

**UIVERSIDADE DE SÃO PAULO  
ESCOLA DE ENGENHARIA DE SÃO CARLOS**

**Estudo de Caso na Automação, Proteção e  
Supervisão de uma Subestação de Classe  
69kV**

Diego Luz Martins

ORIENTADOR: Ruy Alberto Corrêa Altafim

São Carlos  
2012



**DIEGO LUZ MARTINS**

**Estudo de Caso na Automação, Proteção e  
Supervisão de uma Subestação de Classe  
69kV**

Trabalho de Conclusão de Curso  
apresentado à Escola de Engenharia de São  
Carlos, da Universidade de São Paulo

Curso de Engenharia Elétrica com ênfase em  
sistemas de energia e automação

ORIENTADOR: Ruy Alberto Corrêa Altafim

São Carlos  
2012

AUTORIZO A REPRODUÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTE TRABALHO,  
POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS  
DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

M379e      Martins, Diego  
                Estudo de Caso na Automação, Proteção e Supervisão  
                de uma Subestação de Classe 69kV / Diego Martins;  
                orientador Ruy Altafim. São Carlos, 2012.

Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica com  
enfase em Sistemas de Energia e Automação) -- Escola de  
Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo,  
2012.

1. relés microprocessados. 2. relés  
eletromecânicos. 3. projeto elétrico. I. Título.

# FOLHA DE APROVAÇÃO

Nome: Diego Luz Martins

Título: "Estudo de Caso na Automação, Proteção e Supervisão de uma Subestação de Classe 69kV"

*Trabalho de Conclusão de Curso defendido e aprovado  
em 23/11/2012,*

*com NOTA 8,0 (oito, zero), pela Comissão Julgadora:*

**Prof. Titular Ruy Alberto Corrêa Altafim (Orientador)**  
SEL/EESC/USP

**Prof. Dr. José Carlos de Melo Vieira Júnior**  
SEL/EESC/USP

**Prof. Dr. Dennis Brandão**  
SEL/EESC/USP

Coordenador da CoC-Engenharia Elétrica - EESC/USP:  
Prof. Associado Homero Schiabel



## Sumário

RESUMO .....	XI
ABSTRACT .....	XIII
1 INTRODUÇÃO.....	1
2 RELÉS DE PROTEÇÃO .....	3
2.1 Função de um relé de proteção .....	3
2.2 Relés eletromecânicos .....	3
2.3 Relés estáticos .....	6
2.4 Relés micro processados.....	6
3 COMPARANDO PROTEÇÃO ELETROMECÂNICA E MICROPROCESSADA.....	11
3.1 Padronização de curvas de atuação e adaptação de sistemas existentes.....	11
3.2 Novos critérios de ajuste .....	11
3.3 Intertravamento lógico.....	11
3.4 Automonitoramento dos componentes e circuitos.....	12
3.5 Medição, comando e comunicação integrados a proteção.....	12
3.6 Requisitos de instalação .....	12
3.7 Requisitos quanto a testes.....	13
3.8 Modernização e instalação de subestações .....	15
4 NORMA IEC 61850.....	17
4.1 A criação da norma.....	17
4.2 Objetivos da norma.....	18

