



Universidade Federal
do Rio de Janeiro
Escola Politécnica

MODERNIZAÇÃO DA PROTEÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA

Alan Ribeiro Gomes Goes

Projeto de Graduação apresentado ao curso de Engenharia Elétrica da Escola Politécnica, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção de grau de Engenheiro Eletricista.

Orientador: Sebastião Ércules Melo de Oliveira,
D.Sc.

Rio de Janeiro

Abril de 2013

MODERNIZAÇÃO DA PROTEÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA

Alan Ribeiro Gomes Goes

PROJETO SUBMETIDO AO CORPO DOCENTE DO DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA DA ESCOLA POLITÉCNICA DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO, COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE ENGENHEIRO ELETRICISTA.

Professor Sebastião Ércules Melo de Oliveira, D.Sc.
(Orientador).

Professor Sergio Sami Hazan, Ph.D.

Eng. Luiz Felipe de Oliveira Soares.
(Co-Orientador).

RIO DE JANEIRO, RJ, BRASIL

ABRIL DE 2013

Goes, Alan Ribeiro Gomes

Modernização da Proteção de Sistemas Elétricos
de Potência / Rio de Janeiro: UFRJ / Escola Politécnica/
Departamento de Engenharia Elétrica, 2013.

VIII, 65 p.: il. 29,7 cm.

Orientador: Sebastião Ércules Melo de Oliveira,
D.Sc.

Projeto de Graduação – UFRJ / Escola
Politécnica / Departamento de Engenharia Elétrica, 2013.

Referências Bibliográficas: p. 64-65

1. Sistemas Elétricos de Potência. 2. Relés de
Proteção. 3. Proteção Digital 4. IEDs.

I. Oliveira, Sebastião Ércules Melo. II. Universidade
Federal do Rio de Janeiro. III. Escola Politécnica. IV.
Departamento de Engenharia Elétrica. V. Modernização da
Proteção de Sistemas Elétricos de Potência

Agradecimentos

Agradeço a meus pais Fernando e Rose por sempre me apoiarem durante minha vida e acreditarem na minha educação.

Agradeço a minha irmã Fernanda que sempre esteve a meu lado.

Agradeço a minha namorada Fernanda, que me incentivou durante toda a faculdade.

Agradeço ao meu amigo e co-orientador Luiz Felipe por ter me ajudado durante todo esse trabalho.

Agradeço aos Professores da UFRJ principalmente a Prof. Sebastião de Oliveira pela orientação.

Agradeço a Telvent, e principalmente ao seu departamento de engenharia, que sempre foram compreensivos durante minha formação acadêmica.

Agradeço aos meus amigos que me mostraram que a faculdade pode ser divertida.

“Não existe um caminho para a felicidade. A felicidade é o caminho.”

Mahatma Gandhi

Resumo do Projeto de Graduação apresentado à Escola Politécnica/ UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Engenheiro Eletricista.

MODERNIZAÇÃO DA PROTEÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA

Alan Ribeiro Gomes Goes

Abril / 2013

Orientador: Sebastião Ércules Melo de Oliveira

Curso: Engenharia Elétrica

Esse trabalho objetiva apresentar os benefícios da modernização de um sistema de proteção. Para isso, inicialmente é apresentado o funcionamento básico de um sistema de proteção, suas características e é descrito o desenvolvimento histórico do relé de proteção, desde os relés eletromecânicos até os modernos relés digitais. Novas tecnologias e tendências em sistemas de proteção são apresentadas assim como casos reais de projetos *retrofit* onde essas tecnologias foram aplicadas.

Palavras-chave: 1. Sistemas Elétricos de Potência. 2. Relés de Proteção. 3. Proteção Digital 4. IEDs.

Abstract of Undergraduate Project presented to POLI/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Engineer.

MODERNIZATION OF ELECTRIC POWER SYSTEMS PROTECTION

Alan Ribeiro Gomes Goes

April / 2013

Advisor: Sebastião Ércules Melo de Oliveira

Course: Electrical Engineering

This work aims to present the benefits of the modernization of a protect system. For this, initially it is shown the operation of a basic protect system, its features and is described the historical development of the protection relay, since the electromechanical units until the moderns digital relay. The new technologies and trends in protection systems are presented as well as real cases of retrofit project where these technologies were applied.

Keywords: 1. Electrical Power Systems. 2. Protection Relays. 3. Digital Protection 4. IEDs.

Sumário

1. Introdução.....	1
1.1. Objetivo	1
1.2. Estrutura do Trabalho	2
2. Proteção Digital de Sistemas Elétricos de Potência	3
2.1. Introdução	3
2.1.1. Disjuntor	4
2.1.2. Transformador de Corrente	7
2.1.3. Transformador de Potencial.....	10
2.2. Filosofias de Proteção	13
2.2.1. Proteção de Linhas de Transmissão.....	13
2.2.2. Proteção de Transformadores	14
2.2.3. Proteção de Geradores e Reatores	14
2.2.4. Proteção de Barramento.....	14
2.3. Funções de um Sistema de Proteção	14
2.3.1. Características de um sistema de proteção	15
2.3.2. Zonas de Proteção	16
2.4. Controle e Supervisão	17
3. Relés de proteção.....	20
3.1. Desenvolvimento Histórico	20
3.1.1. Relé eletromecânico	20
3.1.2. Relés Estáticos.....	21
3.1.3. Relés Digitais.....	22
3.2. A Classificação dos Relés	25
3.2.1. Relés de sobrecorrente (50)	25
3.2.2. Relés Direcionais (67)	27
3.2.3. Relés de Distância (21)	27
3.2.4. Relés Diferenciais (87)	31
3.2.5. Relés com mídia de comunicação	32

4.	Novas Tecnologias e Tendências	33
4.1.	Sistemas de comunicação em sistemas elétricos de potência	33
4.1.1.	Comunicação entre subestações.....	33
4.1.2.	Comunicação dentro da subestação.....	37
4.1.3.	Comunicação entre a subestação e uma rede externa	39
4.1.4.	Redes Intranet	39
4.1.5.	Norma IEC61850.....	39
4.2.	Medição sincronizada de fasores.....	40
4.3.	IED`S (Intelligent Eletronic Devices)	42
4.4.	Proteção adaptativa	44
5.	Modernização da proteção	46
5.1.	Proteções eletromecânicas e microprocessadas.....	46
5.2.	Comparando relés eletromecânicos e microprocessados.....	52
5.3.	Caso 1 Metrô Rio.....	53
5.4.	Caso 2 COPEL	59
6.	Conclusões e Trabalhos Futuros	68
6.1.	Conclusão	68
6.2.	Trabalhos Futuros.....	69
7.	Referências Bibliográficas	70

1. Introdução

A energia elétrica é importante para o desenvolvimento de qualquer país. Desta forma seu consumo está relacionado ao crescimento econômico. O crescente consumo de eletricidade é uma realidade que pode ser observada principalmente nos países em desenvolvimento, como o Brasil.

Diante desse contexto, são necessários investimentos na infraestrutura do sistema elétrico para sustentar o crescimento da atividade econômica. Assim, novas usinas de geração de energia elétrica e linhas de transmissão são construídas, o que demanda a implantação de sistemas de proteção eficientes para garantir a continuidade e a qualidade do sistema elétrico e segurança dos equipamentos que o compõe.

Diante da necessidade de sistemas de proteção mais eficientes para garantir a continuidade do fornecimento de energia, o estudo dos relés de proteção, principal componente desses sistemas, apresenta relevância de ordem prática. Dessa forma, a análise dos equipamentos disponíveis atualmente, das suas principais características, funções e aplicações, pode ser útil para profissionais e estudantes interessados no assunto.

Com a evolução da tecnologia que se verificou nas últimas décadas, os equipamentos de proteção se modernizaram, trazendo benefícios como a integração de funções de proteção, controle e monitoração de subestações em dispositivos inteligentes.

Diante desses benefícios da modernização, as empresas estão crescentemente implantando projetos de *retrofit* com o objetivo de otimizar seus sistemas de proteção, controle e supervisão. Por isso, a análise de casos reais em que tais projetos se deram tem utilidade prática para estudantes e profissionais interessados na modernização de tais sistemas.

1.1. Objetivo

Esse trabalho tem como principal objetivo mostrar os benefícios da modernização de um sistema de proteção. Para atingir esse objetivo, serão analisados: o desenvolvimento histórico do principal componente desse sistema de proteção, o relé; as funções básicas da proteção, que são aplicadas de forma similar tanto nos relés mais antigos, os eletromecânicos, como nos mais modernos, os

digitais; as novas tecnologias e tendências em sistemas de proteção e a aplicação de tais tecnologias em casos reais de projetos *retrofit*.

1.2. Estrutura do Trabalho

O trabalho foi estruturado em 7 capítulos, sendo o primeiro referente a introdução ao tema, apresentação dos objetivos e da estrutura do trabalho.

O capítulo 2 apresenta uma breve introdução sobre proteção digital de sistemas elétricos de potência, explicando o funcionamento dos disjuntores e transformadores de corrente e potencial. Esse capítulo mostra também as funções de um sistema de proteção e suas principais filosofias.

O terceiro capítulo, a partir da descrição do histórico dos relés de proteção, ilustra como esse equipamento evoluiu, mostrando desde os primeiros relés Eletromecânicos, passando pelos relés estáticos e descrevendo por último os atuais relés digitais. Também é apresentada nesse capítulo a classificação dos relés e suas principais funções de proteção.

As novas tecnologias e tendências são apresentadas no capítulo 4, onde são apresentados os modernos esquemas de redes de comunicação, a medição sincronizada de fasores através de PMU (*Phasor Measurement Units*) e os novos dispositivos inteligentes capazes de agrupar inúmeras funções.

No capítulo 5 são apresentados os benefícios esperados pela modernização de uma subestação através de casos reais de *retrofit* nos quais são comparados os relés eletromecânicos e microprocessados.

O último capítulo apresenta as conclusões sobre o trabalho e propostas de trabalhos futuros.

2. Proteção Digital de Sistemas Elétricos de Potência

2.1. Introdução

A proteção de sistemas elétricos de potencia tem dois principais objetivos: fornecer energia com o mínimo de interrupções e garantir segurança dos equipamentos e instalações. Por isso, um sistema de proteção deve garantir o processamento correto de um possível defeito ou falta (termo usado para designar um afastamento acidental das condições normais de operação) bem como rapidez na resposta, iniciando ações corretivas para retornar o mais rápido possível para uma condição normal de operação.

Um defeito sempre modifica os valores de corrente e tensão. Portanto, as grandezas vistas pelo sistema devem ser, obrigatoriamente, ligadas a alterações nas correntes ou tensões, seja em módulo ou ângulo.

Um sistema básico consiste em um disjuntor, transformadores de corrente (TC), transformadores de potencial (TP), relés auxiliares e o relés de proteção. Esses equipamentos serão apresentados a seguir, exceto o relé de proteção que será apresentado com maiores detalhes no capítulo 3. A Figura 1 mostra um sistema de proteção simples.

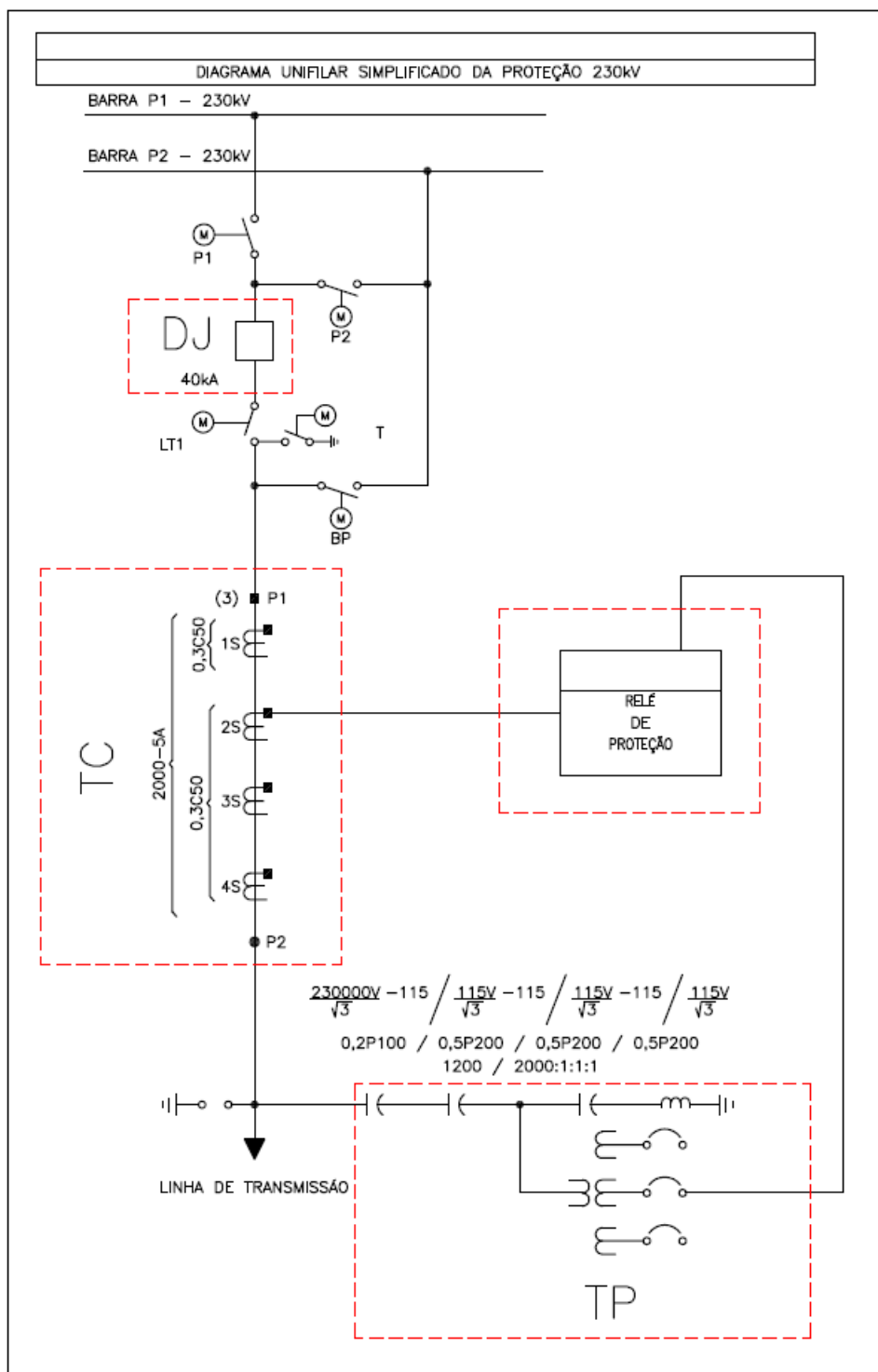


Figura 1. Unifilar de um sistema de proteção simples.

2.1.1. Disjuntor

O disjuntor tem como principal função isolar o circuito sob falta, geralmente interrompendo a corrente quando esta atinge um valor próximo de zero por ocasião do processo de extinção. A atuação ocorre quando sua bobina é energizada por uma

fonte independente do sistema faltoso. Essa fonte é ligada através de contatos de relés auxiliares que por sua vez são acionados pelo relé de proteção.

Um esquemático de um disjuntor de grande porte apresenta diversos componentes e dispositivos, sendo inviável a apresentação de um esquema completo neste trabalho. Sendo assim, na Figura 2 é apresentado o esquema do circuito de abertura de um disjuntor, onde é possível observar o circuito de abertura pela proteção, como descrito anteriormente e o circuito de abertura local (botoeira) e remota (através do sistema de controle remoto da subestação).

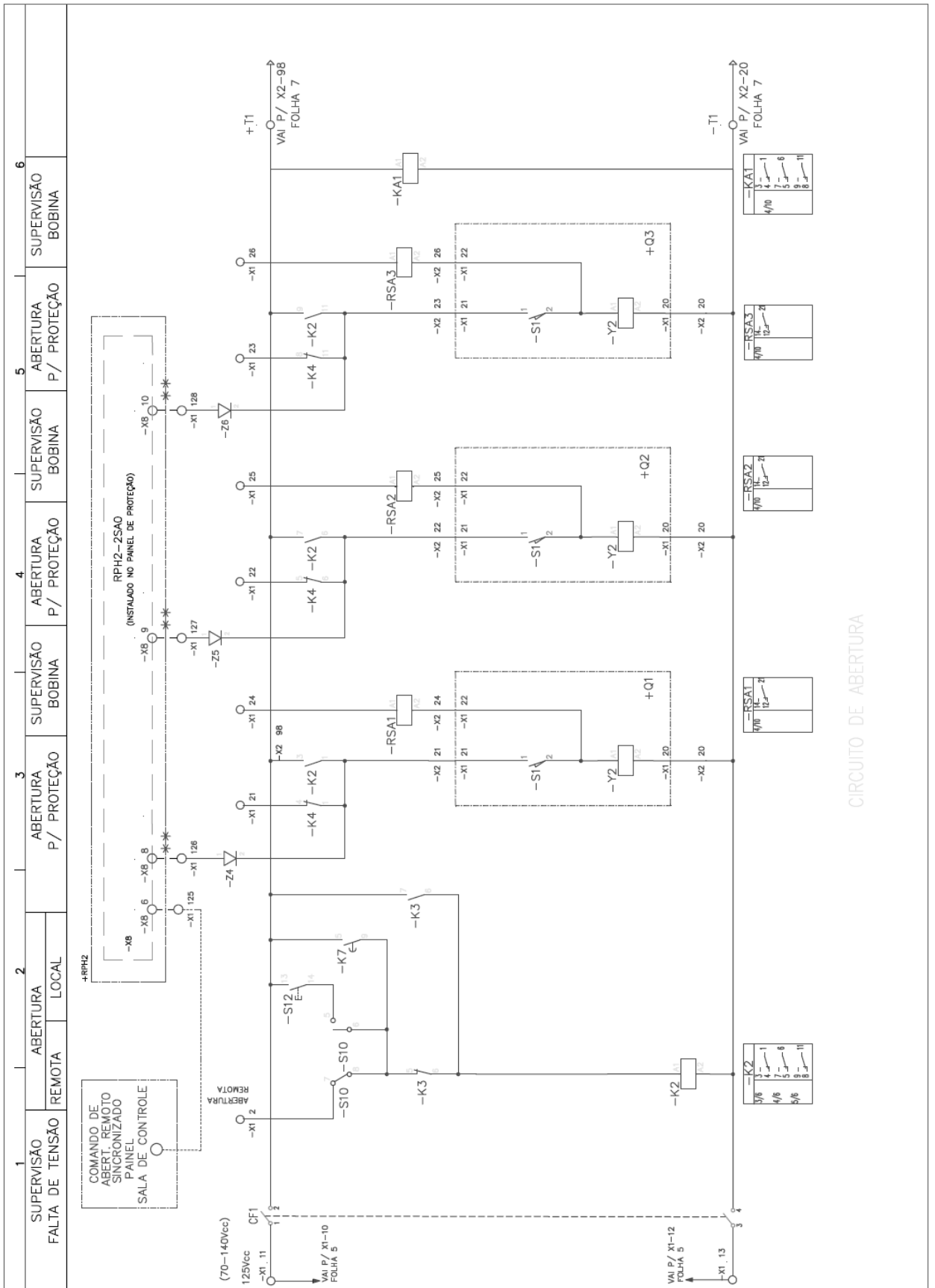


Figura 2. 13-Circuito de Abertura Disjuntor

2.1.2. Transformador de Corrente

Numa linha de transmissão, os valores de tensão e corrente são normalmente elevados. Logo os equipamentos de proteção, controle e medição, necessitam do auxílio de TC's e TP's para reduzir esses valores.

O TC é um transformador destinado a gerar em seu secundário, uma corrente proporcional à do primário, com o mesmo ângulo, porém com valores menores, adequados aos equipamentos de proteção, controle e medição.

Segundo KINDERMANN [1], o transformador de corrente tem basicamente três finalidades, que são:

- isolar os instrumentos de medição, controle e relés do circuito de Alta Tensão;
- fornecer no seu secundário uma corrente proporcional à do primário;
- fornecer no secundário uma corrente de amplitude adequada para ser usada pelos medidores e pelos relés.

O TC fornece geralmente uma corrente nominal de 5A, como resultado da padronização dos equipamentos de proteção, controle e medição. Um TC de múltiplos enrolamentos possui várias relações de transformações, conforme pode ser visto no quadro da Figura 3 que mostra, além desse quadro, uma ligação típica de um TC em uma linha de transmissão.

