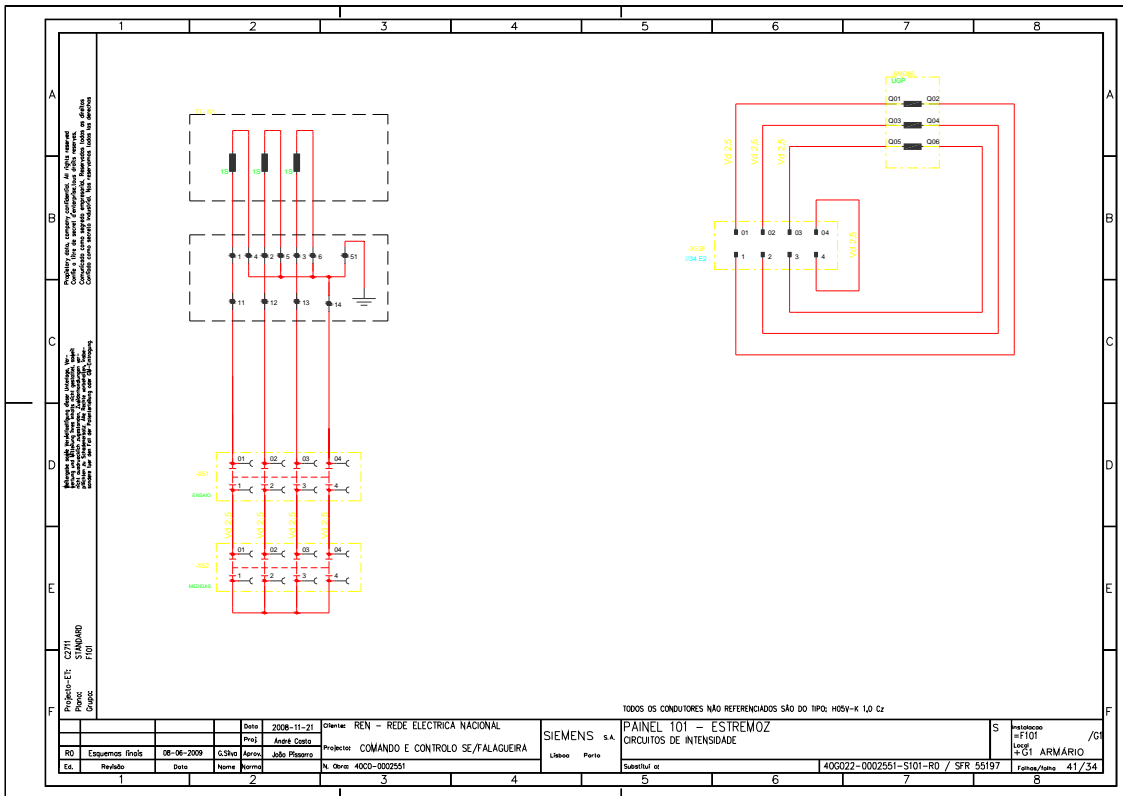
Anexo C – 2 - folha – 18- Painel de Linha - Seleção de Tensões Barras p/ proteções. e Tensão Painel p/ Bypass p/proteções.