4.3 Mensagem GOOSE.....	19
5 EQUIPAMENTOS .....	23
5.1 PCM 600 .....	23
5.2 Mala de testes OMICRON .....	25
5.2.1 Aplicações.....	25
5.2.2 Funcionamento.....	25
5.3 Relé de proteção ABB.....	27
5.3.1 REC670.....	27
5.3.2 RED 670.....	28
5.3.3 RET 670.....	29
6 FUNÇÕES DE PROTEÇÃO .....	31
6.1 Proteção diferencial de transformador (87T) .....	31
6.2 Funções de tensão .....	36
6.2.1 Proteção de sobretensão (59) .....	36
6.2.2 Função de subtensão (27).....	37
6.3 Funções de sobre corrente (50/51).....	37
6.3.1 Condições de operação do relé de sobrecorrente .....	39
6.3.2 Função de sequência negativa.....	40
6.3.3 Função direcional.....	40
6.4 Função de falha disjuntor (50BF) .....	41
6.5 Função de frequência (81).....	43
7 ESTUDO DE CASO .....	45
7.1 A subestação e suas pontas remotas.....	45
7.1.1 SUBESTAÇÃO EESC (69–13,8/11,95kV) .....	45
7.1.2 SUBESTAÇÃO IFSC - (69 kV): .....	46
7.1.3 SUBESTAÇÃO IQSC (69 kV):.....	46
7.1.4 SUBESTAÇÃO ICMC (69 kV):.....	46

7.2	Equipamentos de proteção, controle e supervisão .....	46
7.2.1	Principal - SE EESC .....	46
7.2.2	Ponta Remota – SE IFSC .....	46
7.2.3	Ponta Remota - SE IQSC .....	47
7.2.4	Ponta Remota - ICMC .....	47
7.3	Especificações do Sistema de Proteção e Controle .....	47
7.3.1	Proteção de Linha RED670 .....	47
7.3.2	Proteção e Supervisão do Transformador RET670 .....	52
7.3.3	Controle e Proteção REC670 para Transformador .....	55
7.3.4	Controle e Proteção REC670 Proteção do Banco de Capacitores .....	57
7.3.5	Controle e Proteção REC670 Alimentadores .....	59
7.4	Filosofia geral de Proteção e Controle .....	62
7.5	Sistema Supervisório e Arquitetura de Automação .....	63
7.5.1	Arquitetura do Sistema .....	63
7.5.2	IHM .....	65
7.5.3	Sincronismo por GPS .....	66
7.5.4	Rede de dados .....	68
7.5.5	Modelagem do Sistema (IEC 81346) .....	71
8	CONCLUSÃO .....	73
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....	75
	BIBLIOGRAFIA .....	77

## **Lista de figuras**

Figura 1 – diagrama de blocos do funcionamento de um relé .....	10
Figura 2 – exemplo de relé digital .....	10
Figura 3 – Exemplo de comunicação horizontal entre IEDs.....	20
Figura 4 - Fluxograma do processo de configuração das mensagens GOOSE.....	21
Figura 5 - Painel convencional de proteção com reles eletromecânicos.....	24
Figura 6 - Configuração de uma proteção genérica no PCM600.....	24
Figura 7 - Vista frontal da mala 256plus CMC do fabricante Omicron.....	26
Figura 8 - Tela do software supervisório Quick CMC da mala Omicron .....	26
Figura 9 - Ligação ilustrativa entre TCs e IED .....	31
Figura 10 - Conexão interna dos TCs ao IED .....	32
Figura 11 - Zonas de operação da proteção 87T .....	34
Figura 12 - Exemplo de falha de disjuntor (50BF) .....	42
Figura 13 - Bay da linha IFSC .....	49
Figura 14 - Bay do transformador dois .....	53
Figura 15 - Proteções intrínsecas do transformador.....	55
Figura 16 - Bay do banco de capacitores .....	57
Figura 17 - Bay do sistema de serviços auxiliares .....	58
Figura 18 - Bay do alimentador de 13,8kV .....	60
Figura 19 - Bay do seccionado de barra.....	60
Figura 20. - Arquitetura da SE EESC .....	64
Figura 21. - Arquitetura conjunta das SEs IFSC, IQSC e ICMC.....	64
Figura 22 - Arquitetura para teste de sincronismo .....	68