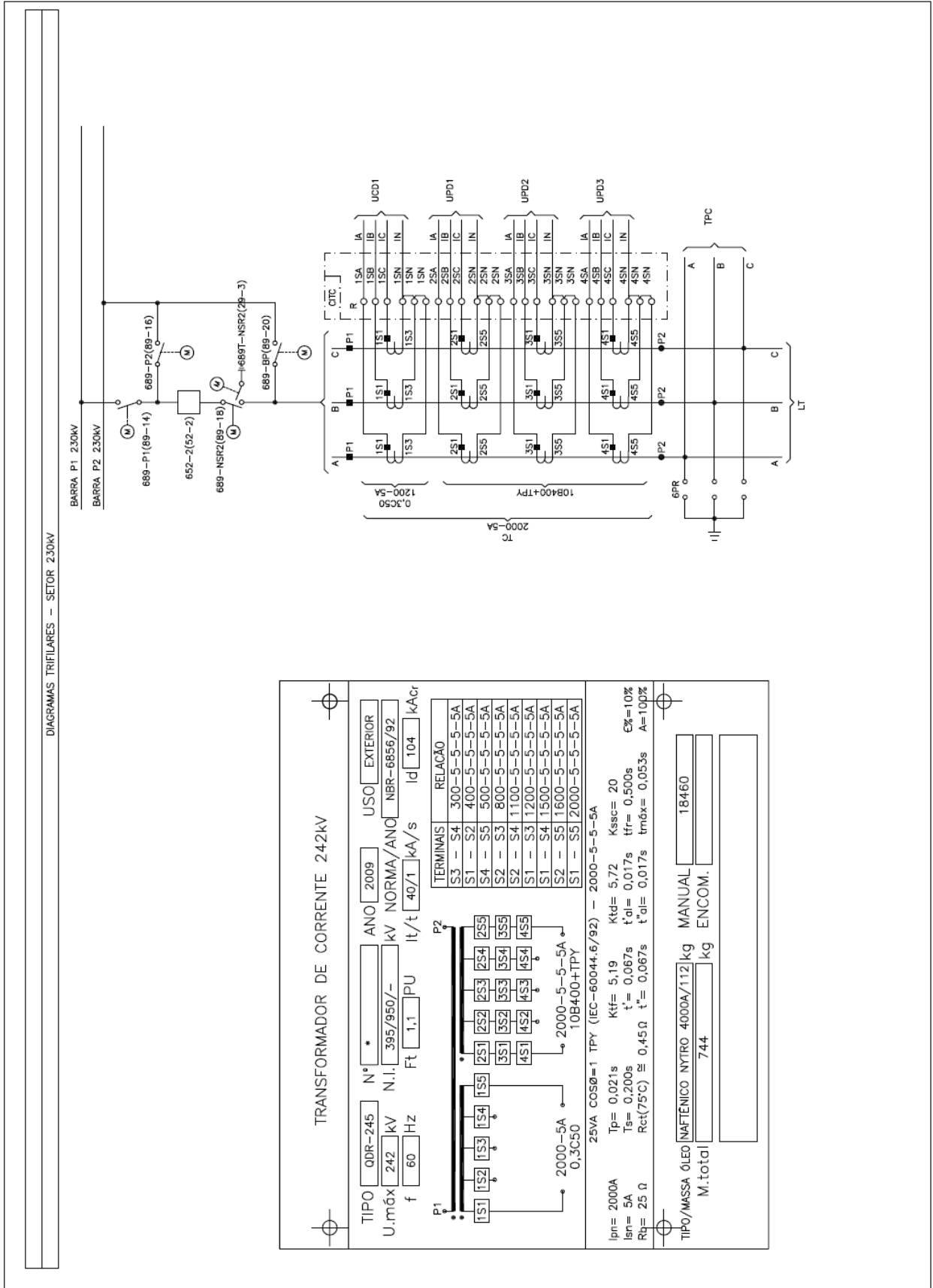


Figura 3. Esquema de ligação do TC e sua placa de identificação

O diâmetro do cabo de uma linha de transmissão é elevada, devido às altas correntes, impossibilitando a construção de espiras no lado primário do TC. Desta forma, o primário é constituído apenas por uma barra que atravessa o núcleo do TC. O enrolamento secundário conta de muitas espiras, com o objetivo de definir a relação de transformação desejada.

A corrente no secundário de um TC sempre irá apresentar um erro produzido pela corrente de magnetização (I_m) necessária para estabelecer o fluxo magnético no núcleo. A corrente que é medida (I_{disp}), é igual à corrente transformada (I_2) menos a corrente de magnetização (I_m). Durante curtos-circuitos, a corrente secundária dos TC's convencionais deve

apresentar erro inferior a 2,5% ou 10%.

$$I_{disp} = I_2 - I_m$$

Como pode ser visto na Figura 4, ter uma baixa impedância no enrolamento secundário (Z_s), assim como nos dispositivos (Z_{disp}) ligados ao TC, reduz os valores de V_2 e I_m , o que conseqüentemente diminui as perdas intrínsecas.

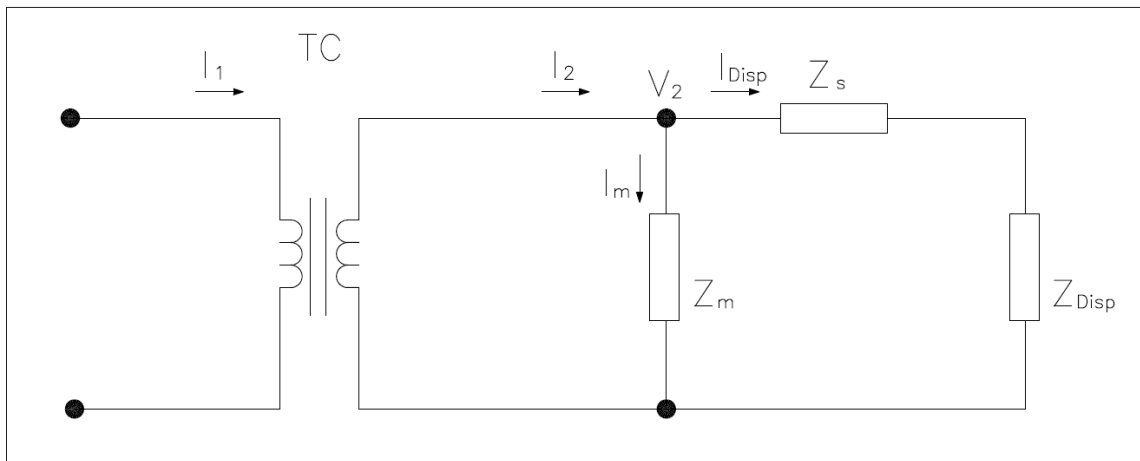


Figura 4. Circuito Equivalente do TC

Além da corrente de magnetização, outro fator que pode prejudicar a operação do TC é a saturação do núcleo. O que define esse limite é o Fator de Sobrecorrente (F.S.), que é a relação entre o valor máximo da corrente de curto-circuito do primário e seu valor nominal.

$$F.S. = \frac{I_{\text{Curto circuito máx}}}{I_{\text{nominal}}}$$

O valor normal do fator de sobrecorrente é 20. Isto significa que uma corrente de curto-circuito até 20 vezes maior que a nominal, manterá o erro transferido pelo TC para o secundário menor que 2,5 ou 10%, dependendo da classe de exatidão.

2.1.3. Transformador de Potencial

O TP tem como objetivo transmitir uma tensão com as mesmas características da tensão primária da rede de transmissão, porém com módulo reduzido, para os equipamentos de proteção, controle e medição. Esses transformadores são muito precisos e geralmente seus erros podem ser ignorados.

Para linhas de transmissão acima de 69kV, o TP utiliza um divisor de tensão capacitivo. O divisor de tensão diminui o potencial da linha para 23kV, sendo este valor novamente reduzido, através de um transformador de núcleo magnético, para a tensão padrão dos equipamentos de proteção, controle e medição. Esses valores das tensões secundárias são padronizados em 115V e $115/\sqrt{3}$ V como pode ser visto no quadro da Figura 5.

Para entender como funciona o acoplamento entre o TP e o divisor de tensão, é necessário utilizar o circuito equivalente de *Thévenin*, em relação aos pontos A e B, do circuito mostrado na Figura 6.

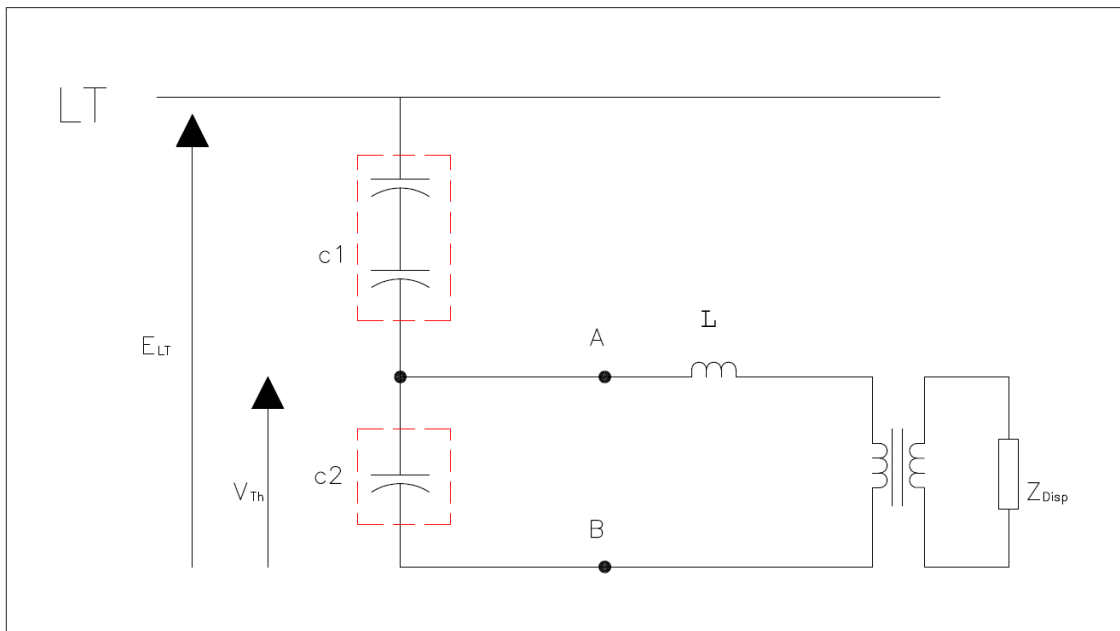


Figura 6. Circuito divisor de tensão capacitivo

Considerando-se todas as fontes de tensão nulas, ou seja, C1 e C2 em paralelo, o circuito apresenta uma impedância de *Thévenin* capacitiva igual a:

$$Z_{Th} = \frac{1}{j\omega(C1 + C2)}$$

ou seja, um capacitor com capacitância (C1+C2).

A tensão de *Thévenin* entre A e B quando o TP mais adiante opera a circuito aberto é igual a:

$$V_{Th} = \frac{C1}{(C1 + C2)} E_{LT}$$

Para reduzir os erros de amplitude e ângulo de fase, uma indutância fixa é inserida em série com o enrolamento primário do TP. Fazendo $1/2\pi f(C1+C2)=2\pi f$, o avanço de fase em (C1+C2) é cancelado pelo atraso de fase em L para todas as

correntes de carga. Assim, a tensão no primário do TC estará em fase com a tensão de *Thévenin*.

O circuito equivalente de *Thévenin*, com a indutância e o TP, é mostrado na Figura 7.

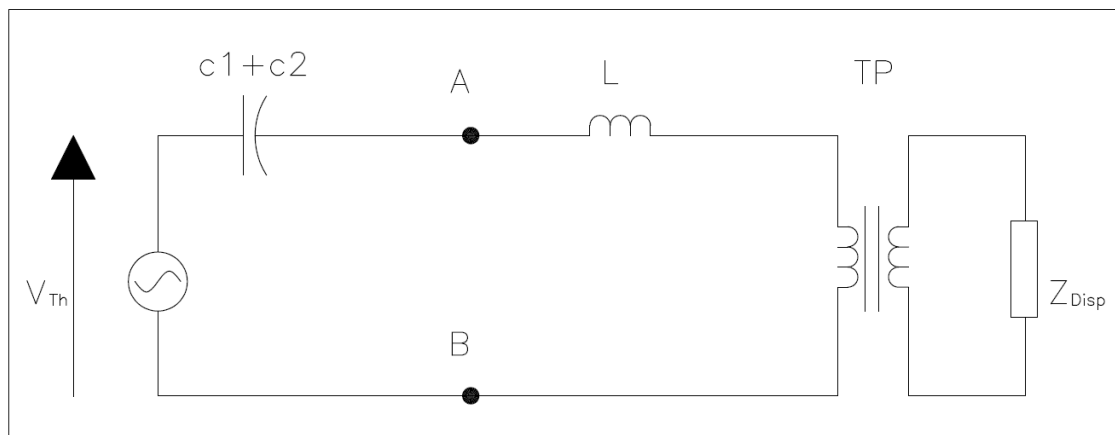


Figura 7. Circuito Equivalente de Thévenin

2.2. Filosofias de Proteção

Existem diversas formas de proteção, algumas delas apresentadas resumidamente a seguir:

- Proteção de sobrecorrente: é uma proteção simples que analisa a magnitude do sinal da corrente, cujo valor deve estar sempre abaixo de um ajuste, caso contrário a proteção atua.
- Proteção direcional: supervisiona a proteção de sobrecorrente em sistemas em anel, direcionando a proteção e evitando atuações indevidas.
- Proteção de distância: localiza o ponto da linha de transmissão onde ocorreu a falta.

Essas formas de proteção são aplicadas de maneira distinta em diferentes disposições de um sistema de elétrico de potência. A seguir será explicado simplificada e como isso ocorre em linhas de transmissão, transformadores e geradores.

2.2.1. Proteção de Linhas de Transmissão

Os principais defeitos em linhas de transmissão são curtos-circuitos entre fases e entre fase e terra. Esses defeitos apresentam perigo para os equipamentos, uma vez que a corrente de falta é muito maior que a corrente nominal.

Uma linha de transmissão típica pode apresentar centenas de quilômetros, tornando complicada sua proteção. Além disso, interliga diversos equipamentos, o que a torna fundamental para o sistema. Em função dessa dificuldade e da sua importância, a linha de transmissão utiliza as três formas de proteção descritas, sobrecorrente, direcional, distância.

2.2.2. Proteção de Transformadores

Transformadores de pequeno porte utilizam proteção de sobrecorrente, através de fusíveis ou disjuntores. Já transformadores de grande porte, além da proteção de sobrecorrente, empregam proteções diferenciais proporcionais. Nas proteções diferenciais são empregados dois TC's, um no primário e outro no secundário, a fim de comparar as correntes de forma proporcional ao número de espiras, verificando-se assim, defeitos internos ao transformador.

2.2.3. Proteção de Geradores e Reatores

Geradores utilizam proteções diferenciais porém, nesse caso, os TCs são conectados no lado de alta e de neutro. Como as correntes são iguais, o relé de proteção diferencial aplicado pode ser muito sensível.

A proteção de reatores é semelhante a dos geradores, podendo ainda ser adicionado um relé de distância para detectar faltas "entre espiras" em seu enrolamento.

2.2.4. Proteção de Barramento

A proteção de barramento utiliza proteção diferencial mas, nesse caso, compara as correntes de vários circuitos ligados à barra. Quando não existe falta na barra, o somatório de todas essas correntes deve ser zero, ou próximo disso.

2.3. Funções de um Sistema de Proteção

Uma das principais metas das concessionárias de energia é garantir economicamente a continuidade do serviço, assegurando uma vida razoável para seus equipamentos. No entanto, os mesmos estão sujeitos a anomalias e perturbações na sua operação. Segundo VINICIUS [2], alguns desses possíveis defeitos são:

- curtos-circuitos causados por animais ou árvores, assim como mudanças de temperatura que alteram a rigidez dielétrica do ar;
- problemas com isoladores curto-circuitados ou rachados;

- umidade excessiva em isoladores de transformadores e geradores;
- surtos de manobra;
- descargas atmosféricas.

Esses possíveis defeitos causam efeitos indesejáveis nos sistemas elétricos de potência, dentre eles se destacam:

- a redução da margem de estabilidade;
- danos aos equipamentos próximos à falta;
- explosões;
- efeito cascata.

Para evitar esses efeitos indesejáveis, o sistema de proteção deve alertar sobre um possível caso de perigo não imediato ou promover a abertura de disjuntores de modo a isolar a falta, mantendo assim o restante do sistema em operação normal.

2.3.1. Características de um sistema de proteção

Para atuar de maneira rápida e precisa, o sistema de proteção deve atender as seguintes características:

- *Sensibilidade*: é a capacidade do sistema operar nas condições anormais com a menor margem de tolerância, sem atuar em condições de carregamento nominal ou sobrecargas de rotina.
- *Velocidade*: é a rapidez em que o sistema de proteção atua após a falta. Essa é uma das principais características do sistema, pois uma corrente de curto-circuito circulando por um tempo longo pode prejudicar a integridade do isolamento dos equipamentos.
- *Confiabilidade*: é a probabilidade do sistema operar somente em condições para o qual foi projetado, não atuando em outras circunstâncias.
- *Segurança*: é a capacidade do sistema não operar para faltas que ocorrem fora de sua zona de proteção.
- *Seletividade*: é a capacidade do sistema isolar apenas os elementos que estão em falta, garantindo que a menor parte possível do sistema será desligada.

2.3.2. Zonas de Proteção

Devido a grandiosidade e complexidade dos sistemas elétricos de potência, a proteção é dividida em zonas de proteção. Geralmente os relés recebem sinais de vários TCs, que definem estas zonas de proteção. Já os disjuntores são os responsáveis em isolar o defeito, desconectando todos os equipamentos dentro de determinada zona de proteção.

Devido a importância do sistema elétrico a ser protegido, geralmente as zonas de proteção são sobrepostas para prevenir que algum elemento fique desprotegido. Os principais elementos devem ser incluídos em pelo menos duas zonas de proteção. A Figura 8 mostra um esquema típico de divisão de zonas.

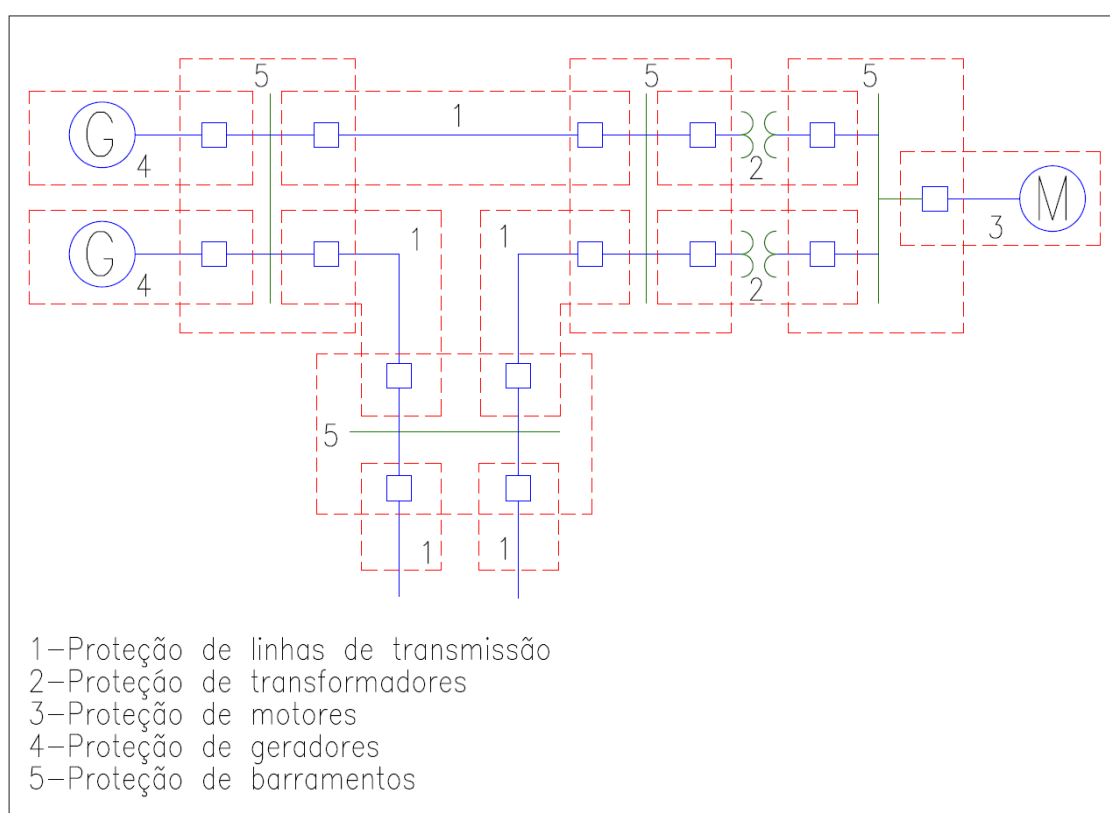


Figura 8. Zonas de proteção

A sobreposição de zonas de proteção pode ser alcançada com a escolha correta dos TCs. Uma sobreposição de zona seria alcançada, por exemplo, instalando-se um TC em cada lado de um disjuntor, conforme mostra a parte (A) da Figura 9. Entretanto, por motivos econômicos, na prática geralmente é utilizado apenas um TC com vários enrolamentos secundários, como mostrado na parte (B) da mesma figura.