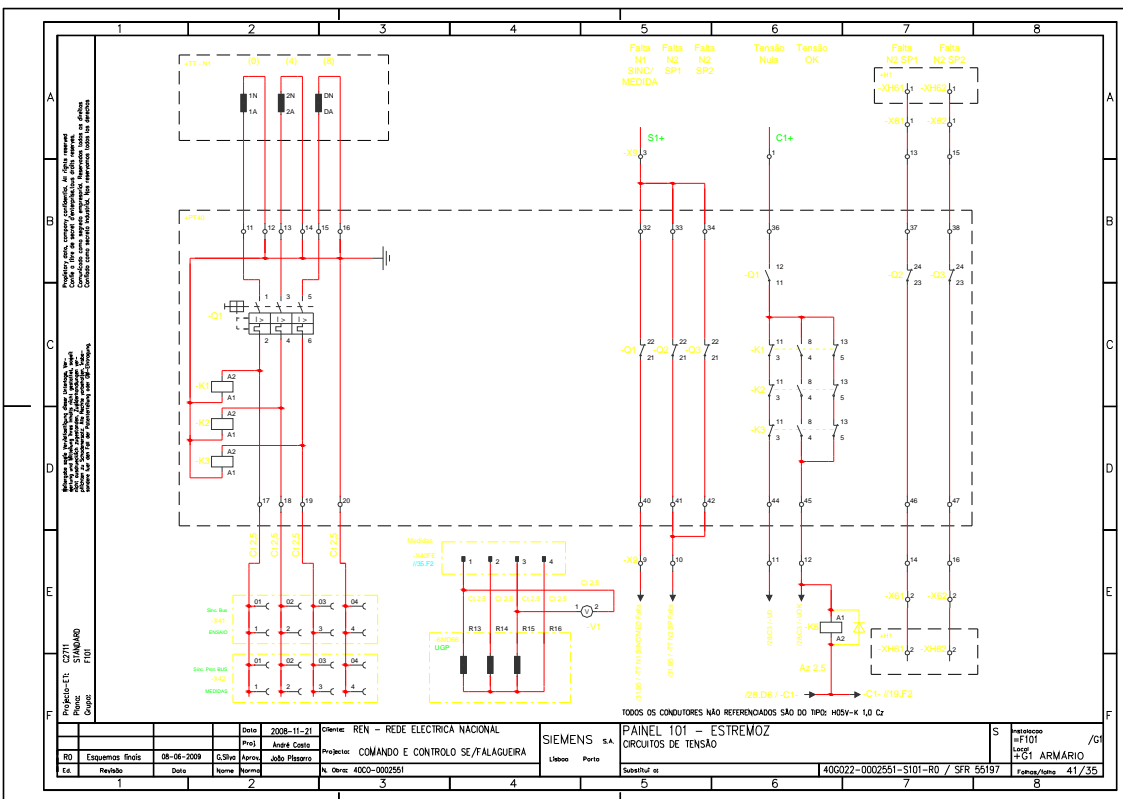
Anexo C – 3 - folha – 20 - Pannel de Linha - Regime Especial de Exploração



Anexo C – 4 - folha – 21- Pannel de Linha - Regime Especial de Exploração



Anexo C – 6 - folha – 34- Painel de Linha - Circuito de Correntes



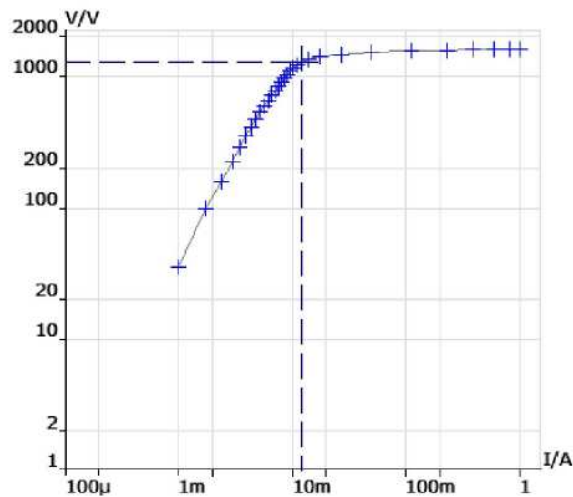
Anexo C – 7 - folha – 35 - Painel de Linha - Circuitos de Tensão

Anexo D – Teste Transformador de Corrente no PCPG

CTExcitation N4:

Card Type: CTExcitation
Date/Time: 04/26/2015 11:47:19
Overload: no
Assessment: n/a
V max: 2000.0 V
I max: 1.00000 A
Frequency: 50.00 Hz
Automatic: yes
Results:

V	I
1623.94 V	1.0164 A
1615.61 V	824.40 mA
1610.35 V	597.82 mA
1599.40 V	393.45 mA
1582.02 V	229.12 mA
1556.54 V	113.70 mA
1518.91 V	50.167 mA
1466.47 V	26.865 mA
1408.35 V	17.791 mA
1347.61 V	13.906 mA
1285.95 V	12.076 mA
1223.84 V	10.949 mA
1161.80 V	10.126 mA
1099.43 V	9.4840 mA
1037.03 V	8.9160 mA
974.57 V	8.4050 mA
912.02 V	7.9430 mA
849.54 V	7.5130 mA
786.94 V	7.0930 mA
724.36 V	6.6530 mA
661.79 V	6.1880 mA
599.09 V	5.7200 mA
536.49 V	5.2720 mA
473.80 V	4.8320 mA
411.13 V	4.3960 mA
348.52 V	3.9460 mA
285.91 V	3.4750 mA
223.32 V	2.9640 mA
160.67 V	2.3980 mA
98.10 V	1.7560 mA
35.46 V	1.0000 mA