## **Lista de tabelas**

Tabela 1 - Tabela de coeficiente de operação função de sobrecorrente .....	39
Tabela 2 - Painéis de proteção da SE EESC.....	46
Tabela 3 - Painéis de proteção da SE IFSC .....	47
Tabela 4 - Painéis de proteção da SE IQSC .....	47
Tabela 5 - Painéis de proteção da SE ICMC .....	47
Tabela 6 - Proteções de linha.....	50
Tabela 7 - Proteções do transformador (RET670).....	54
Tabela 8 - Proteções do transformador (REC670) .....	56
Tabela 9 - Proteções do banco de capacitores (REC670).....	58
Tabela 10 - Proteções dos alimentadores (REC670).....	61
Tabela 11 - Conexões externas do switch 1 .....	68
Tabela 12 - Conexões externas do switch 2 .....	69
Tabela 13 - Conexões externas do switch 3 .....	70
Tabela 14 - Conexões externas do switch 4 .....	70
Tabela 15 - Conexões externas do switch 4 .....	71



## Resumo

Neste documento é apresentado um comparativo entre tecnologias de relés eletromecânicos e microprocessados, mostrando os benefícios que uma instalação elétrica pode obter a partir da digitalização de seu sistema de proteção, controle e supervisão. Serão abordados os requisitos e normas que norteiam a instalação de relés digitais para projetos modernos de proteção de sistema elétricos.

Uma vez que todos os requisitos de instalação tenham sido abordados será apresentado um projeto real de aplicação de proteção digital incluindo: projeto elétrico, descritivos dos IEDs e equipamentos informática além da arquitetura de comunicação necessária para o funcionamento do sistema.

Palavras chave: relés microprocessados, relés eletromecânicos, projeto elétrico, normas, arquitetura de comunicação.



## **Abstract**

In this work it will be presented a comparison between the technologies: electromechanical relays and microprocessor based relays, showing the benefits that a power system can get from updating its protection, control and supervision. It will be discussed the requirements and standards that guide the installation of digital relays for modern designs of electrical protection system.

Once all installation requirements have been discussed it will be presented a real application project application of digital protection including: electrical design, descriptive of IEDs and computer equipment beyond the communication architecture required for system operation.

Key words: microprocessor relays, microprocessor based relays, electrical design, standards, communication architecture.



# 1 Introdução

Relés eletromecânicos têm sido largamente utilizados pela indústria da energia elétrica para a proteção de seus sistemas, seja no ramo da geração, transmissão ou distribuição, porém essa tecnologia apresenta limitações e problemas inerentes ao seu funcionamento como os causados pela grande quantia de peças móveis e a grande quantidade de calibrações necessárias para o funcionamento correto do esquema de proteção projetado.

Com o desenvolvimento da microeletrônica, os relés eletromecânicos foram substituídos por relés de estado sólido, que desempenhavam as mesmas funções dos relés eletromecânicos, porém com auxílio de sistemas eletrônicos que substituíram as partes móveis da tecnologia anterior e facilitaram a configuração dos ajustes necessários, entretanto os relés de estado sólido ainda possuíam suas limitações principalmente no que se diz respeito à capacidade de processamento e armazenamento do hardware e na flexibilidade das proteções.

Hoje a tecnologia mais moderna no que se diz respeito à proteção de sistemas elétricos de potência são os relés microprocessados de proteção, pode-se dizer que essa é a evolução natural dos relés de estado sólido. O relé microprocessado possui uma CPU (central processing unit) responsável pelo processamento de diversas funções de proteção diferentes que podem ser incorporadas ao mesmo equipamento e diversos hardwares responsáveis pela comunicação da CPU com o sistema elétrico e de supervisão. Dentre as vantagens trazidas pelo relé digital pode-se destacar a possibilidade de integrar diversas funções de proteção em um único equipamento além de trazer para dentro do relé a função de controle e manobras da subestação.

Os relés digitais também trouxeram novos desafios para os engenheiros de proteção. O principal deles foi integrar os sistemas de diversos modelos e fabricantes de forma a criar uma solução para as necessidades do sistema elétrico. A solução para esse problema foi encontrada na criação de uma norma internacional que passaria a nortear as aplicações de sistema de proteção, controle e supervisão do sistema elétrico de potência, a norma IEC61850.