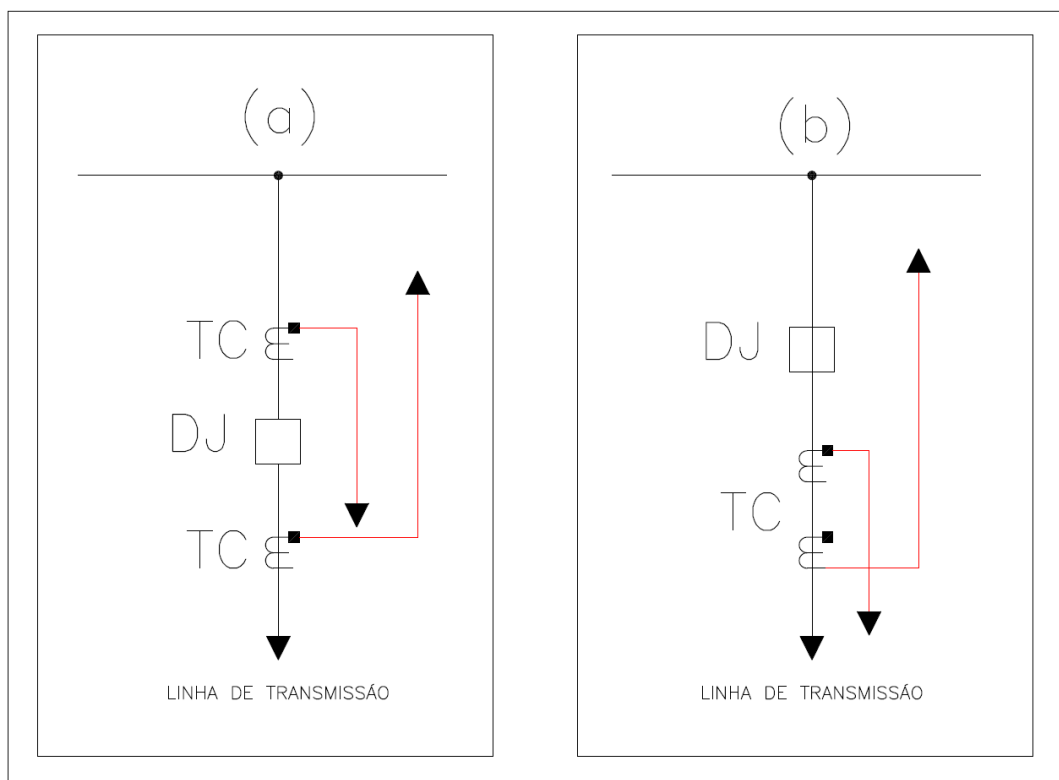


Figura 9. Princípio de sobreposição de zonas

2.4. Controle e Supervisão

Um sistema elétrico de potência necessita de um sistema de controle para operar junto com o sistema de proteção. Um sistema de controle convencional consiste em um grande número de subsistemas construídos a partir de dispositivos eletromecânicos. Estes subsistemas desempenham funções como chaveamento, intertravamento, alarme, registro de perturbação e medição, sendo todos conectados através de fios. Esta arquitetura foi inicialmente concebida para o pessoal técnico realizar a operação local na própria subestação.

A tecnologia tradicional para controle e supervisão de subestações apresenta alguns pontos negativos como:

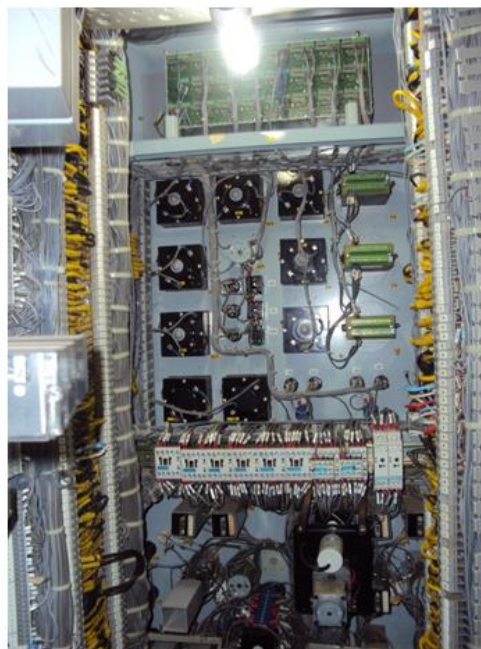
- elevado número de componentes e fios é necessário para a realização de funções simples;
- Inviabilidade do uso de padrões uma vez que o projeto desses sistemas tem que ser individuais;
- baixo uso de redundâncias, fazendo com que a perda de um componente comprometa todo o sistema.

Devido ao grande numero de componentes, a manutenção de qualquer parte do sistema pode afetar outra parte do sistema.

A Figura 10 mostra um sistema tradicional de controle na qual podem ser observadas as dificuldades mencionadas anteriormente.



Parte inferior do painel de controle convencional



Parte superior do painel de controle convencional

Figura 10. Painel de controle convencional (imagem interna do painel da Eletrosul).

Modificações e expansões, como a adição de uma nova linha de transmissão são difíceis, pois uma grande parte da lógica de controle da instalação deve ser modificada, ocasionando grandes recabeamentos.

Os modernos sistemas de controle e supervisão de subestações utilizam um sistema SCADA (*Supervisory Control and Data Aquisition*). Estes sistemas são capazes de transferir grande quantidade de dados em tempo real, com “links” óticos a altas taxas de transmissão e segurança. Sistemas de Controle Digital realizam, localmente, desde funções clássicas de controle até sofisticadas funções automáticas de tratamento de dados para a automação de tarefas que demandem a presença mais constante de operadores nas subestações, e facilitam o controle local em emergência, com aprimoramento e/ou simplificação de tarefas manuais ou automáticas dos Centros de Operação.

A Figura 11 exemplifica a tela de interface do operador (SCADA) com a arquitetura de uma Subestação, construída pelo Sistema Aberto de Gerenciamento de Energia (SAGE).

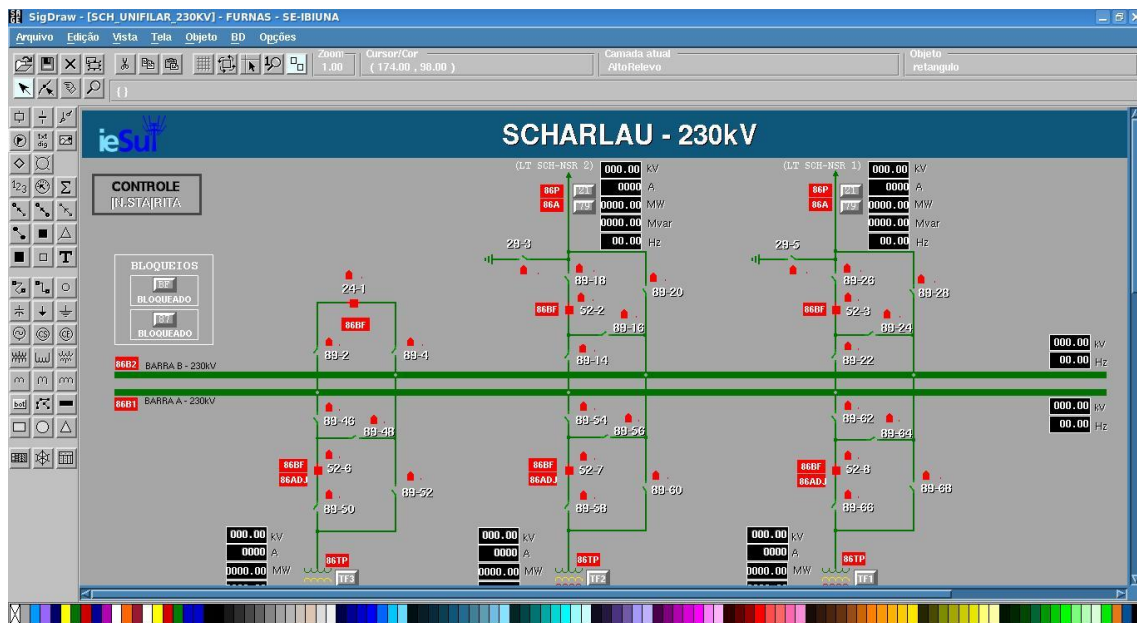


Figura 11. Tela de configuração do SAGE da subestação de Scharlau

3. Relés de proteção

Os relés de proteção são os principais componentes do sistema de proteção. São responsáveis por receber as informações de TC's e TP's, e processá-las de maneira correta, tomando as devidas providências, como abertura de um disjuntor ou envio de um alarme para o operador.

3.1. Desenvolvimento Histórico

Nesse tópico será apresentado o desenvolvimento dos relés de proteção. O princípio de funcionamento desses equipamentos evoluiu, porém a filosofia da proteção permanece a mesma.

3.1.1. Relé eletromecânico

Os relés eletromecânicos foram os primeiros a serem utilizados em sistemas de proteção. Seu princípio básico de funcionamento utiliza movimentos mecânicos, provenientes da atração eletromagnética ou indução eletromagnética.

O relé de atração eletromagnética utiliza o mesmo princípio de um eletroímã. Uma corrente elétrica passa em sua bobina produzindo um campo magnético que atrai um êmbolo (relé de êmbolo) ou uma alavanca (relé de alavanca).

Tanto o relé de êmbolo como o de alavanca operam instantaneamente, isto é, quando a corrente do TC atinge um valor maior que o ajuste do relé, o campo magnético gerado vence a força da mola que mantém o êmbolo ou a alavanca em sua posição inicial. Nesse momento, um contato NA ligado diretamente ao êmbolo ou a alavanca ativa instantaneamente o circuito de disparo do disjuntor.

Considerando-se uma situação ideal, quando a corrente de operação é levemente maior que a corrente de ajuste (limiar de operação) a alavanca deve se mover fechando o contato NA. Contudo, isso não acontece na prática devido a alguns fatores: atrito nos mancais dos eixos da alavanca ou no êmbolo, elasticidade não perfeita da mola de retenção, efeito da temperatura que dilata as diversas peças do relé, pressão atmosférica que muda a densidade do ar que envolve o relé, corrosão nos elementos metálicos do relé, envelhecimento dos elementos. Esses fatores e seus efeitos foram eliminados com o surgimento dos relés digitais, conforme será explicado posteriormente.

O relé de indução eletromagnética funciona como um motor elétrico. Um de seus componentes é um disco que, ao operar, gira como se fosse o rotor de um motor

elétrico, esse giro produzindo o fechamento de um contato que é capaz de ativar o circuito de abertura do disjuntor. Existem vários tipos de relés de indução, porém todos apresentam o mesmo princípio de funcionamento.

O funcionamento do relé de indução consiste basicamente em gerar uma defasagem das componentes de fluxo magnético que atravessam o gap do relé e o disco de indução. Estas variações de fluxo criam correntes induzidas no disco. A interação entre essas correntes geradas e os fluxos existentes gera forças que fazem o disco girar. A Figura 12 mostra o esboço de um relé direcional com bobina de sombra.

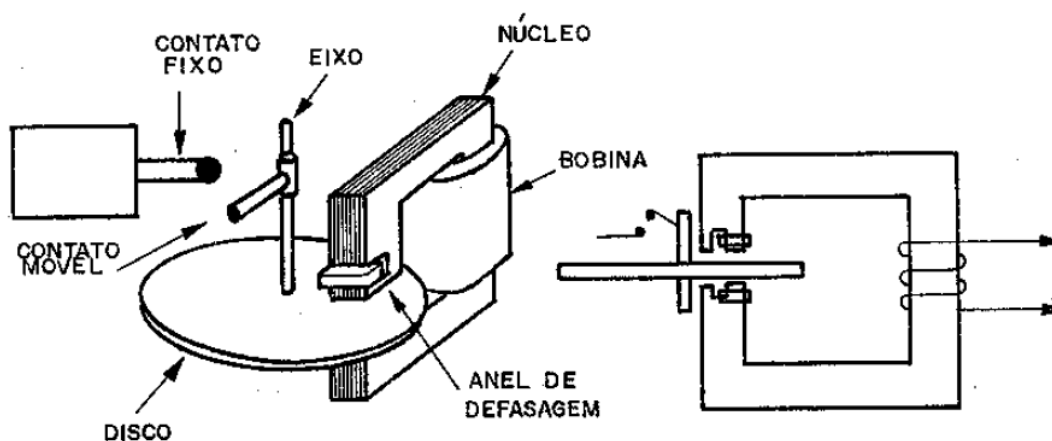


Figura 12. Relé direcional com bobina de sombra [3]

3.1.2. Relés Estáticos

Os relés estáticos são construídos com dispositivos eletrônicos que desempenham funções lógicas e de temporização específicas para proteção. Nesses relés não existem partes móveis e todos os comandos são feitos eletronicamente, por isso apresentando algumas vantagens sobre os relés eletromecânicos como alta velocidade de operação, baixa carga para os transformadores de corrente, baixa manutenção devido a ausência de partes móveis, etc.

Apesar de não apresentarem partes móveis, os relés estáticos geralmente acionam relés auxiliares que ativam mecanicamente o circuito de abertura do disjuntor.

Os primeiros relés estáticos produziam muitas atuações indevidas pois, como eram eletrônicos, ficaram com sensibilidade muito apurada, de forma que um pequeno harmônico ou transitório, comuns na operação do sistema, eram suficientes para provocar sua operação. Por isso, muitos relés estáticos foram substituídos pelos relés eletromecânicos. Além disso, o avanço rápido da tecnologia digital possibilitou a

utilização de relés microprocessados, o que reduziu precocemente a era dos relés estáticos.

Alguns exemplos de relés estáticos podem se vistos na Figura 13.



Figura 13. Relés Estáticos [4]

3.1.3. Relés Digitais

Com o desenvolvimento da tecnologia digital, que se deu principalmente a partir da década de 70, e com o conseqüente avanço na área computacional, o tamanho e consumo de energia dos computadores (e microprocessadores) diminuíram enquanto a velocidade de processamento aumentou. Essa transformação foi decisiva para implantação de relés digitais na proteção de sistemas de potência

Esse tipo de relé é gerenciado por um microprocessador e controlado por *software*. Os princípios de funcionamento dos relés convencionais são uma referência para seu desenvolvimento. A utilização de um processador para tarefas de proteção possibilitou soluções para limitações encontradas nas tecnologias analógicas. Alguns relés digitais podem ser vistos na Figura 14.



Figura 14. Relés Digitais [4]

Algumas vantagens de um relé de proteção digitais sobre os relés estáticos apresentadas por RUSH[4], são: diversos grupos de ajustes, maior faixa de ajuste de parâmetros, comunicação remota interna, diagnóstico interno de falha, medições de grandezas elétricas, localizador de distância de falta, registrador de distúrbio, funções de proteção auxiliares (continuidade da fiação, sequência negativa etc.), monitoramento de disjuntor (estado, condição), lógica definida pelo usuário, funções de proteção de retaguarda (Backup) embarcada, consistência dos tempos de operação – margem de coordenação reduzida.

3.1.3.1. Arquitetura dos relés digitais

Os relés digitais consistem em sub-sistemas com funções distintas e bem definidas. A Figura 15 mostra os principais subsistemas de um relé digital, sendo a seguir descritos cada um desses sub-sistemas.

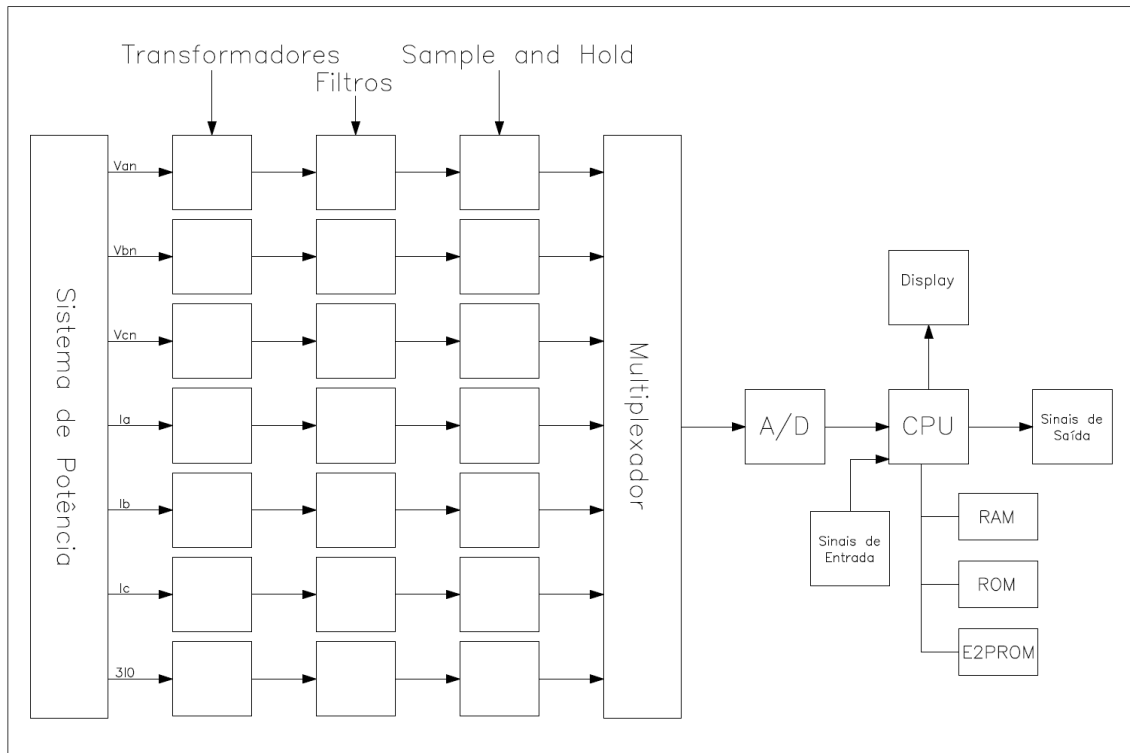


Figura 15. Arquitetura do Relé Digital

- Transformadores de entrada (módulo de interface): atenuam as tensões de entrada a níveis adequados aos microprocessadores ($\pm 10V$), além de permitir a isolamento galvânica entre os relés de proteção e os sinais dos TCs e TP.
- Filtros analógicos passivos passa baixa: são usados no módulo de interface com o objetivo de filtrar ruídos no processamento digital dos sinais.
- Dispositivos *Sample and Hold*: amostram e retêm os sinais das entradas analógicas em um mesmo instante e disponibilizam os sinais ao multiplexador. Uma mudança na entrada durante a conversão analógico digital (A/D) poderia conduzir a erros.
- O multiplexador: permite que seja usado apenas um conversor A/D, para varias entradas analógicas.
- O conversor A/D: converte os sinais analógicos em digitais em intervalos definidos pela taxa de amostragem.
- Módulo de entrada lógica (sinais de entrada): informa ao processador sobre o estado atual do sistema, ou seja, posição de chaves, estados de disjuntores, atuação de outras proteções, alarmes.