Kneepoint calculation: IEC/BS
V knee: 1281.45 V
I knee: 11.993 mA
Noise suppression: disabled

CTBurden N4:

Card Type: CTBurden
Date/Time: 04/26/2015 13:34:34
Overload: no
Assessment: n/a
Nominal values:
I sec.: 1.000 A
Frequency: 50.00 Hz
I test: 1.000 A
Automatic: yes
Results:
I sec.: 0.99792 A 0.00 °
V sec.: 680.28 mV 2.28 °
Burden: 682 mVA
cos φ: 0.999

CTBurden N5:

Card Type: CTBurden
Date/Time: 04/26/2015 13:34:45
Overload: no

Anexo J
PRODUTORES EM REGIME ESPECIAL
 AGREGADO POR SUBESTAÇÃO
 Situação em 31 Dez 2008

Subestação	Potência Instalada [MVA]					Total
	Eólico	Hídrico	Ondas	Térmica	Fotovoltaicos	
Alqueva		11.2			35,0	46.2
Alto de Mira	36.4			1.8		38.2
Batalha	67.5			12.9		80.3
Bodiosa	190.6	40.4		5.1		236.3
Canélas	4.8	4.4		4.4		13.7
Carrapatejo	80.9	9.3				90.2
Carregado	18.9			9.3		28.2
Carriço				6.9		6.9
Carvoeira	119.5			14.4		134.0
Castelo Branco	16.0			5.2		21.2
Chafariz	77.7	24.3		0.3		102.3
Chaves	39.8	29.9				69.7
Corgas *	154.8					154.8
Custóias				101.6		101.6
Ermesinde		4.5		3.6		8.1
Estarreja	82.3	11.2		51.5	0,0	145.1
Evora				9.4	0,1	9.5
Falagueira	41.6	8.6		41.2		91.4
Fanhões	79.9			132.6		212.5
Fernão Ferro				10.8		10.8
Ferreira do Alentejo		3.7			15,8	19.5
Ferro	44.1	19.8				63.9
Gardunha *	122.6					122.6
Guimarães		2.3		32.4		34.8
Lavos				254.3		254.3
Mendoiro *	238.7					238.7
Mogadouro	4.3				0,1	4.4
Mogoforés				2.8	0,0	2.8
Mourisca	34.4	10.2		60.2		104.7
Oleiros	20.4	9.6		28.8	0,0	58.8
Pampilhosa da Serra *	118.8					118.8
Pedralva	0.0					0.0
Penamacor *	101.7					101.7
Penela	93.5					93.5
Pereiros	126.7	13.0		15.2	0,0	154.9
Petrogal sines *				80.0		80.0
Pocinho	10.4	37.8		0.2		48.5
Pombal	4.3			16.5		20.8
Portimão	36.3	0.7		0.9	0,0	38.0
Porto Alto				20.5		20.5
Pracana	4.9					4.9
Recarei		1.7		4.4		6.1
Riba de Ave	70.0	59.4		167.2		296.7
Rio Maior	171.6			0.1		171.8
Ruiáveis	14.5			4.7		19.2
Sacavém				34.7		34.7
Santarém				7.1		7.1
Sete Rios				1.8		1.8
Sezúbal				102.4		102.4
Sines	20.3	1.6		115.6		137.5
Sines Cogeração *				122.8		122.8
Terras Altas de Fafe *	114.0					114.0
Torrão	128.0			1.0		129.0
Trafaria				12.2		12.2
Trajouce				8.8	0,0	8.8
Touco *	12.6					12.6
Tunes	21.5	0.6			0,0	22.1
Valdigem	276.5	63.4		5.9		345.8
Vermoim		0.8		85.6	0,0	86.4
Vila Chã	44.5	27.0		104.5		176.0
Vila Fria	78.8	16.3	4.2	83.8		183.0
Vila Pouca de Aguiar	2.2			69.4	0,4	101.3
Zêzere	18.7	12.9				31.6
Outros				15.2		15.2
TOTAL	2945.2	424.7	4.2	1869.9	51.5	5295.5

* - Instalação de Produtor

Caracterização da RNT para Efeitos de Acesso à Rede em 31 de Dezembro de 2008

J - 1/1

Anexo E- 2 - Caracterização da RNT, produção Parque eólico de Corgas