Outra área que se beneficiou muito com o desenvolvimento tecnológico foi a de supervisão e controle do sistema elétrico, pois os relés digitais também incorporaram essas funções permitindo a criação de um sistema mais integrado, seguro e confiável.

Esta monografia tem por objetivo geral mostrar um material complementar visando suprir uma carência do currículo do aluno de engenharia elétrica no que diz respeito a aplicações reais de sistemas de proteção, controle e supervisão de uma subestação do ponto de vista dos requisitos, normas e necessidades, que poderá ser utilizado na disciplina SEL0350 – Projetos de Redes. Para que esse objetivo possa ser alcançado além do conhecimento acadêmico disponível também serão utilizadas as experiências obtidas durante o estágio supervisionado na empresa ABB na divisão de proteção de subestações.



## 2 Relés de proteção

De acordo com Elmore (2003), relés são dispositivos conectados ao sistema elétrico para detectar condições intoleráveis indesejáveis.

### 2.1 Função de um relé de proteção

A principal função de um relé de proteção inserido no sistema elétrico de potência é a remoção de serviço no mais período de tempo mais curto possível de qualquer elemento que esteja operando de forma indevida, colocando dessa forma o resto de sistema em condição de risco. O relé atua sobre disjuntores e religadores isolando dessa forma a porção defeituosa do resto do sistema.

Geralmente os disjuntores são posicionados de forma a permitir que cada gerador, linha de transmissão, barra, transformador, etc. possam ser isolados completamente do resto do sistema. Os disjuntores têm que ter capacidade suficiente de forma que eles possam suportar o valor máximo momentaneamente de corrente de curto circuito que pode circular por eles e interromperla. [AIEE Committee, 1953, p.331-333, tradução própria].

### 2.2 Relés eletromecânicos

Estes relés utilizam propriedades magnéticas dos circuitos de entrada para atuar um mecanismo, tal como uma armadura ou um disco de indução. São normalmente fornecidos em um compartimento retangular que é permanentemente encaixado em um conjunto de contatos. Este tipo de relé inclui uma bandeirola mecânica que indica a operação do relé, ajudando na solução de problemas. O corpo do relé é encaixado dentro de um compartimento metálico ou plástico e pode ser retirado quando for conveniente, para testes de rotina e manutenção. [ELMORE, 2003, tradução própria].

Para que um relé eletromecânico possa ser aplicado propriamente a sua função de proteção, ele precisa ser calibrado segundo alguns parâmetros do sistema como: ângulo de fase, direção de atuação, polaridade das tensões e correntes, polaridade do relé e diagrama de fasores. Essas características variam de um sistema para outro dependendo da aplicação que é desejada do equipamento.

Blackburn (1979) classifica os relés em quatro tipos, conforme princípios de atuação:

- **Atração magnética:** dentro dessa classe de equipamentos é possível ainda fazer uma divisão em mais três subtipos: solenoides, chocalho e polares.
  - i. **Solenoides:** O equipamento possui uma bobina solenoide, uma estrutura magnética exterior e um pistão magnético no interior. Quando uma tensão ou corrente é aplicada a bobina, excedendo o valor de pick-up, o pistão é impulsionado para frente operando um conjunto de contatos. A força que é requerida para empurrar o pistão pode ser calibrada proporcionalmente ao valor da corrente que circula dentro da bobina. As características de operação desse tipo de relé são fortemente influenciadas pelo formato do pistão, o núcleo interno, a estrutura magnética e pela bobina solenoide. Esse tipo de tecnologia apresenta uma atuação instantânea e sem nenhum tipo de atraso proposital. Em geral o tempo de atuação pode variar de menos de um ciclo a quatro ciclos, sendo que os tempos mais logo para operação ocorrem próximos aos limiares do valor de pick-up.
  - ii. **Chocalho:** Essas unidades possuem um quadro magnético em formato de ferradura com uma das extremidades fixada enquanto a outra tem seu movimento restrito entre um par de contatos. Na extremidade fixada é utilizada uma bobina para forçar um movimento na outra ponta. Quando a bobina é acionada por uma corrente circulante, a ponta não fixada do quadro se move em direção a ela fazendo com que um conjunto de contatos sejam abertos ou fechados. Neste caso novamente o torque necessário para criar um movimento no quadro é proporcional ao valor da corrente que circula na bobina. Os valores de pick-up (corrente mínima necessária para sensibilizar o relé de proteção) e drop-out (é o maior valor de corrente para dessensibilizar o relé) nos relés de chocalho são menos precisos do que nos solenoides. Esse tipo de relé é mais comumente utilizado como relé auxiliar de contatos reversíveis.
  - iii. **Polares:** Esse modelo de relé opera através da passagem de corrente contínua por uma bobina enrolada ao redor de uma armadura de formato anelar no centro de uma estrutura magnética. Um imã permanente através da estrutura polariza os gaps magnéticos (entreferro) da armadura. Dois espaçadores não magnéticos localizados na parte traseira do quadro são acoplados a dois imãs shunt. Esse arranjo permite que o fluxo magnético seja ajustado para o valor de pick-up desejado, determinando o ponto de operação do relé. Dependendo do design e dos ajustes que são feitos, é possível fazer com que esse tipo de relé apresente uma atuação rápida ou temporizada.

- **Indução magnética:** Os relés de indução magnética podem ser divididos em dois tipos, os de disco de indução e as unidades cilíndricas:
  - i. **Unidade de disco de indução:** Originalmente esse tipo de unidade era inspirada em modelos de medidores de watt/hora, no entanto as unidades de proteção mais modernas, apesar de se manterem utilizando os mesmos princípios de operação, são bastante diferentes das originais. Todos os modelos conservam o princípio de operarem segundo um torque decorrente da interação entre fluxos magnéticos de um eletroímã com os que são induzidos em um disco rotativo de alumínio. Existem diversas versões e configurações possíveis para os relés de disco de indução. Sua aplicação mais comum é para proteções direcionais uma vez que o sentido de giro do disco pode ser controlado a partir das correntes de entrada no relé.
  - ii. **Unidades cilíndricas:** O modo de operação de um relé cilíndrico é muito parecido com a operação de um motor de indução com polos salientes no enrolamento do estator. A unidade básica que é usada como relé de proteção possui um núcleo de aço no centro de um eletroímã de formato quadrado, envolvido com um cilindro de alumínio de paredes finas para poder rodar no espaço vazio entre o núcleo e o eletroímã. A capacidade de rotação do cilindro de alumínio é limitada a alguns graus pelo contato, e uma mola é responsável por fazer com que o cilindro volte a sua posição inicial. O movimento do cilindro e em decorrência a operação do relé vem da interação entre as correntes que circulam por duas bobinas montadas sobre o eletroímã. Diferentes configurações na posição das bobinas podem resultar em diferentes possibilidades de aplicação. Esse relé pode ser utilizado tanto para proteções de tensão quanto de corrente.
- **D`Arsonval:** Esse tipo de relé de proteção utiliza uma estrutura magnética e um núcleo de imã permanente cilíndrico de dois polos. Uma bobina móvel com a capacidade de girar no espaço vazio dentro do equipamento é energizada com corrente contínua que gera um torque rotacional a partir do momento que o fluxo magnético induzido na bobina interage com o fluxo magnético proveniente do imã do núcleo. Esse tipo de relé é capaz de operar com valores de entrada muito pequenos como os provenientes de derivações de corrente contínua por exemplo.
- **Térmicos:** Relés térmicos são construídos a partir de fatias ou bobinas bimetálicas que possuem uma ponta fixa e outra livre. Com o aumento da temperatura, os dois metais se dilatam diferentemente em decorrência de seus coeficientes de dilatação linear serem diferentes, o que ocasiona um movimento

na ponta livre das fatias ou bobinas bi metálicas. Esse movimento pode ser utilizado para acionar um conjunto de contatos permitindo a atuação do equipamento de proteção.