- O processador: controla o funcionamento do relé, filtrando digitalmente os sinais para extração da componente fundamental. Executa também toda lógica e cálculos de proteção através de um *software* armazenado na memória ROM. As operações intermediárias do algoritmo do relé são armazenadas na memória RAM. Os ajustes dos parâmetros são armazenados no E2PROM (memória de leitura programável apagável eletronicamente).
- O módulo de saída lógica (sinais de saída): é responsável por atuações de disjuntores e alarmes.
- Display: mostra informações como alarmes ou saídas ativas.

3.2. A Classificação dos Relés

A maioria dos relés usados em sistemas elétricos de potência podem ser classificados independente de serem microprocessados, estáticos ou eletromecânicos, conforme será apresentado nesse tópico.

3.2.1. Relés de sobrecorrente (50)

O relé de sobrecorrente como o próprio nome define, atua para valores de corrente maiores que um determinado ajuste. Ele pode proteger praticamente todos os elementos de um sistema de proteção, como por exemplo, linhas de transmissão, transformadores, geradores.

Existem relés de sobrecorrente instantâneos e temporizados. O primeiro tem o tempo de atuação dependente apenas de seus mecanismos de operação. Já o segundo tem atuação intencionalmente retardada, ou seja, não instantânea. O relé de sobrecorrente de tempo inverso, por exemplo, é um relé temporizado projetado para ter um tempo de operação inversamente proporcional a magnitude da corrente, em que não se escolhe o tempo de atuação, mas sim a curva de atuação (curva de tempo inverso), como pode ser visto na Figura 16.

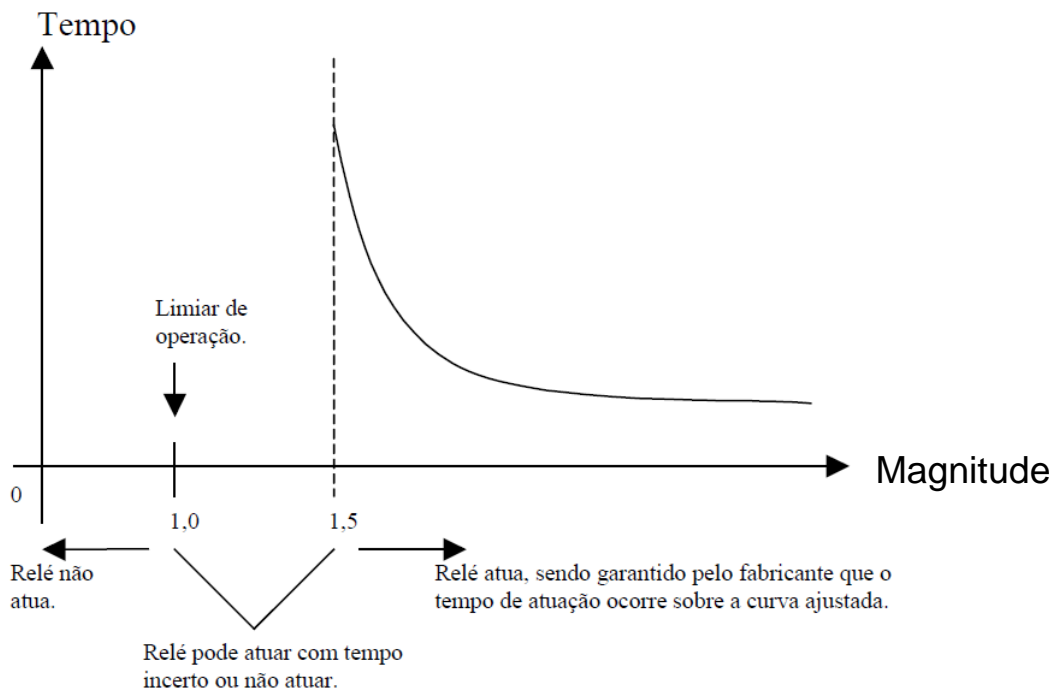


Figura 16. Curva de tempo inverso relé de sobrecorrente temporizado. [5]

Além da curva de tempo inverso, outras curvas, muito inversa e extremamente inversa, podem ser definidas como na Figura 17. A diferença entre essas curvas é o tempo de atuação do relé como resposta à magnitude da corrente.

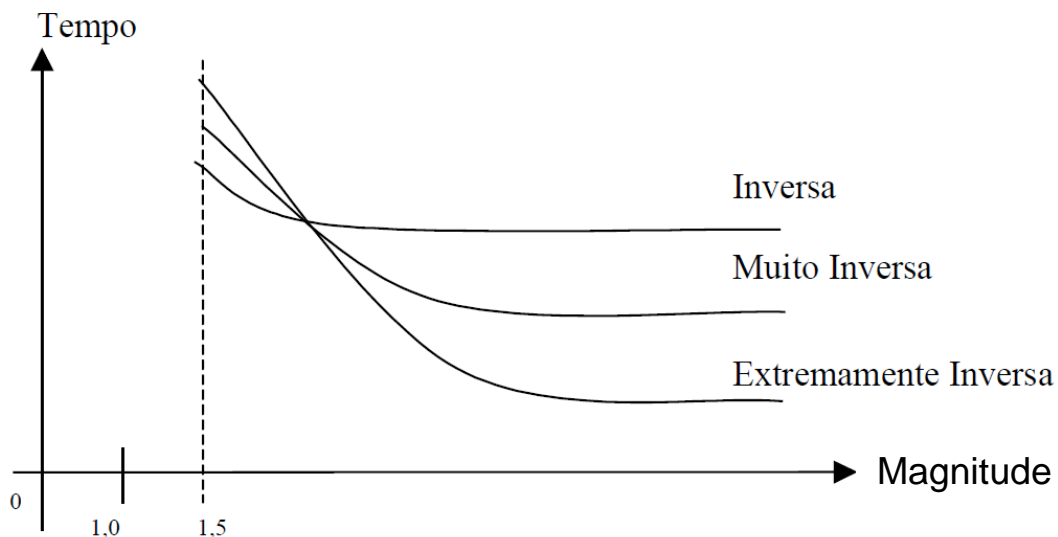


Figura 17. Diferentes curvas de tempo inverso relé de sobrecorrente temporizado.[5]

3.2.2. Relés Direcionais (67)

Quando o sistema a ser protegido não é radial, ou seja, um sistema em anel, o relé de sobrecorrente não é capaz de realizar sozinho a proteção adequada, sendo utilizado um relé direcional em conjunto com o relé de sobrecorrente. A operação do relé direcional é uma condição para operação do relé de sobrecorrente.

Os relés direcionais comparam uma grandeza de referência, geralmente a fase de seu sinal de corrente referida à fase de seu sinal de tensão. Desta forma o relé é projetado para operar para curtos-circuitos em apenas um sentido.

Pode ser visto na Figura 18 que o relé de sobrecorrente instantâneo só deve operar para faltas (F1) dentro da zona de proteção indicada. Uma falta em (F2) com amplitude de corrente qualquer não deve prover a abertura instantânea do disjuntor 1 pois isso implicaria em perda de segurança do sistema, uma vez que a falta está fora da zona de proteção. Para que isso não ocorra, utilizam-se relés direcionais em B e em A que não permitam a operação da proteção de sobrecorrente quando a falta esta fora da zona de proteção.

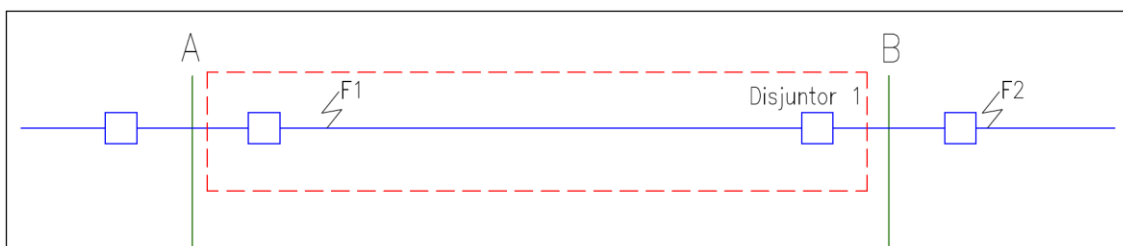


Figura 18. Diagrama do sistema

3.2.3. Relés de Distância (21)

Dentre os relés de distância, o tipo mais básico é o de impedância, que registra a tensão e a corrente no terminal da linha quando ocorre um curto circuito, e efetivamente divide V (tensão) por I (corrente) para obter a impedância entre o terminal da linha e o ponto de falta. A impedância da linha é proporcional a distância, daí a origem do nome do relé. Como não possui características direcionais em sua zona de atuação, o relé de impedância necessita da supervisão de um relé direcional para operação em conjunto.

Através da impedância vista do ponto de instalação da proteção, o relé de distância pode distinguir diferentes localizações de falta. A impedância referida pode ser determinada pelo relé, para diferentes tipos de falta, como apresentado a seguir.

Faltas fase-terra

Sendo o curto na fase a, a impedância aparente pode ser definida da seguinte forma:

$$Z_{ap} = \frac{V_a}{I_a + \left(\frac{Z_0 - Z_1}{Z_1}\right)I_0} \quad (3.1)$$

Onde:

V_a = fasor de tensão na fase a

I_a = fasor de corrente na fase a

Z_1 = impedância de sequência positiva por unidade de comprimento da linha

Z_0 = impedância de sequência zero por unidade de comprimento da linha

I_0 = Fasor de corrente de sequência zero

Faltas fase-fase e fase-fase-terra

De forma similar, a impedância aparente para faltas entre a fase a e b pode ser calculada como:

$$Z_{ap} = \frac{V_a - V_b}{I_a - I_b} \quad (3.2)$$

Faltas trifásicas

No caso de faltas trifásica, o cálculo da impedância aparente pode ser feito através de qualquer uma das equações vistas anteriormente.

As impedâncias definidas pelas expressões (3.1) e (3.2) pode ser comparada com a impedância de sequência positiva da zona a ser protegida e, se esse valor for menor, um sinal de abertura de disjuntor deve ser produzido pelo relé. Como o numerador e o denominador são números complexos, a razão entre eles também será um numero complexo. A impedância aparente de uma falta ocorrida ao longo da linha de transmissão deveria estar contida na zona dentro da representação fasorial da própria linha. Porém, para incorporar o efeito de imprecisões do TPs, do TCs e do próprio relé e da resistência do arco da falta, geralmente é necessário definir uma região mais extensa de falta no plano complexo. Tradicionalmente, a mesma forma circular dos relés eletromecânicos tem sido usada. Porém, formas mais complexas, como as quadrilaterais, podem ser selecionadas com os atuais relés digitais. A Figura 19 mostra as zonas de proteção tradicional e as quadrilateral.

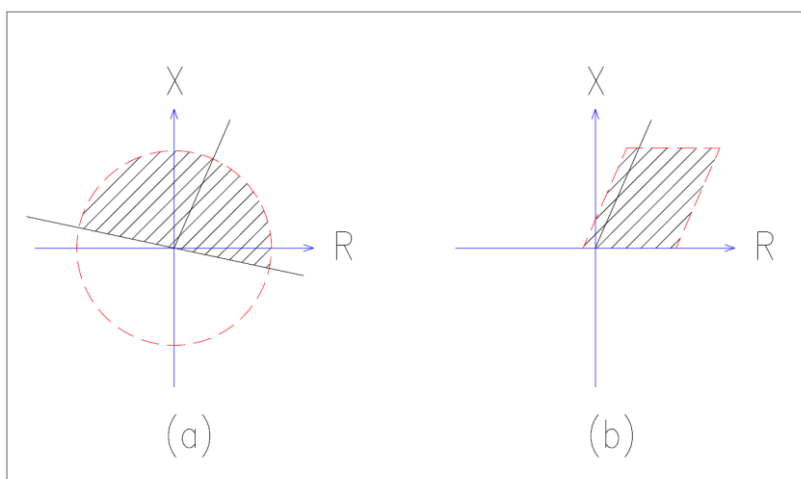


Figura 19. Zonas de atuação circular(a) e quadrilateral(b) do relé.

Além do relé de impedância, pode-se utilizar o relé de admitância ou mho, que possui característica inerentemente direcional, eliminando a necessidade da instalação de um relé direcional adicional. Sua zona de operação pode ser vista Figura 20.

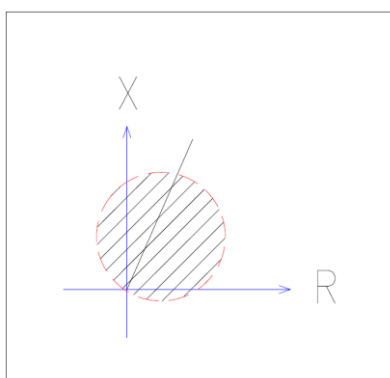


Figura 20. Zona de operação do relé de admitância

Há também o relé de reatância, que tem sua zona definida por uma reta paralela ao eixo das resistências, ou seja, é sensível apenas a reatância, com atuação independente da resistência do arco. Devido a sua curva aberta, geralmente é utilizado em conjunto com um relé de admitância. A Figura 21 mostra a zona de operação do relé de reatância.

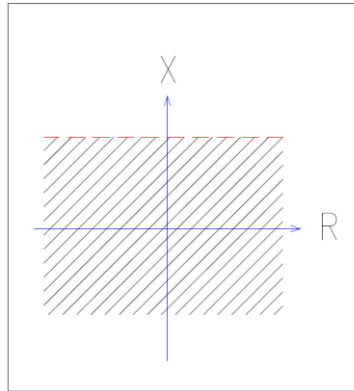


Figura 21. Zona de operação do relé de reatância

O desempenho de um relé de distância próximo às suas zonas limites não é muito previsível devido às imprecisões mencionadas anteriormente. Por isso, o relé de distância tem mais zonas de proteção para garantir a segurança da totalidade da linha.

Um esquema com 3 zonas, referente ao disjuntor 1, é mostrado na Figura 22, sendo uma falta na:

- zona 1. Neste caso o acionamento do disjuntor é instantâneo, cobrindo 80% da linha AB.
- na zona 2. Neste caso o acionamento demora um tempo $T_2 = \Delta t$, cobrindo 100% da linha AB + 50% da linha BC
- na zona 3. Neste caso o acionamento demora um tempo $T_3 = T_2 + \Delta t$, cobrindo 100% da linha AB + 100% da linha BC

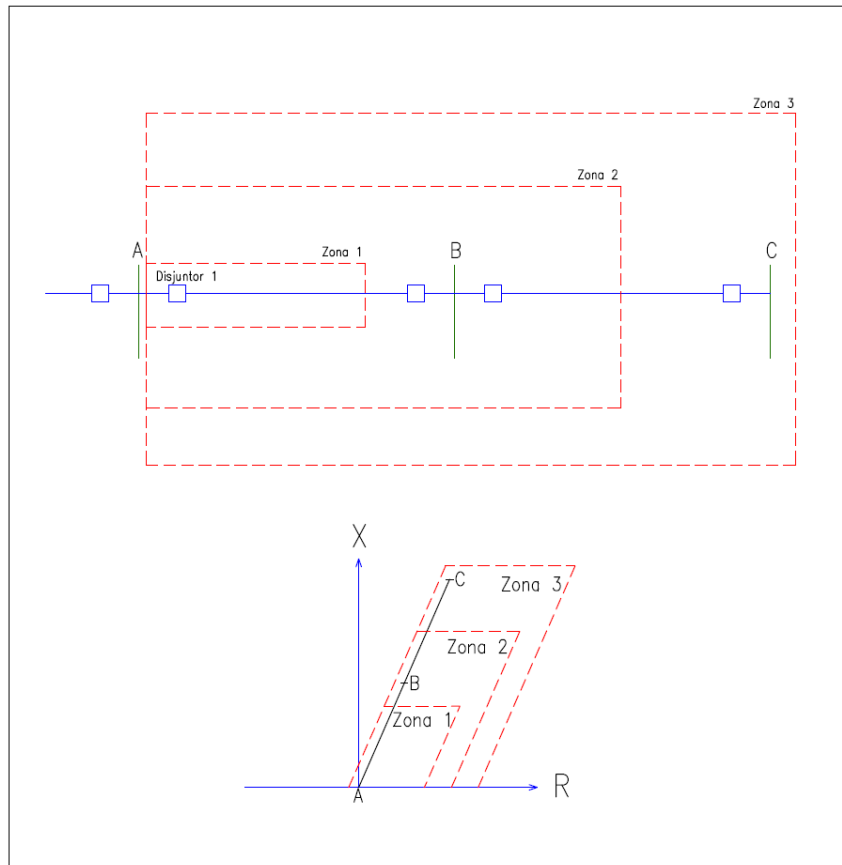


Figura 22. Característica quadrilateral de três zonas de atuação

3.2.4. Relés Diferenciais (87)

O relé diferencial, tem sua corrente de operação definida pela diferença entre as correntes de saída de seus TCs. Esse tipo de proteção é utilizado em diversos equipamentos, como por exemplo:

- Transformadores de potência;
- Reatores;
- Geradores;
- Grandes Motores;
- Proteção de barras;
- Cabos subterrâneos.

A Figura 23 a mostra o esquema de proteção diferencial. Se a corrente de saída do TC da esquerda for diferente da corrente de saída do TC da direita, o relé entende que existe um curto no elemento protegido e a proteção atua.

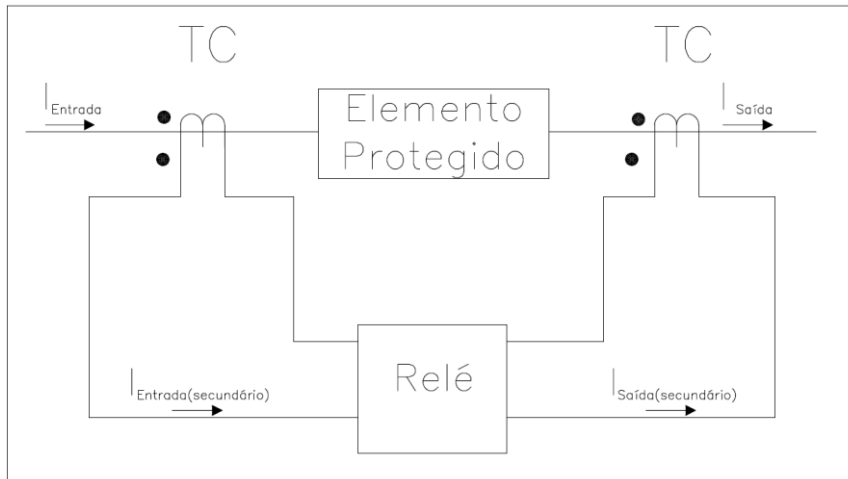


Figura 23. Esquema de Proteção Diferencial

3.2.5. Relés com mídia de comunicação

Esse tipo de proteção realiza a comunicação entre os relés nos dois extremos da linha de transmissão. O trecho a ser protegido é compreendido entre dois relés e utiliza o princípio da proteção diferencial a distância. Este tipo de proteção é denominado teleproteção. É fundamental que as vias de comunicação desse tipo de proteção tenham como características alta confiabilidade e velocidade. Alguns exemplos dessas vias de comunicação são: fio piloto, onda portadora (Carrier), micro-ondas e fibra óticas.

4. Novas Tecnologias e Tendências

4.1. Sistemas de comunicação em sistemas elétricos de potência

Durante as últimas décadas, ocorreu um grande avanço dentro da área de sistemas de comunicação. A telefonia móvel, a comunicação via satélite e a Internet são apenas alguns exemplos dessa evolução. Devido ao rápido aprimoramento, essas tecnologias sofreram um grande barateamento em seu *hardware* e *software*, o que as tornou acessíveis às mais diversas áreas, inclusive na proteção e controle de sistemas de potência.

A comunicação em sistemas de potência se divide basicamente em três principais áreas: comunicação entre subestações, comunicação dentro da subestação e comunicação entre a subestação e uma rede externa.

4.1.1. Comunicação entre subestações

A comunicação entre subestações geralmente é constituída por sinais de proteção. A distância entre subestações pode variar de alguns quilômetros a centenas de quilômetros.

Em geral, o meio físico é uma parte fundamental de um sistema de comunicação. As exigências para comunicação entre relés em proteção de linhas de transmissão, são bem mais severas que para a transmissão de dados e voz por exemplo. Na transmissão de dados ou voz, a perda do canal de comunicação por alguns instantes pode ser compensada pela retransmissão dos dados perdidos. Porém, isto é inaceitável para a comunicação entre relés. Durante a falta deve-se garantir o correto envio do sinal, pois interpretações incorretas podem causar aberturas indesejadas ou a não abertura do disjuntor. Os principais meios de comunicação entre subestações são:

4.1.1.1. Fio piloto

Os fios piloto são condutores metálicos utilizados pelos relés para diferenciação de corrente. Apesar de ser aplicável em linhas curtas, o custo cresce linearmente com a distância, tornando-o inviável para grandes distâncias. Por esse motivo, é comumente empregado na distribuição.

4.1.1.2. Ondas portadoras

Utiliza a própria linha de transmissão como meio de comunicação, sendo a maneira mais comum para linhas médias e longas distâncias (80 a 500 Km). Os sistemas OPLAT (Ondas Portadoras em Linhas de Alta Tensão) são largamente utilizados para transmissão de voz, dados e sinais de proteção.

Os sistemas OPLAT são constituídos pela linha de transmissão, bobinas de bloqueio, caixas de sintonia e capacitores de acoplamento. As bobinas de bloqueio devem ser capazes de conduzir a corrente máxima da linha de transmissão, além de suportar a corrente máxima de curto circuito. O capacitor de acoplamento deve apresentar uma capacitância apropriada para o acoplamento do sinal da portadora ao circuito de alta tensão e deve ser totalmente isolado para suportar tensões de regime transitório. Em relação à adição de novos canais, é necessária somente a troca de caixas de sintonias mantendo os capacitores de acoplamento e bobinas de bloqueio. Como principais vantagens desse sistema podemos citar:

- alta rigidez mecânica das linhas de transmissão;
- as linhas de transmissão e os equipamentos são exclusivos das concessionárias de transmissão;
- a manutenção é feita exclusivamente dentro das subestações, evitando custos adicionais de deslocamento.

Como algumas desvantagens, podemos citar:

- ruídos de alta intensidade durante a operação de chaves e disjuntores;
- possuem um custo elevado em seus terminais que, apesar de não ser proporcional a distância, se torna inviável financeiramente para distâncias curtas.

4.1.1.3. Micro-ondas

A transmissão de micro-ondas é feita com o uso de antenas parabólicas e receptores para transmissão e recepção do sinal. Quando a distância excede certo valor permitido, torna-se necessário o uso de repetidores. Esse meio possui uma limitação e alcance de apenas 30-80km, o que impossibilita seu uso para grandes distâncias.

4.1.1.4. Fibras óticas

A Fibra ótica é um meio de comunicação que utiliza a luz (LED ou lasers), para transmitir informações. Algumas características das fibras óticas merecem destaque:

- são pequenas e leves;
- possuem alta largura de banda de passagem, o que permite alta qualidade na transmissão de informação;
- são 100% dielétricas, não sendo afetadas por descargas atmosféricas ou surtos indutivos;
- apresentam perdas pequenas e pequeno gasto com manutenção.

Um exemplo comumente encontrado atualmente é o OPGW (*optical ground Wire*), que são cabos para-raios, que possuem fibras óticas em seu interior. A Figura 24 ilustra esse tipo de equipamento.

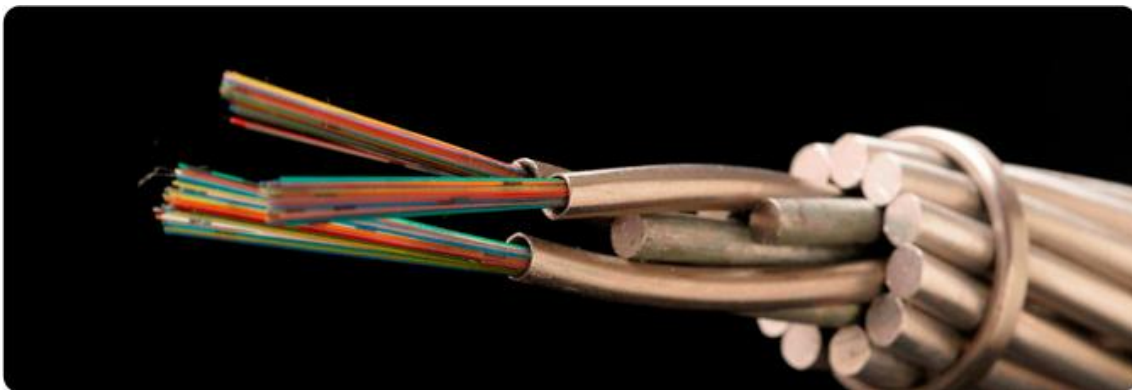


Figura 24. Exemplo de um cabo OPGW (*optical ground Wire*)

A Figura 25 mostra uma arquitetura real de comunicação entre subestações. Nela é possível observar detalhes da comunicação entre equipamentos de telecomunicações utilizando o OPGW, assim como comunicação direta entre relés de proteção.

4.1.2. Comunicação dentro da subestação

A comunicação dentro da subestação é geralmente feita através de redes locais. Essa rede utiliza switches para interligar dispositivos de proteção, medição e controle. A utilização de uma rede local permite a substituição da fiação convencional de cobre por meios mais baratos e muitas vezes mais rápidos. Alguns exemplos dos meios de comunicação atuais são:

- Cabo par-trançado: é o meio mais antigo e ainda o mais utilizado na transmissão de dados. São constituídos de dois fios de cobre trançados entre si. A aplicação mais comum desse meio é a telefonia e redes de computadores.
- Fibra ótica: como descrito anteriormente, é um excelente meio de transmissão de dados, principalmente dentro do ambiente da subestação, onde existe uma alta quantidade de ruído eletromagnético.
- Comunicação sem fio (wireless): As ondas eletromagnéticas são uma outra maneira de transmissão de dados. Este tipo de transmissão é uma solução para lugares onde existe dificuldade de instalação de cabos ou fibras ou onde se deseja utilizar a comunicação móvel.

A Figura 26 apresenta a configuração de rede dentro de uma subestação real localizada em Curitiba. Essa configuração é eletro/ótica e utiliza tanto par trançado quanto fibra ótica em uma mesma rede de comunicação.

SE CURITIBA

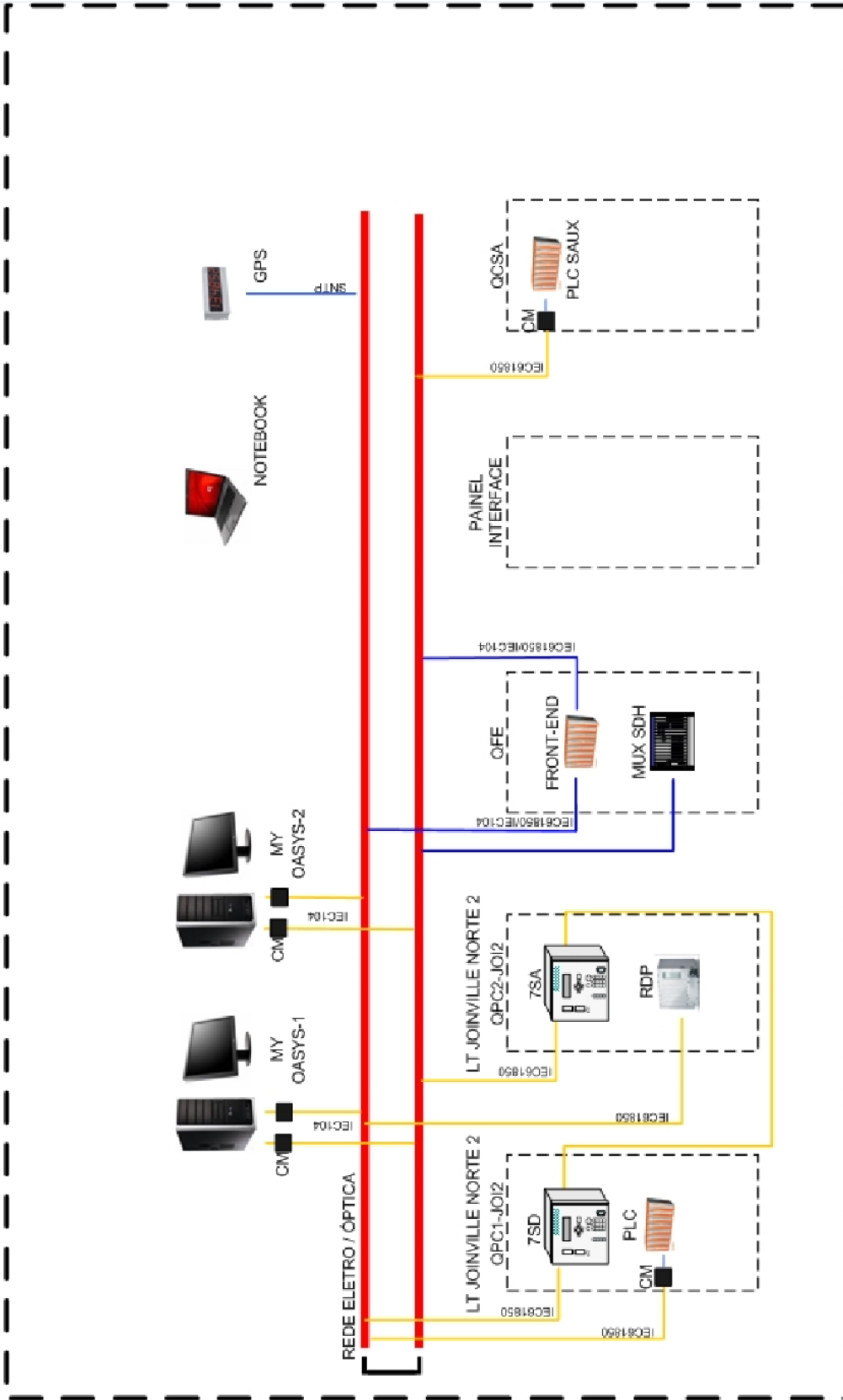


Figura 26. Arquitetura de Comunicação dentro da Subestação

4.1.3. Comunicação entre a subestação e uma rede externa

Este tipo de comunicação pode ser visto como pequenos *links* de comunicação entre uma sala em uma subestação (rede local) e uma rede de comunicação externa, privada ou pública. Esses *links* possuem normalmente de 1 a 5 km de distância e as fibras óticas são utilizadas principalmente devido a sua isolação contra altas tensões e picos de corrente, além de eliminarem o problema de diferença de potencial entre a subestação e a rede externa.

4.1.4. Redes Intranet

Como visto nos itens anteriores, a comunicação entre a subestação e uma rede externa e dentro da própria subestação é feita através de redes locais. Estas redes geralmente são redes *Intranet*, ou seja, redes privadas que utilizam os padrões da *Internet*.

A utilização de redes *Intranet* proporciona maior integração entre as diversas instalações dentro da subestação. Esses sistemas possuem maior facilidade de acesso a dados em tempo real ou históricos, que podem ser acessados por qualquer componente conectado à rede. Outra vantagem é a possibilidade de controle e teste remoto dos dispositivos conectados. Além disso, o processo de compra e venda de energia também é facilitado, uma vez que estão disponíveis *on-line* dados do sistema como históricos de produção, transações, preços, etc.

Apesar de apresentar muitas vantagens, redes baseadas na internet ainda possuem problemas como segurança e confiabilidade, além de problemas de tráfego de dados e roteamento.

4.1.5. Norma IEC61850

Um problema encontrado na utilização de redes *Intranet* estava relacionado ao fato de cada protocolo de comunicação ser individualizado e proprietário, o que tornava impossível a utilização direta entre dispositivos de diferentes fabricantes em uma única rede. A necessidade de tradução de diferentes protocolos ocasionava também gastos desnecessários e atraso na comunicação. Os relés digitais mais antigos de uma subestação, por exemplo, necessitam de módulos de interface de rede para comunicação entre o protocolo e a interface física, caso contrário não haverá conexão com a rede local.

A norma IEC 61850 propõe a unificação dos protocolos de comunicação entre os dispositivos ligados a rede, possibilitando interoperabilidade e intercambialidade

entre eles. Essa norma tem sua plataforma baseada em protocolos abertos, garantindo que os investimentos não sejam em vão e acompanhem o avanço da tecnologia.

A Norma IEC 61850 utiliza para comunicação entre equipamentos mensagens denominadas GOOSE (generic object oriented substation event) ou Objeto Genérico Orientado pelo Evento de Subestação. Tais mensagens são baseadas no envio assíncrono de variáveis binárias, orientada a eventos e direcionada à aplicações de proteção em subestações. Os sinais trafegam ponto-a-ponto em alta velocidade. Este serviço usa um esquema de retransmissão especial para alcançar um alto nível de confiabilidade que consiste em repetir a mensagem diversas vezes até que seja recebida uma confirmação de confirmação.

4.2. Medição sincronizada de fasores

Fasores são ferramentas básicas usadas para análise de circuitos em corrente alternada (CA). Um fasor é um número complexo associado a uma onda senoidal em regime permanente. Porém, mesmo em situações onde as formas de onda da senóide mudam rapidamente, como por exemplo, em situações de faltas, os fasores podem ser utilizados para o estudo do sistema. Nestas situações, os relés calculam os fasores baseados em janelas de meio ciclo ou um ciclo e os valores encontrados geralmente são compatíveis com o significado original de um fasor em regime permanente.

A medição sincronizada de fasores é feita através de unidades de medição fasorial ou *Phasor Measurement Units* (PMU) que são dispositivos capazes de medir os fasores e as diferenças angulares das tensões e correntes em tempo real. Estas medições só se tornaram possível a partir do uso do GPS (*Global Positioning System*).

O GPS é um sistema de posicionamento, navegação e coordenação de tempo baseado em satélites que foi desenvolvido pelo departamento de defesa dos Estados Unidos da América. Os sinais de tempo precisos são tão importantes quanto os sinais de posicionamento. Estes sinais de tempo são utilizados como fonte de sincronismo para comunicações globais, redes de distribuição e transmissão e inúmeras outras aplicações. No caso dos PMUs, o GPS emite um pulso de tempo preciso que é usado para amostrar os sinais de corrente e tensão. A Figura 27 mostra um equipamento GPS utilizado em uma subestação elétrica.



Figura 27. GPS usado em SEs e sua vista traseira [6].

Atualmente, os relés digitais incluem os recursos de medição fasorial sincronizada. Dessa forma, não é mais necessário dispensar o recurso de medição fasorial uma vez que ele está incluído no sistema de proteção de linhas sem custo adicional. Algumas aplicações dos PMU serão apresentadas a seguir.

- Estimador de estados: é um procedimento de cálculos usado para estimar o estado da rede que utiliza variáveis como injeções de fluxos de potência, injeções de corrente nos ramos e módulos de tensão nos barramentos. Devido ao tempo de aquisição de dados e de processamento, a resposta do estimador de estado é considerada (considerada praticamente o que ???) praticamente em regime permanente. Essa aplicação é utilizada nos centros de controle das companhias de energia para monitorar o estado do sistema.

Considerando a utilização dos PMUs, é possível a medição do módulo e ângulo das tensões nos barramentos sem a necessidade de cálculos, além da sincronização dessas grandezas. Com poucas barras monitoradas por medições fasoriais é possível reduzir o tempo de cálculo e aumentar sua precisão.

- Análise da instabilidade: o método tradicional de análise de estabilidade é baseado na integração do sistema de equações dinâmicas do sistema. Mesmo com a utilização de várias simplificações, o processamento é tão extensivo que ficou restrito a estudos *off-line*. Com a ajuda dos PMU, é possível monitorar a progressão de um transitório em tempo real. Baseado na leitura desses medidores, o sistema de potência fornece a trajetória do sistema até o tempo presente. Assim, através dos registros das oscilações de potência será possível tomar decisões de proteção e controle.

- Melhoramento no controle de sistemas elétricos de potência: com a utilização de PMUs, de forma que os controles tradicionais poderão ser realizados com mais precisão. Os dados dos PMUs permitem a detecção antecipada de situações de risco para o sistema, melhorando a determinação das ações de controle preventivo, aumentando a margem de segurança do sistema, evitando grandes perdas de carga ou grandes contingências, como faltas de longos períodos ou blecautes.

4.3. IEDS (Intelligent Electronic Devices)

Os relés digitais e unidades de controle modernos são conhecidos como Dispositivos Eletrônicos Inteligentes (IEDs – Intelligent Electronic Devices). Essas unidades apresentam funções para proteção, controle, automação, medição e monitoramento dos sistemas elétricos, e permitem a criação de lógicas de intertravamento, chaveamento, aberturas e bloqueio, ou seja, múltiplas funcionalidades em um único dispositivo.

Os IEDs têm sido cada vez mais utilizados nas subestações elétricas à medida que agregam mais recursos. Seu uso permite uma redução no custo de implantação e manutenção, pois necessita de um número menor de cabos e equipamentos. Estas unidades possibilitam troca de informações mais rápidas através de redes Intranet, simplificam o projeto, permitem sincronização temporal dos dispositivos e expansão do sistema, além de fornecer maior confiabilidade ao sistema.

Outra grande vantagem de IEDS são as lógicas programáveis utilizadas, por exemplo, para funções como os intertravamentos e religamento automático. Elas necessitam de certo número de entradas e saídas digitais. Essas lógicas podem ser programadas por meio de softwares criados em um computador convencional. Além disso, as funcionalidades de certo projeto podem ser reaproveitadas para outros e novas características podem ser adicionadas. Uma tendência moderna é a utilização de funções de proteção e controle em um mesmo dispositivo através das lógicas programáveis. A Figura 28 mostra uma lógica programável de intertravamento de seccionadora.

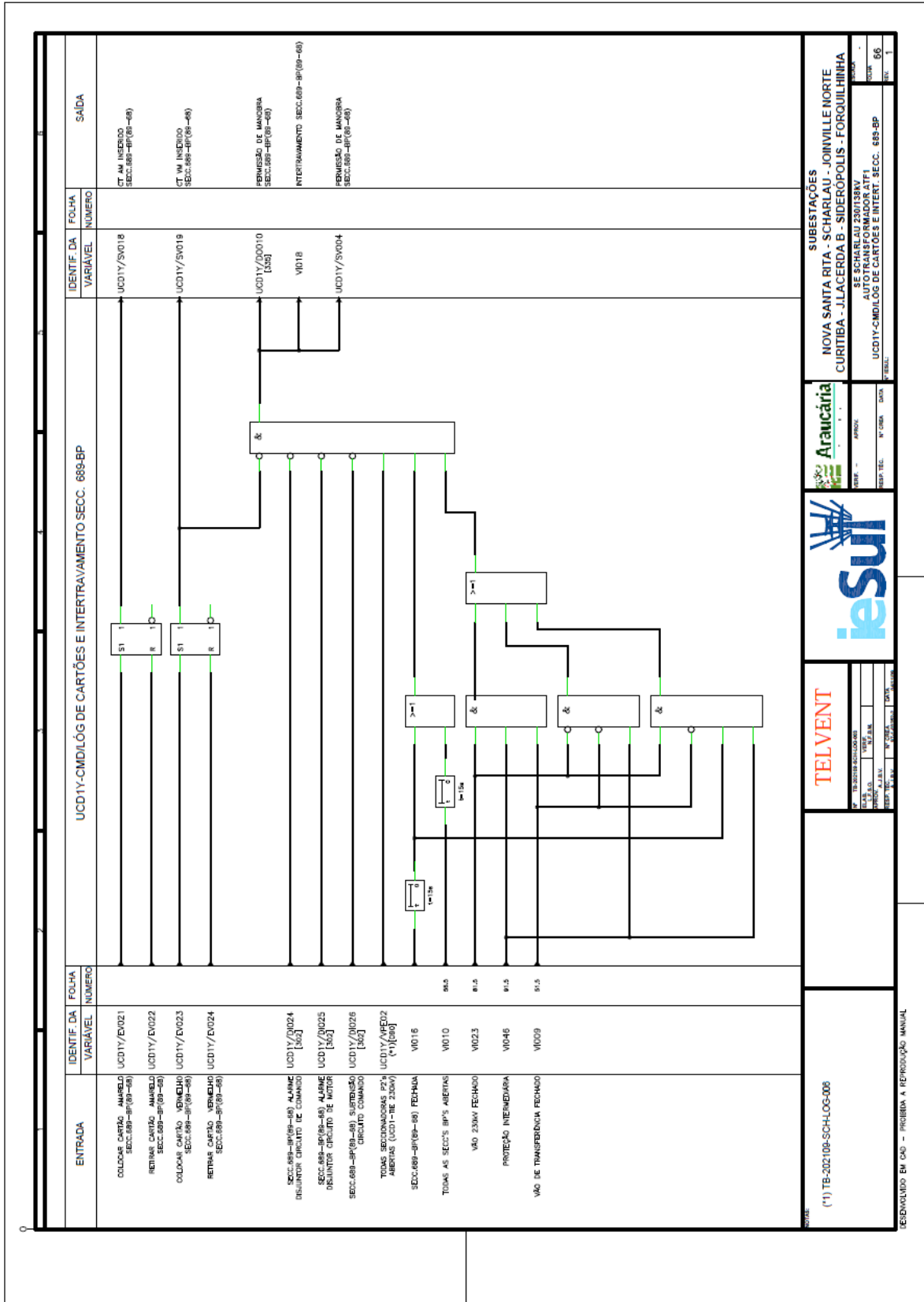


Figura 28. Lógica programável de intertravamento de seccionadora

A Figura 29 apresenta um IED que incorpora diversas funções de proteção em um único dispositivo.