### **2.3 Relés estáticos**

A tecnologia de relés eletromecânicos foi sucedida pelos relés estáticos ou relés de estado sólido. Esta classe de equipamentos opera com base em circuitos lógicos eletrônicos.

Segundo Rao (1979) o desenvolvimento dos reles estáticos é aplicado da mesma maneira que aos relés eletromecânicos, entretanto, apresentam-se como equipamentos de uma maior operacionalidade, permitindo não somente uma melhor atuação dos sistemas de proteção tradicionais, mas também desenvolver esquemas de proteção mais avançados e sofisticados.

### **2.4 Relés micro processados**

Os reles digitais surgiram como sucessores naturais dos relés do tipo estático. Os trabalhos na área digital começaram a surgir por volta dos anos 60, quando os computadores começavam a substituir ferramentas tradicionais no campo na análise dos sistemas de potência. Uma vez resolvidos os problemas de cálculo de curto-circuito, fluxo de carga e estabilidade dos sistemas, as atenções se voltaram para os relés de proteção micro processados que prometiam um vasto campo de pesquisa a frente, mas logo ficou claro que a tecnologia computacional disponível na época não seria suficiente para atender as necessidades impostas pelas funções de proteção. Outro problema que logo surgiu foi o custo dos investimentos que seriam necessários nessa área para que ela se desenvolvesse. O interesse por esse assunto ficou restrito a áreas acadêmicas nas quais muitos pesquisadores continuaram o desenvolvimento de algoritmos de proteção, até que uma oportunidade surgisse.

Com o progresso na tecnologia dos computadores, os elevados requisitos dos algoritmos de proteção puderam começar a ser atendidos de forma rápida e economicamente viável. Hoje a tecnologia digital fornece uma importante base para o desenvolvimento dos sistemas de potência, sejam eles na área da geração transmissão ou distribuição, atuando não somente nas funções de proteção, mas também em áreas como medição, controle e comunicação. Assim o relé micro processado se torna uma ferramenta extremamente poderosa e atraente uma vez que é capaz de concentrar diversas funções dentro de um único equipamento.

Outro ponto dentro dessa classe de equipamentos que merece destaque é sua

altíssima confiabilidade, isso se deve ao fato dos relés modernos possuírem algoritmos de autodiagnóstico (auto teste). Essa função permite ao relé fazer uma verificação contínua de seu hardware e software, detectando quaisquer anormalidades dentro de seus sistemas sem a necessidade de desligar periodicamente o relé para testes de confiabilidade. Isso, além de conferir ao equipamento uma grande consistência permite que ele trabalhe por um tempo sem interrupção para ajustes muito superior aos relés de tecnologias mais antigas.

Pode-se ainda destacar algumas outras vantagens desse tipo de tecnologia, como por exemplo:

- **Oscilografia e análise de sequências de eventos:** os relés digitais possuem dentre as suas funcionalidades o registro de oscilografia. Essa função permite que sejam gravados amostras dos valores de tensão e corrente antes, durante e depois de eventos detectados no sistema elétrico. Esses dados constituem então uma importante base de estudos para o entendimento do evento ocorrido e análise de ações que podem ser tomadas visando à futura prevenção de novos problemas.
- **Localização de defeitos:** o principal benefício obtido é a redução do número de faltas permanentes, através da manutenção corretiva em equipamentos em pontos indicados pela reincidência de faltas transitórias, tais como as causadas por queimadas, descargas atmosféricas ou equipamentos danificados.
- **Detecção de defeitos incipientes em transformadores:** a maioria dos defeitos internos em transformadores começa com descargas parciais que podem ser detectadas através do monitoramento do espectro de frequência capturados por transformadores de corrente (TCs) conectados ao transformador.
- **Monitoramento de disjuntores:** o tempo de resposta para um comande de abertura ou fechamento enviado a um disjuntor também pode ser monitorado pelo equipamento de proteção digital. Essa informação é útil para indicar possíveis problemas nos disjuntores.