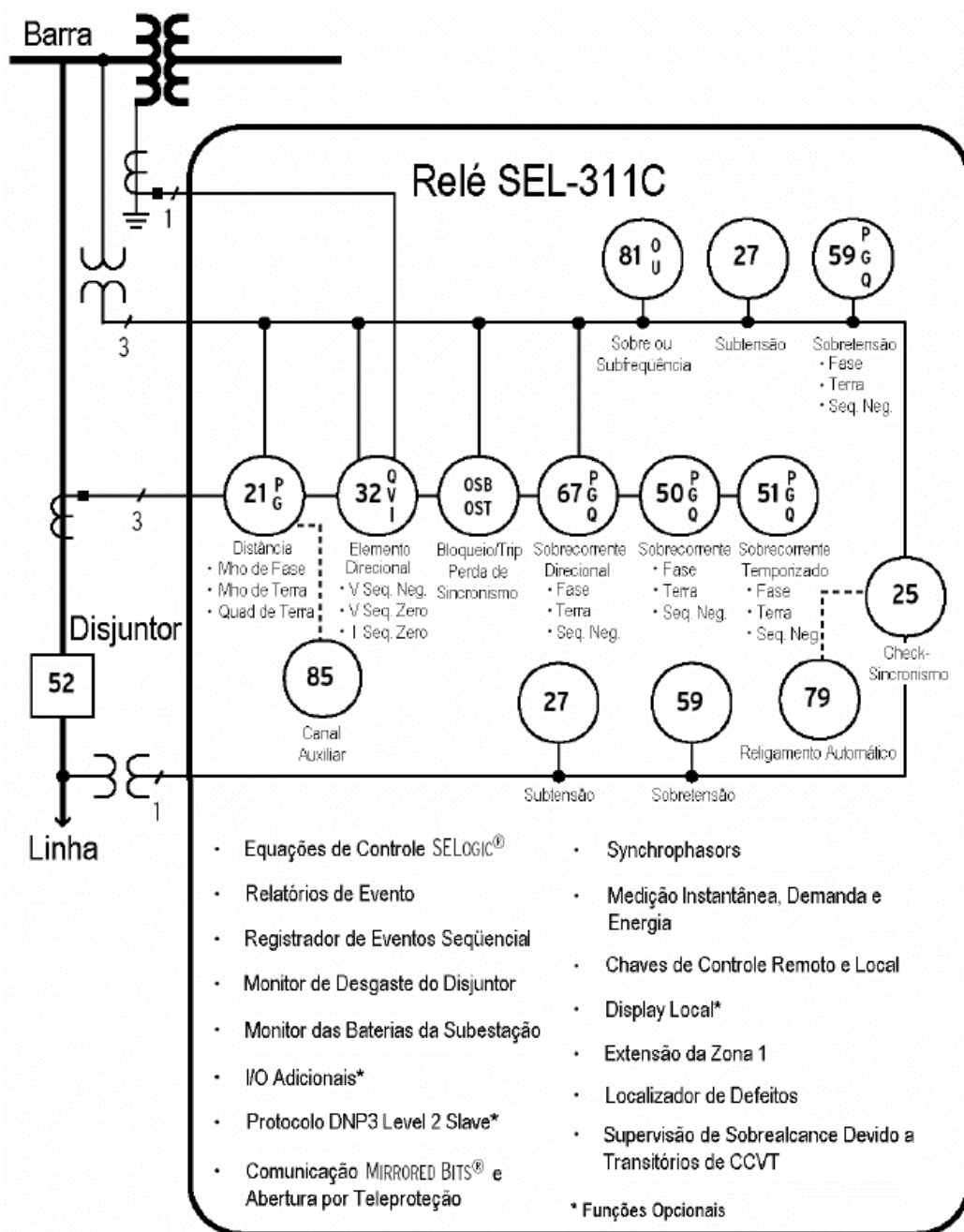


Figura 29. Relé SEL 311 C exemplo de IED de proteção e controle [7]

4.4. Proteção adaptativa

Proteção adaptativa é uma filosofia que permite fazer ajustes no sistema de proteção para torná-lo adequado às variações do estado a rede. O conceito principal é a alteração de parâmetros no sistema de proteção em resposta a mudanças no sistema causadas por alterações de carga, chaveamentos de operação ou até mesmo

faltas elétricas. Isto significa que as características de abertura do relé mudam de acordo com as condições do sistema.

Os relés eletromecânicos e estáticos apresentam um único grupo de ajuste. Esse problema pode ser superado pelo fornecimento do relé digital com um certo número de grupos de ajustes, onde um grupo é utilizado de cada vez. A mudança entre grupos pode ser obtida por meio de comandos remotos do operador ou por um sistema de lógica programável. Acabando com a necessidade de relés duplicados para serem utilizados conforme a mudança no arranjo de entradas e saídas, dependendo da configuração da rede. O operador terá também a opção de programar remotamente o relé com um grupo de ajuste desejado.

O relé digital pode fornecer qualquer característica para delinear as zonas de proteção. Uma característica do tipo quadrilateral, como mostrado no item 3.2.3 para relés de distância, mostra ótimo desempenho para condições fixas do sistema, mas tem seu desempenho comprometido quando a condição de operação sofre alterações. O rele adaptativo é uma ótima solução para estes casos, por possuir a possibilidade de alterar a sua característica de proteção, aumentando a zona primária de proteção.

5. Modernização da proteção

5.1. Proteções eletromecânicas e microprocessadas

Um caso genérico apresentado por MOONEY [16] será descrito a seguir, onde é comparado um esquema contendo relés eletromecânicos e outro contendo relés microprocessados.

Um típico esquema de distância com três zonas temporizadas consiste de elementos de trip instantâneos, dois níveis de elementos de trip temporizados para faltas envolvendo a fase e um elemento de trip instantâneo, e um elemento de sobrecorrente temporizado para faltas à terra. Para esse exemplo nós devemos admitir que a proteção de distância com zonas temporizadas utiliza elementos de distância de fase e de sobrecorrente direcional de terra. Faltas envolvendo a fase são detectadas usando três zonas dos relés de distância de fase. Faltas à terra são detectadas usando um relé de sobrecorrente direcional de terra, que inclui um elemento de sobrecorrente temporizado e um elemento de sobrecorrente instantâneo. O esquema de proteção também inclui um religador que efetue somente uma tentativa de religamento, para restabelecimento automático da linha após a falta ter sido eliminada.

O esquema com relés eletromecânicos utiliza relés de distância trifásicos. Esses relés podem cobrir todos os tipos de falta através de um elemento por zona ou todas as três zonas através da combinação dos elementos das fases. Isso depende do fabricante dos relés de distância. Entretanto, em qualquer caso, são necessários três relés de distância. Um temporizador é também requerido para os elementos de retaguarda temporizados. Tipicamente, o retardo é fornecido por temporizadores separados, de modo que se um temporizador falha, o esquema total de distância com zonas temporizadas não é prejudicado. Um único relé de sobrecorrente direcional de terra será usado para a detecção de faltas a terra. Um relé de religamento com somente uma tentativa também deverá ser requerido para o restabelecimento da linha. Um relé de sobrecorrente não direcional será utilizado para supervisionar os relés de distância.

O *layout* do painel de um esquema com relés eletromecânicos é mostrado na Figura 30A. Observe que o esquema eletromecânico requer quase todo o espaço contido no painel de 213,36cm por 48,26cm.

O esquema microprocessado consistirá de um relé multifunção que forneça as três zonas de uma proteção de distância com zonas temporizadas, três níveis de proteção de sobrecorrente direcional de terra instantânea ou com tempo definido, uma função de sobrecorrente direcional de terra temporizada, e um religador que efetue três tentativas de religamento. O esquema microprocessado também incluirá um relé microprocessado com uma única zona, para retaguarda no caso de falha do relé de distância principal.

A Figura 30B mostra o *layout* do painel para o esquema com relés microprocessados. O espaço necessário para o esquema com relés microprocessados é muito menor do que para o esquema com relés eletromecânicos.

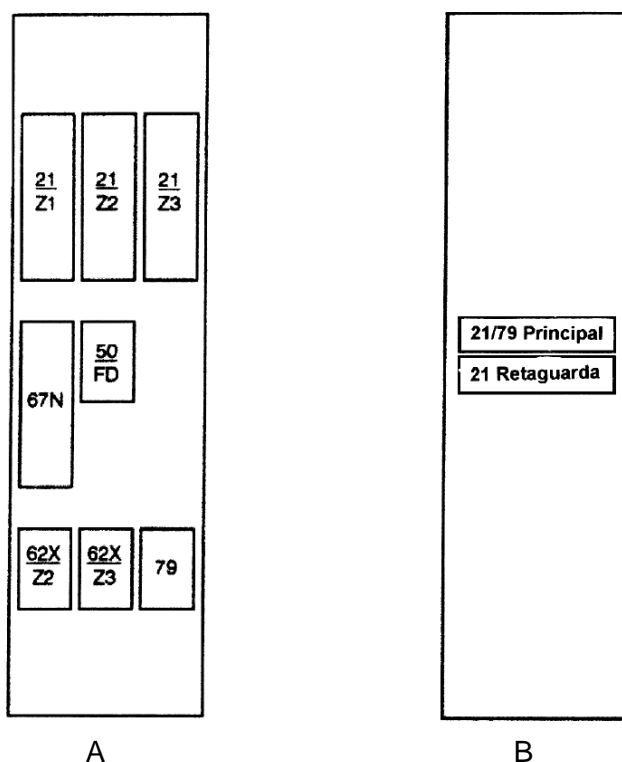


Figura 30. *Layout* do Painel de um Esquema Típico com Relés Eletromecânicos (A) e microprocessados (B)

Os circuitos AC e DC do esquema eletromecânico são mais complexos do que os do esquema com relés microprocessados. A Figura 31 mostra um diagrama esquemático AC característico, e a Figura 32 mostra um diagrama esquemático DC característico do esquema com relés eletromecânicos. Cada relé deve ser ligado aos outros relés para desenvolver o esquema de proteção requerido. Os custos do projeto e da instalação podem ser elevados devido ao número de pontos de conexão e à relativa complexidade de todo o esquema.

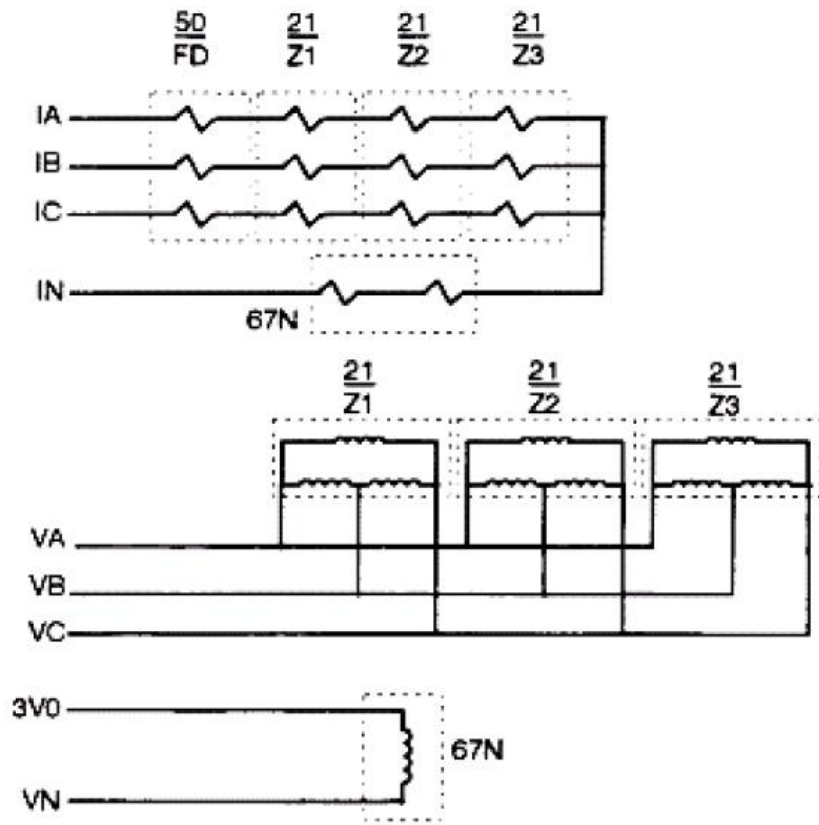


Figura 31. Diagrama Esquemático AC Característico de um Relé Eletromecânico

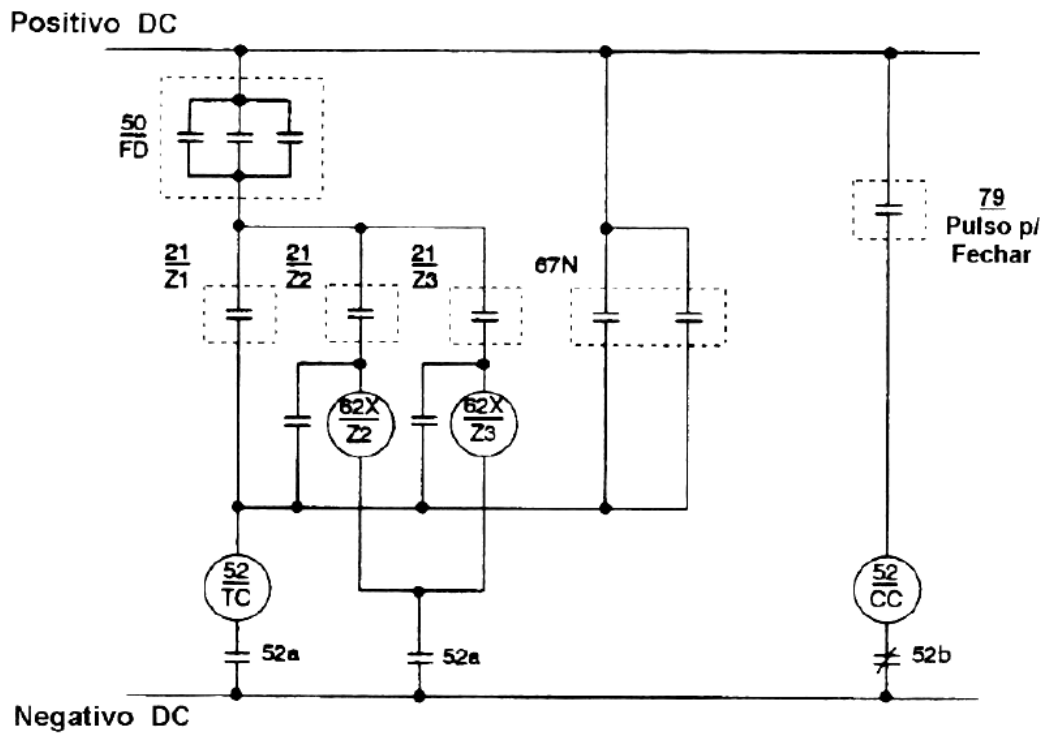


Figura 32. Diagrama Esquemático DC Característico de um Relé Eletromecânico

A Figura 33 e a Figura 34 mostram os circuitos AC e DC de um esquema com relés microprocessados. Observe que mesmo com a redundância de um relé usado para proteção de retaguarda, o número de conexões e a complexidade são muito pequenos. Em consequência, os custos do projeto e da instalação são significativamente reduzidos.

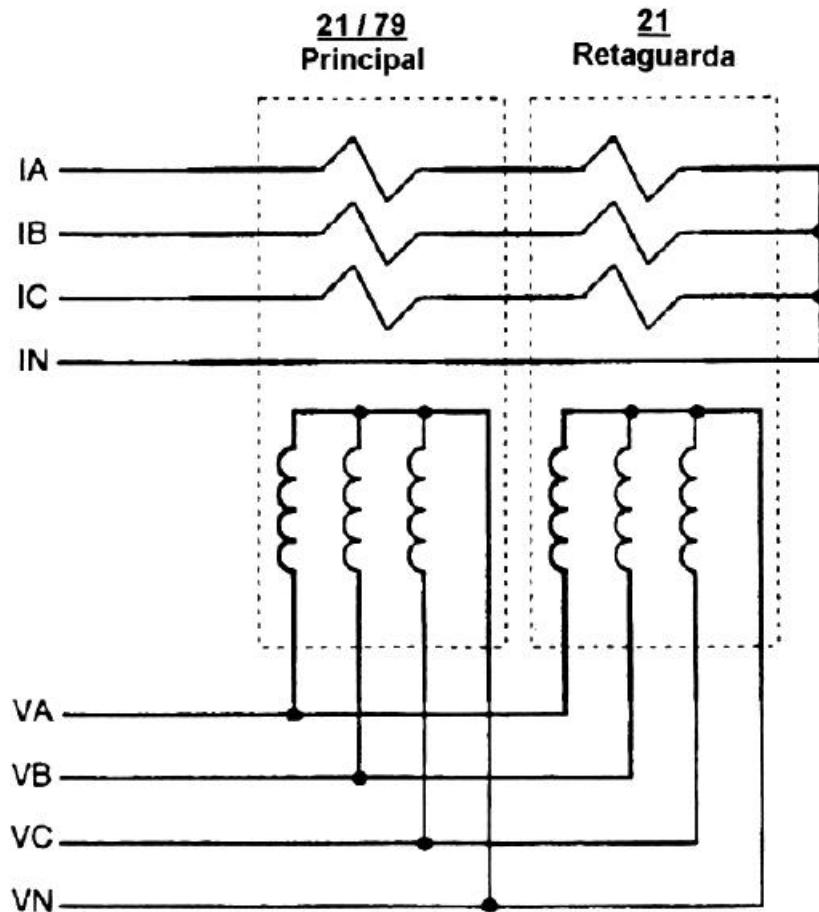


Figura 33. Diagrama esquemático AC característico de um Relé Microprocessado

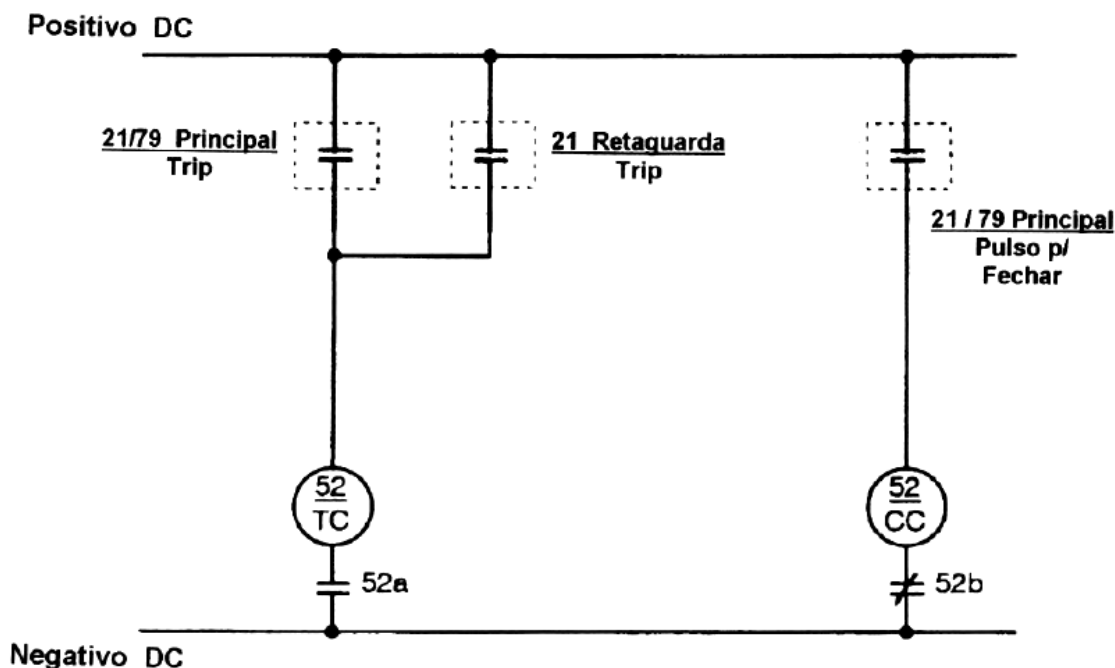


Figura 34. Diagrama esquemático DC característico de um Relé Microprocessado

Testes de instalação são usados para verificar se os relés estão ajustados corretamente, e se o esquema está executado corretamente para a aplicação projetada. Testes de rotina são realizados para assegurar que os relés estejam funcionando dentro das especificações definidas.