Segundo Senger (2001) pode-se destacar ainda outras vantagens para os relés microprocessados.

- **Melhoria na confiabilidade global:** os relés digitais possuem um número de componentes muito grande, dessa forma são muitos os pontos dentro de sua arquitetura que podem estar sujeitos a uma falha. Apesar disso, a confiabilidade global do sistema de proteção digital é maior que a de relés que empregam outras

tecnologias, uma vez que essa tecnologia possui recursos de auto checagem altamente desenvolvidos.

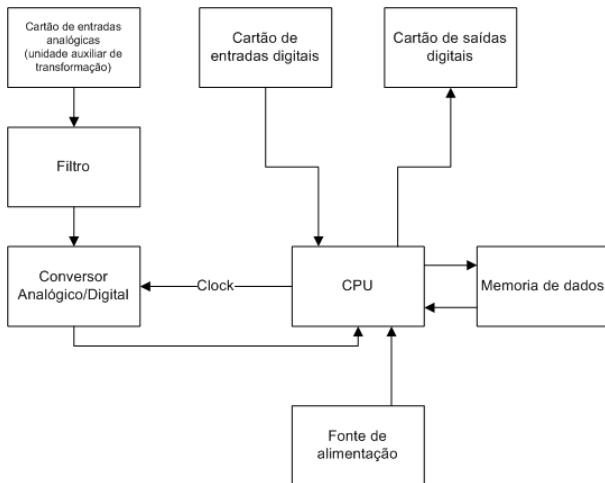
- **Recurso de comunicação:** Através de canais de comunicação normatizados, o relé pode se comunicar com qualquer outro equipamento transmitindo assim quaisquer tipos de informações que possam ser pertinentes para o melhor funcionamento do sistema.
- **Maior flexibilidade:** Logicamente o hardware pode ser um limitante, mas toda a inteligência se encontra no software (ajustes, curvas e funções de proteção são facilmente alteráveis), que ainda pode ser expandindo por funções secundárias paralelas às proteções principais (oscilografia, registro de eventos, religamento, falha de disjuntor, etc.).
- **Facilidade de integração com novas tecnologias:** Os relés digitais possuem em sua arquitetura portas de comunicação além de entradas e saídas de sinais que permitem uma conexão com outros equipamentos como: fibras óticas para recebimento e transmissão de dados, TCs e TPs, integração com sistemas supervisórios existentes na subestação.
- **Melhor estabilidade em longo prazo:** Uma vez que o equipamento é totalmente configurado e colocado em funcionamento são poucos os ajustes que podem a vir a ser necessário com o tempo de operação. O desempenho do equipamento também é muito pouco influenciado pelo envelhecimento dos componentes, esse era um dos principais problemas nos relés estáticos e eletromecânicos, nos quais o envelhecimento dos diversos componentes que os compunham provocava a alteração da calibragem do equipamento, inferindo em atuações indevidas. O relé digital ainda é capaz de se auto calibrar com ajustes automáticos baseados em dados que são recolhidos ao longo do seu tempo de operação.

Os relés microprocessados são compostos por diversos subcomponentes de hardware cada qual com uma função específica. Geralmente os relés são configuráveis quanto ao seu hardware dependendo da aplicação específica que se deseja, no entanto alguns componentes básicos estão sempre presentes no equipamento:

- **Cartão de entradas analógicas:** este módulo é responsável por fazer a leitura dos sinais de tensão e corrente proveniente dos equipamentos de campo (TCs e TPs). Ele também fornece ao relé um isolamento elétrico da conexão com o campo para prevenir danos ao hardware eletrônico sensível dentro do relé, em caso de surtos.