Um esquema executado com relés eletromecânicos requer um grande número de testes durante a instalação, para verificar se todo o esquema está funcionando corretamente. Cada relé deve ser testado e calibrado separadamente.

Para o exemplo do esquema de distância com zonas temporizadas, pelo menos sete relés distintos devem ser testados. O teste de cada relé requer que o mesmo seja conectado a um equipamento de testes, vários ajustes sejam efetuados, e então o relé é testado por uma rotina de testes pré-estabelecida. Se os resultados dos testes no relé estiverem fora dos padrões estabelecidos, o relé tem que ser calibrado. A rotina de calibração pode consumir muito tempo de trabalho.

Após cada relé ter sido testado, devem ser executados testes funcionais no esquema ("trip-checked"), para assegurar que toda a fiação e os circuitos de trip estejam corretos. Muitas vezes, verificar os circuitos de trip em um esquema eletromecânico é uma simples questão de fechar manualmente um contato de saída. Em consequência, a verificação dos circuitos de trip pode ser bem simples. Porém, como são muitos os equipamentos utilizados no esquema, a verificação dos circuitos

de trip pode consumir muito tempo e, no caso de um projeto incorreto ou de um erro de fiação, podem ser necessárias muitas horas de testes com o propósito de detectar e corrigir o problema.

Um esquema com relés microprocessados é muito simples de testar e verificar. Um relé microprocessado opera usando um programa de software. A operação das várias funções e lógicas foi completamente verificada e testada pelo fabricante do relé. Em muitos casos, a empresa de energia elétrica também testou o relé para verificar se o mesmo estava de acordo com as especificações apresentadas pelo fabricante. Uma vez que o relé foi completamente testado, o software que define as suas características de operação foi verificado. Logo, não é preciso testar completamente cada relé, admitindo-se que os relés são do mesmo tipo e versão de software.

Os testes de instalação de um relé microprocessado devem ser executados para verificar se os ajustes do mesmo foram parametrizados corretamente. As séries de testes devem ser executadas para confirmar os valores de atuação do relé (“pick up”) nos pontos críticos. Por exemplo, o elemento de distância deve ser testado no ângulo de máximo torque, e em ± 30 graus do mesmo. Estes pontos de teste verificam os ajustes do elemento de distância. Elementos de sobrecorrente devem também ser testados usando uma rotina de testes muito simples.

A verificação dos circuitos de trip (“trip-check”) usando relés microprocessados é muito simples devido ao fato de que existe um número menor de contatos para checar e menos fiação para verificar. Em muitos casos, um comando através do software pode ser usado para fechar contatos de saída específicos. Usar um comando através de software para fechar os relés de saída é mais simples do que conectar fontes de tensão e corrente de testes no relé para executar as simulações de faltas.

Testes de rotina têm que ser executados em relés eletromecânicos para verificar se eles estão operando dentro dos padrões especificados. Esses testes podem ser efetuados em intervalos de um a três anos para relés de distância, baseando-se na prática da empresa em particular. Os testes de rotina executados em um relé eletromecânico são muito similares àqueles efetuados durante o processo de instalação. Os relés devem ser completamente testados para verificar se todos os componentes internos estão operando dentro das tolerâncias especificadas. Testes de rotina também confirmam se todos os contatos e circuitos externos estão funcionando corretamente.

A maioria dos relés microprocessados executa autotestes de rotina (“routine self-checks”) para assegurar que os circuitos críticos do relé estejam funcionando corretamente.

Os relés microprocessados executam continuamente as mesmas rotinas do software. Logo, se o relé está funcionando corretamente, os algoritmos do relé irão operar corretamente. A manutenção de rotina num relé microprocessado consiste em verificar se as entradas, as saídas, e o sistema de aquisição de dados estão funcionando corretamente. Se o relé estiver medindo corretamente as correntes e tensões analógicas, e se os resultados dos autotestes mostram que o relé está bom, o relé funcionará corretamente. As únicas outras verificações necessárias são as de verificar se os contatos de saída e os contatos de entradas lógicas estão operando corretamente.

Admitindo-se que o relé microprocessado contenha autotestes suficientes e que um sistema comum de aquisição de dados seja usado para a proteção assim como para a medição, a manutenção de rotina pode ser significativamente reduzida. Muitas empresas têm prolongado o ciclo de manutenção de rotina de relés microprocessados, de uma e uma e meia para três vezes o ciclo usado nos relés eletromecânicos.

5.2. Comparando relés eletromecânicos e microprocessados.

O relé eletromecânico tem sido sucessivamente substituído por relés digitais, e cada mudança traz reduções em tamanho e melhorias em funcionalidades. Ao mesmo tempo, foram mantidos, ou melhorados, os níveis de confiabilidade e houve um aumento significativo da disponibilidade, devido à aplicação de técnicas não disponíveis nos relés convencionais.

Elevado número de relés eletromecânicos e estáticos ainda estão em serviço de forma segura, porém a redução contínua no custo dos microprocessadores e dos componentes digitais (memória, entradas e saídas etc.) leva continuamente a uma maior utilização de IEDs, como por exemplo, os modernos relés digitais que integram em um único equipamento uma variedade de funções. O desempenho computacional é garantido pelo uso de múltiplos processadores, permitindo que um grande número de funções, que anteriormente eram implementadas em equipamentos de hardware distintos, possam ser executadas por um único equipamento.

O relé digital pode implementar diversas funcionalidades, que antes necessitavam de vários relés eletromecânicos. Dessa forma, as funções de proteção

(sobrecorrente, falta a terra etc.) são agora definidas como “elementos de relé”. Assim, um único relé pode implementar diversas funções usando diversos “elementos de relé”. Cada elemento de relé, por sua vez, é composto por uma ou mais rotinas de software.

Os argumentos contrários à centralização de várias funções em um único equipamento de hardware são a confiabilidade e disponibilidade. Uma falha de um relé digital pode causar uma perda maior de funções quando comparadas com aplicações em que diferentes funções são implementadas por diferentes relés. A comparação de confiabilidade e disponibilidade entre os dois métodos é complexa, uma vez que a interdependência de elementos em uma aplicação em que são utilizados relés separados deve ser considerada. Com a experiência obtida com o uso de relés digitais, a maior parte das falhas de hardware são hoje conhecidas e precauções são tomadas ainda na fase do projeto do relé com o objetivo de contorná-las. Problemas de software são minimizados pelo uso rigoroso de técnicas de projeto de software, por testes no protótipo e pela capacidade de atualização do software na memória.

Experiências práticas demonstram que os relés digitais são tão confiáveis e têm disponibilidade tão boa quanto os relés de tecnologias anteriores. Por esse motivo, muitos sistemas de proteção e controle estão sendo modernizados através de projetos de retrofit. A seguir serão apresentados dois casos reais de projetos com essa abordagem.

5.3. Caso 1 Metrô Rio

Um projeto de modernização de proteção foi desenvolvido junto com a empresa Metrô Rio com o objetivo de substituir relés estáticos por relés digitais. O escopo do projeto incluía o fornecimento de todo o material, execução de montagem elétrica, testes e comissionamento, para substituição dos relés listados a seguir:

- Subestação Auxiliar de Botafogo:
 - Proteção diferencial de cabos F.087
 - Proteção sobrecorrente de fase F.050/051
- Subestação Auxiliar do Flamengo:
 - Proteção diferencial de cabos F.087
 - Proteção sobrecorrente de fase F.050/051
- Subestação Auxiliar do Largo do Machado:

Proteção diferencial de cabos F.087

Proteção sobrecorrente de fase F.050/51

O relé 87 é utilizado para proteção diferencial de cabos subterrâneos enquanto o relé 50/51 é utilizado para proteção de sobrecorrente instantânea e temporizada.

A Figura 35 ilustra os relés estáticos que foram substituídos com a conclusão do projeto.

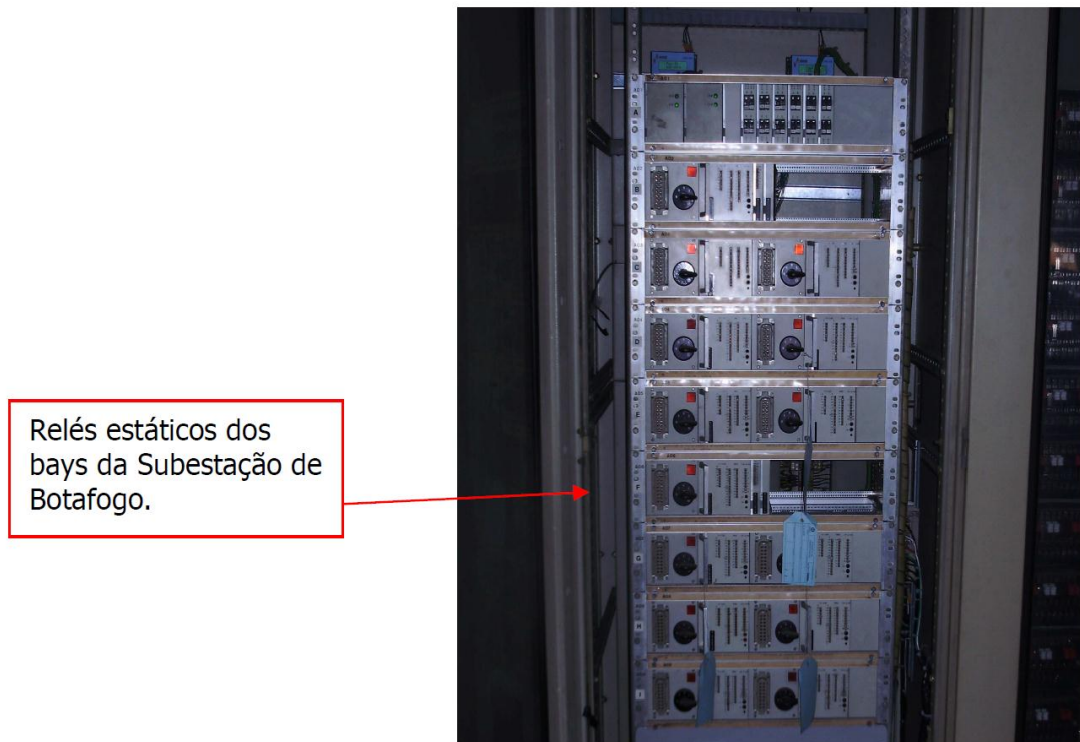


Figura 35. Relés estáticos da subestação Botafogo

Algumas especificações referentes ao projeto executivo estão listadas a seguir:

- Planejamento dos serviços visando o aproveitamento do painel e das interligações existentes, com a finalidade de possibilitar a substituição dos equipamentos sem prejudicar a operação comercial do METRÔ.
- Execução em auto-CAD de novo projeto executivo para os painéis de proteção com as alterações necessárias à instalação dos relés digitais.

O desenvolvimento do projeto em auto-CAD também é uma característica dos projetos retrofit atuais que apresenta vantagens em relação aos desenhos em papel utilizados anteriormente. A digitalização dos desenhos possibilita alterações em qualquer parte do desenho esquemático para futuras instalações sem prejudicar o

desenho atual. Os desenhos em papel por sua vez tornavam as atualizações mais complicadas uma vez que as alterações eram realizadas no mesmo documento, que ficavam sujos e desgastados devido ao intenso manuseio. Outro fato negativo dos desenhos em papel era o armazenamento e organização que nem sempre eram feitos de maneira correta gerando dificuldades para encontrar o desenho desejado e possível perda de informação.

Devido ao menor espaço ocupado pelos relés digitais, foi possível aproveitar a mesma estrutura de painéis existentes.

Algumas especificações referentes ao fornecimento dos equipamentos definidas pela empresa contratante do projeto estão listadas a seguir:

- Entradas de corrente de 5A;
- Registro de eventos e distúrbios (faltas);
- Registro de Oscilografia;
- Portas de comunicação:
- Traseira RS485;
- Frontal RS232, desejável USB para ajustes locais;
- Protocolos de comunicação:
- Auto-monitoramento de falhas do relé (Watchdog);
- Painel frontal - IP52;
- Modelo: P122 – Relé de proteção digital funções 50/51, 50/51N;
- Modelo: P521 – Relé de proteção digital função 87.

Como pode ser observado, esses relés apresentam diversas características unidas em um único dispositivo, merecendo destaque a presença de registador de eventos e oscilografia, portas de comunicação, auto monitoramento.

A Figura 36 apresenta a imagem da montagem com os relés digitais, e seus respectivos blocos de testes esperados pelo projeto.



Figura 36. Relés digitais e seus blocos de testes na subestação Botafogo

A Figura 37 mostra o sistema de proteção diferencial de cabos subterrâneos (de 22kV). Este esquema é semelhante ao apresentado na Figura 23. Devido à grande extensão do cabo subterrâneo a ser protegido, era inviável utilizar apenas um relé de proteção, pois o mesmo teria que receber informações das duas extremidades. Para contornar esta restrição, foram utilizados dois relés diferenciais, um em cada ponta do cabo subterrâneo a ser protegido. A comunicação entre eles, por sua vez, é feita através de fios pilotos que seguem de uma subestação a outra juntamente com os cabos subterrâneos de 22kV.

Os relés estáticos do projeto anterior não possuíam portas de comunicação, por isso necessitando de um equipamento de teleproteção para envio de sinal entre as pontas das subestações de Botafogo e Flamengo. O esquema antigo pode ser visto na Figura 38.

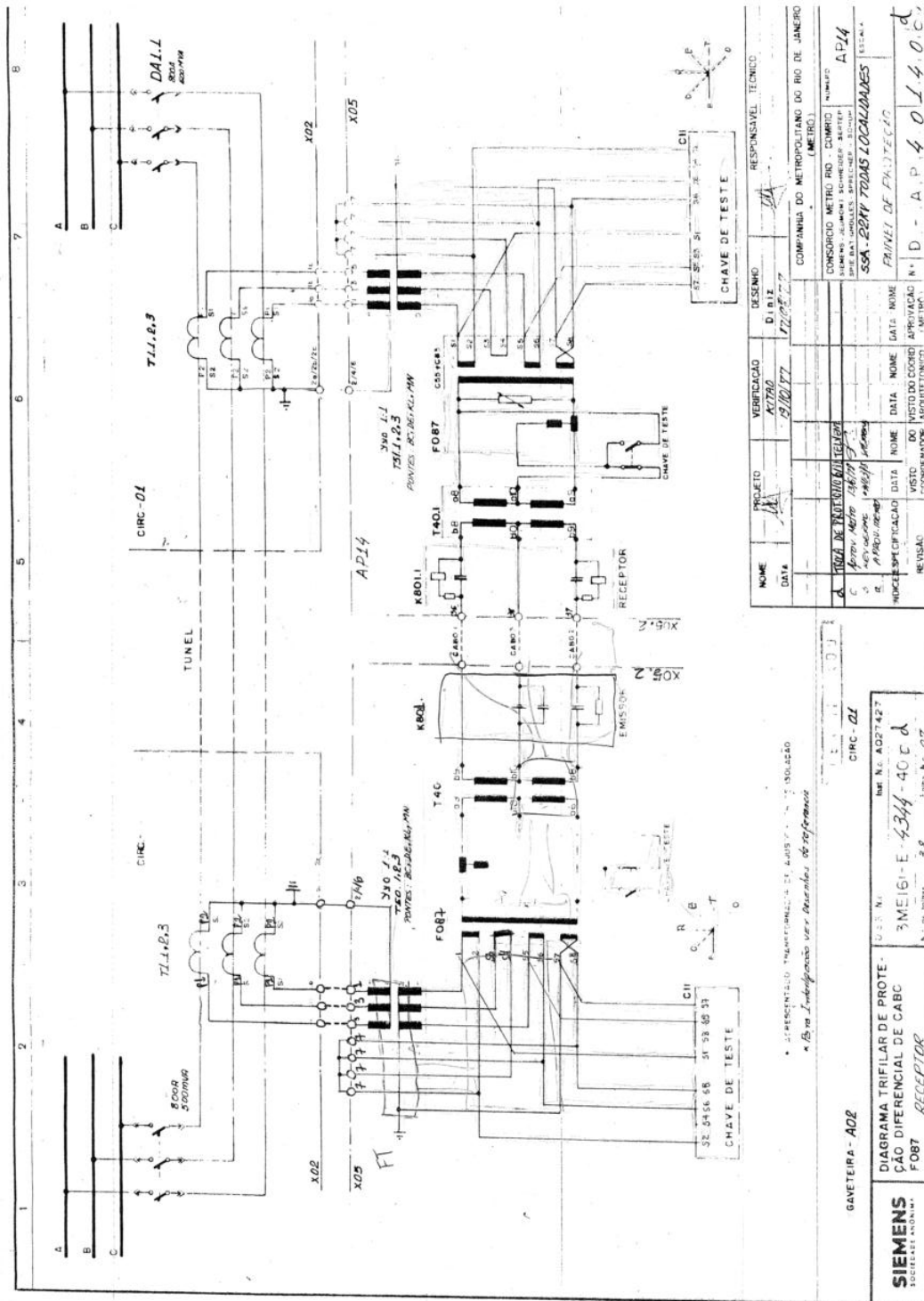


Figura 38. Proteção diferencial antiga de cabos subterrâneos

5.4. Caso 2 COPEL

Como segundo exemplo de modernização de sistemas de proteção, será apresentado um projeto de integração de controle e supervisão com o sistema de proteção em um único dispositivo realizado junto à COPEL. Para tal foi desenvolvido um projeto de retrofit em varias subestações com o objetivo de substituir esquemas de proteção, controle e supervisão de linhas, transformadores, reatores e barramentos.

O sistema de proteção antigo utilizava relés eletromecânicos e estáticos, em que o controle era feito através de dispositivos desenvolvidos pela própria COPEL. Já o processo de supervisão era realizado por meio de mímicos e anunciadores. Com a modernização, os sistemas de proteção, controle e supervisão ficaram reunidos em um único equipamento, como mostrado no esquema da Figura 39.

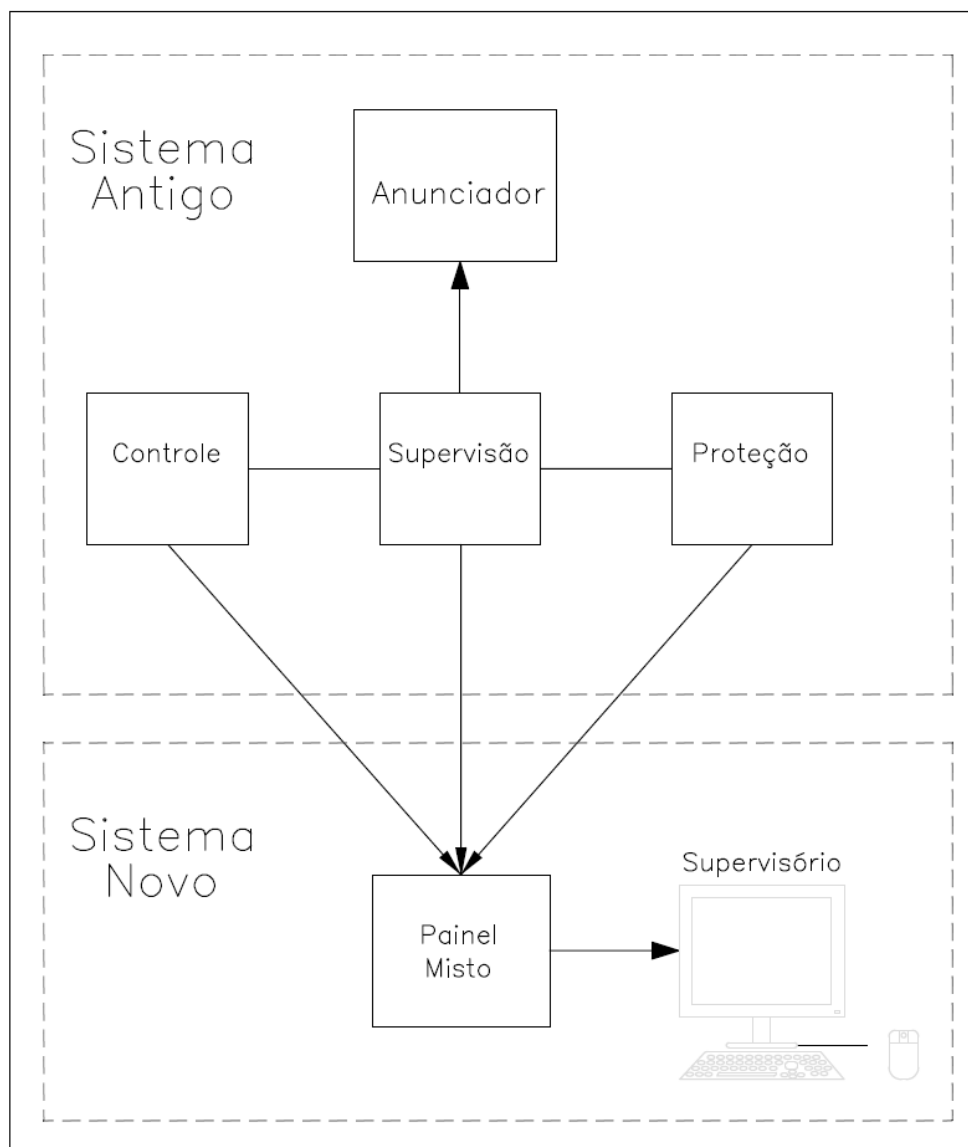


Figura 39. Integração dos painéis na COPEL

A utilização de um relé digital para controle é uma tendência, porém ainda é pouco usual, o que torna o caso COPEL interessante de ser analisado. Como exemplo, podemos analisar um Transformador de 230kV/138kV da subestação de Ibiporã. O sistema de controle era realizado através de unidades remotas desenvolvidas pela COPEL, como visto na Figura 40.



Figura 40. Remotas proprietárias COPEL (Conrole)

O sistema de controle manual e supervisorio era feito através de mímicos e anunciadores conforme pode ser visto na Figura 41.

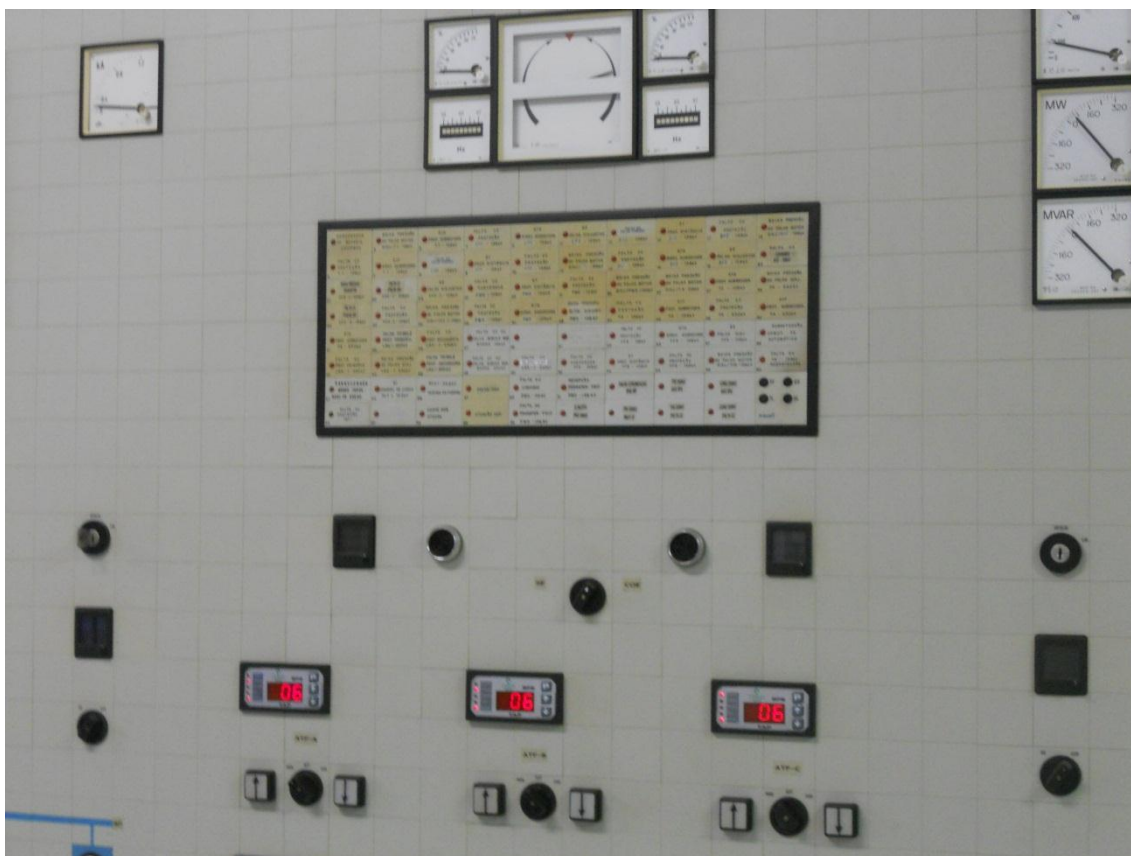


Figura 41. Detalhe do anunciador

Os sistemas de anunciador e mímico representam toda a subestação. Com a modernização, esses sistemas estão sendo substituídos por sistemas SCADA, onde o operador irá utilizar apenas uma tela de computador para observar os estados do sistema e o mouse para dar comandos remotos. A substituição desses sistemas representa uma grande economia em espaço para salas de operação. Nas Figura 42 e Figura 43 podemos ver a imagem do mímico completo e sua traseira. Após a modernização de toda a subestação, esse equipamento deverá ser retirado da sala de operação.



Figura 42. Parte frontal do mimico



Figura 43. Traseira do mimico

O sistema de proteção utilizava relés eletromecânicos e cada um dos relés realizava uma função diferente. Por exemplo, quatro relés eram usados apenas para a função de sobrecorrente, três para as fases ABC e um para o neutro. A função diferencia 87 também necessitava de um relé por fase. Na Figura 44 é possível observar como esses relés, entre outros, ficavam alocados no painel de proteção principal.



Figura 44. Painel de proteção principal

O novo sistema substituiu todos os equipamentos de proteção, controle e supervisão por apenas um relé digital de proteção e um monitor para o sistema de

supervisão. A Figura 45 mostra o novo painel, onde podemos perceber a economia de espaço gerada.



Figura 45. Painel novo

Uma particularidade desse projeto é que as medições de correntes, tensões e frequência ficaram restritas ao supervisor ou ao display do relé digital e não na porta do painel.

Uma dificuldade encontrada durante a instalação foi a falta de pontos de entrada e saída digitais para realizar todas as funções de proteção e controle. Este é o principal problema encontrado na utilização de relés digitais para realizar a função de controle. Este problema foi contornado, utilizando-se um módulo auxiliar de aquisição de dados, conforme visto na Figura 46.



Figura 46. Módulo auxiliar de aquisição de dados

A utilização de um módulo de aquisição de dados é melhor que a utilização de relés auxiliares para realizarem as lógicas de comandos e intertravamentos de disjuntores e seccionadoras. A utilização de relés auxiliares pode ser tão extensa a ponto de necessitar de um painel exclusivo para esta função. Em termos de desenhos

6. Conclusões e Trabalhos Futuros

6.1. Conclusão

Os relés digitais modernos ou microprocessados proporcionam inúmeras vantagens sobre os relés convencionais. Algumas delas são: custo reduzido durante a fase de instalação, menor espaço ocupado no painel, múltiplas funcionalidades em um único dispositivo, menor custo de manutenção, flexibilidade na aplicação, possibilidade de múltiplos ajustes no relé.

Com a utilização dos relés digitais, o esquema total do sistema de proteção ocupa menos espaço no painel uma vez que o número de componentes é muito reduzido. O projeto e a fiação também são mais simples e a implementação é menos custosa.

O fornecimento de múltiplas funcionalidades para relés digitais pode evitar a necessidade de outros sistemas de medição e controle na subestação. É uma tendência dos sistemas de proteção modernos a união nos relés digitais de funcionalidades que no passado eram providas por equipamentos separados. O relé de proteção não mais executa uma função de proteção básica, mas está se tornando uma parte, integral e maior, de um esquema de automação de subestação.

Com a implantação dos sistemas modernos de proteção, os testes de instalação de manutenção são reduzidos em grande escala. Isso se dá em função dos relés digitais também oferecem muitas características de auto teste e executarem continuamente rotinas do software para verificar seu correto funcionamento, prolongando, dessa forma, o ciclo de manutenção.

Além disso, os relés digitais podem ser usados em todas as aplicações de relés eletromecânicos. Eles também tornam acessíveis novas aplicações, filosofias de proteção e possibilidades de expansão do sistema. Adicionalmente tornaram possível a implantação de esquemas de proteção mais flexíveis, capazes de obter mais informações para aumentando do entendimento do sistema de potência, melhorando assim a confiabilidade do sistema de proteção.

Uma das principais vantagens relacionadas à modernização dos relés é a flexibilidade inerente à tecnologia digital e a possibilidade de produzir características adaptativas e múltiplos ajustes ao sistema.

Dessa forma, é possível observar que a escolha de um relé digital em relação a outro tipo de equipamento é coerente diante dos benefícios apresentados e levando em consideração que o relé digital é o principal equipamento nos sistemas de proteção. É possível ainda a implementação de um projeto de proteção, controle e supervisão de subestação que utilize relés digitais como o único equipamento.

Os avanços contínuos na tecnologia em relação ao aumento da capacidade dos microprocessadores e seu barateamento parecem apontar para o aprimoramento da tecnologia e conseqüentemente do desempenho dos relés digitais. Adicionalmente, a contínua pressão nos operadores para redução de custos é mais um indício de que a tendência de modernização dos sistemas de proteção permanecerá.

6.2. Trabalhos Futuros

Esse trabalho abordou a proteção de sistemas elétricos de potencia de forma generalizada, mostrando, de forma suscinta, o funcionamento de um sistema de proteção, a evolução dos relés, o funcionamento dos esquemas modernos de comunicação e algumas tendências no ramo de proteção de sistemas.

Quaisquer um destes assuntos podem ser tratados de forma especifica, em especial os assuntos relacionados às novas tecnologias e tendências, uma vez que esse tema ainda é recente como campo de pesquisa e está em fase de desenvolvimento e pesquisa.

7. Referências Bibliográficas

- [1] KINDERMANN, G., **Proteção de Sistemas Elétricos de Potência**. 1 ed. Florianópolis-SC, Brasil, 1999.
- [2] VINICIUS, C.D. OLESKOVICZ, M., GIOVANINI, R., **Proteção Digital de Sistemas Elétricos de Potência: dos relés eletromecânicos aos microprocessados inteligentes**. 1 ed. São Carlos -SP, Brasil, 2011.
- [3] CAMINHA, Amadeu C., **Introdução à Proteção dos Sistemas Elétricos**. Edgard Blücher Ltda, 1977.
- [4] RUSH, P., **Proteção e Automação de Redes Conceito e Aplicação**, 1 ed São Paulo – SP – Brasil, 2011.
- [5] VITORINO, A.A.L., **Ajuste e Coordenação de Relés de Sobrecorrente**. UFRJ, 2008
- [6] REASON Tecnologia, <http://www.reason.com.br/> 2013
- [7] SEL, **Soluções Eficazes para Proteção de Linhas de Transmissão** <http://www.selinc.com/> 2013
- [8] BAPTISTA M.N.F. **Automação Digital de Subestações de Energia Elétrica** UFRJ, 2006
- [9] BENMOUYAL, G, “**MEDIÇÃO FASORIAL SINCRONIZADA DOS RELÉS DE PROTEÇÃO PARA CONTROLE, PROTEÇÃO E ANÁLISE DE SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA**”, 29th ANNUAL WESTERN PROTECTIVE RELAY CONFERENCE SPOKANE, WASHINGTON 22-24 DE OUTUBRO, 2002
- [10] RIBEIRO, C.A.S., **Sistema de Medição Fasorial Sincronizada**, UFMG Belo Horizonte ,2008
- [11] Regina C.K., **PROTEÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS: UMAABORDAGEM TÉCNICO-PEDAGÓGICA** UFMG, Belo Horizonte ,2007
- [12] ONOFRE F.G., **Ensaio da Função de Distância do Relé Digital de Proteção SEL 311-C com Caixa de Teste Omicron CMC 256-6** UFRJ, Rio de Janeiro, 2011
- [13] LACERDA S.L.M., CARNEIRO G.H.R., **DISPOSITIVOS ELETRÔNICOS INTELIGENTES (IED'S) E A NORMA IEC 61850: UNIÃO QUE ESTÁ DANDO CERTO**

[14] Testes de IED's e Sistemas Operando com redes de Comunicação com IEC 61850, **Anais do XII ERIAC - Décimo Segundo Encontro Regional Ibero-americano do CIGRÉ** – Foz do Iguaçu-PR, Maio 2007.

[15] SANTOS, L.F.; PEREIRA, M. Uma Abordagem Prática do IEC 61850 para Automação, Proteção e Controle de Subestações, **Anais do VII SIMPASE - Sétimo Simpósio de Automação de Sistemas Elétricos** –Salvador-BA, Agosto 2007.

[16] JOE MOONEY, **Aplicações de Relés Microprocessados em Linhas de Transmissão**, Schweitzer Engineering Laboratories, Inc. Pullman, WA USA

Tabela ANSI

• N°	• Denominação
• 1	• Elemento Principal
• 2	• função de partida/ fechamento temporizado
• 3	• função de verificação ou interbloqueio
• 4	• contator principal
• 5	• dispositivo de interrupção
• 6	• disjuntor de partida
• 7	• disjuntor de anodo
• 8	• dispositivo de desconexão da energia de controle
• 9	• dispositivo de reversão
• 10	• chave de sequência das unidades
• 11	• reservada para futura aplicação
• 12	• dispositivo de sobrevelocidade
• 13	• dispositivo de rotação síncrona
• 14	• dispositivo de subvelocidade
• 15	• dispositivo de ajuste ou comparação de velocidade ou frequência
• 16	• reservado para futura aplicação
• 17	• chave de derivação ou descarga
• 18	• dispositivo de aceleração ou desaceleração
• 19	• contator de transição partida-marcha
• 20	• válvula operada eletricamente
• 21	• relé de distância
• 22	• disjuntor equalizador
• 23	• dispositivo de controle de temperatura

• 24	• Relé de sobreexcitação ou Volts por Hertz
• 25	• relé de verificação de Sincronismo ou Sincronização
• 26	• dispositivo térmico do equipamento
• 27	• relé de subtensão
• 28	• reservado para futura aplicação
• 29	• contator de isolamento
• 30	• relé anunciador
• 31	• dispositivo de excitação
• 32	• relé direcional de potência
• 33	• chave de posicionamento
• 34	• chave de sequência operada por motor
• 35	• dispositivo para operação das escovas ou curto-circuitar anéis coletores
• 36	• dispositivo de polaridade
• 37	• relé de subcorrente ou subpotência
• 38	• dispositivo de proteção de mancal
• 39	• reservado para futura aplicação
• 40	• relé de perda de excitação
• 41	• disjuntor ou chave de campo
• 42	• disjuntor/ chave de operação normal
• 43	• dispositivo de transferência manual
• 44	• relé de sequência de partida
• 45	• reservado para futura aplicação
• 46	• relé de desbalanceamento de corrente de fase
• 47	• relé de sequência de fase de tensão

• 48	• relé de sequência incompleta/ partida longa
• 49	• relé térmico
• 50	• relé de sobrecorrente instantâneo
• 51	• relé de sobrecorrente temporizado
• 52	• disjuntor de corrente alternada
• 53	• relé para excitatriz ou gerador CC
• 54	• disjuntor para corrente contínua, alta velocidade
• 55	• relé de fator de potência
• 56	• relé de aplicação de campo
• 57	• dispositivo de aterramento ou curto-circuito
• 58	• relé de falha de retificação
• 59	• relé de sobretensão
• 60	• relé de balanço de tensão/ queima de fusíveis
• 61	• relé de balanço de corrente
• 62	• relé temporizador
• 63	• relé de pressão de gás (Buchholz)
• 64	• relé de proteção de terra
• 65	• regulador
• 66	• relé de supervisão do número de partidas
• 67	• relé direcional de sobrecorrente
• 68	• relé de bloqueio por oscilação de potência
• 69	• dispositivo de controle permissivo
• 70	• reostato eletricamente operado
• 71	• dispositivo de detecção de nível
• 72	• disjuntor de corrente contínua
• 73	• contator de resistência de carga

• 74	• função de alarme
• 75	• mecanismo de mudança de posição
• 76	• relé de sobrecorrente CC
• 77	• transmissor de impulsos
• 78	• relé de medição de ângulo de fase/ proteção contra falta de sincronismo
• 79	• relé de religamento
• 80	• reservado para futura aplicação
• 81	• relé de sub/ sobrefrequência
• 82	• relé de religamento CC
• 83	• relé de seleção/ transferência automática
• 84	• mecanismo de operação
• 85	• relé receptor de sinal de telecomunicação
• 86	• relé auxiliar de bloqueio
• 87	• relé de proteção diferencial
• 88	• motor auxiliar ou motor gerador
• 89	• chave seccionadora
• 90	• dispositivo de regulação
• 91	• relé direcional de tensão
• 92	• relé direcional de tensão e potência
• 93	• contator de variação de campo
• 94	• relé de desligamento
• 95 à 99	• usado para aplicações específicas

COMPLEMENTAÇÃO DA TABELA ANSI:

50 N - sobrecorrente instantâneo de neutro

51N - sobrecorrente temporizado de neutro (tempo definido ou curvas inversas)

50G - sobrecorrente instantâneo de terra (comumente chamado 50GS)

51G - sobrecorrente temporizado de terra (comumente chamado 51GS e com tempo definido ou curvas inversas)

50BF - relé de proteção contra falha de disjuntor (também chamado de 50/62 BF)

51Q - relé de sobrecorrente temporizado de sequência negativa com tempo definido ou curvas inversas

51V - relé de sobrecorrente com restrição de tensão

51C - relé de sobrecorrente com controle de torque

59Q - relé de sobretensão de sequência negativa

59N - relé de sobretensão residual ou sobretensão de neutro (também chamado de 64G)

64 - relé de proteção de terra pode ser por corrente ou por tensão. Os diagramas unifilares devem indicar se este elemento é alimentado por TC ou por TP, para que se possa definir corretamente.

Se for alimentado por TC, também pode ser utilizado como uma unidade 51 ou 61.

Se for alimentado por TP, pode-se utilizar uma unidade 59N ou 64G.

A função 64 também pode ser encontrada como proteção de carcaça, massacuba ou tanque, sendo aplicada em transformadores de força até 5 MVA.

67 N - relé de sobrecorrente direcional de neutro (instantâneo ou temporizado)

67 G - relé de sobrecorrente direcional de terra (instantâneo ou temporizado)

67Q - relé de sobrecorrente direcional de sequência negativa

Proteção Diferencial - ANSI 87:

O relé diferencial 87 pode ser de diversas maneiras:

87 T - diferencial de transformador (pode ter 2 ou 3 enrolamentos)

87G - diferencial de geradores;

87GT - proteção diferencial do grupo gerador-transformador

87 B - diferencial de barras. Pode ser de alta, média ou baixa impedância.

Pode-se encontrar em circuitos industriais elementos de sobrecorrente ligados num esquema diferencial, onde os TC's de fases são somados e ligados ao relé de sobrecorrente.

Também encontra-se um esquema de seletividade lógica para realizar a função diferencial de barras.

87M - diferencial de motores - Neste caso pode ser do tipo percentual ou do tipo autobalanceado.

O percentual utiliza um circuito diferencial através de 3 TC's de fases e 3 TC's no neutro do motor.

O tipo autobalanceado utiliza um jogo de 3 TC's nos terminais do motor, conectados de forma à obter a somatória das correntes de cada fase e neutro. Na realidade, trata-se de um elemento de sobrecorrente, onde o esquema é diferencial e não o relé.