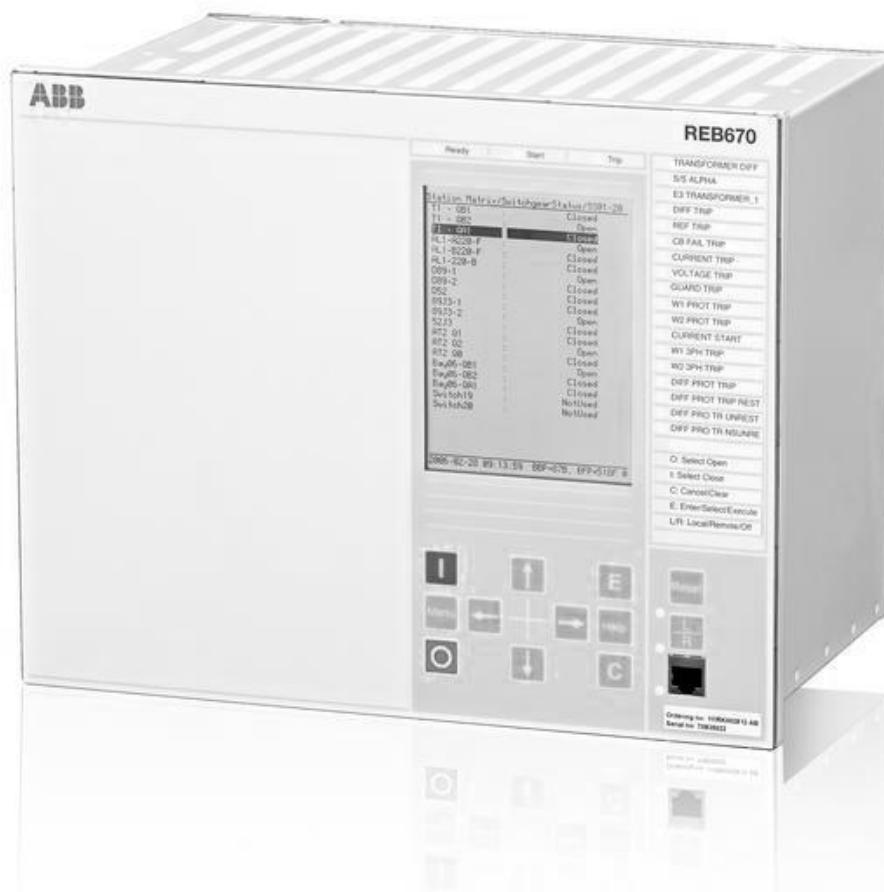
- **Cartão de entradas digitais:** é um canal dedicado a entradas de valor binário no relé. Esse tipo de sinal é muito importante para que se possa criar lógicas de intertravamento entre os sinais de trip da subestação, saber o estado operacional dos equipamentos de pátio, receber dados de operação de outros relés como, por exemplo, a função 50BF (falha de disjuntor segundo tabela normatizada ANSI).
- **Cartão de saídas digitais:** é um canal dedicado a saídas de valor binário do relé. É por ele que saem os sinais de trip, para abertura de disjuntor, comandos de tap para os trafos, entre outros.
- **Filtro:** é implementado, sobretudo para evitar que haja sobreposição de espectro (aliasing) durante a digitalização do sinal analógico dos TPs e TCs.
- **Conversor A/D:** é o responsável pela digitalização do sinal propriamente dita. É alimentado pela CPU do relé com a frequência de amostragem desejada e por sua vez ele alimenta a CPU com os valores digitalizados de corrente e tensão obtidos em campo.
- **CPU:** dentro desse módulo são feitos todos os cálculo e processamento de dados referente à proteção e controle da subestação. A CPU também é responsável por gerenciar todos os outros módulos do relé, fazendo verificações constantes do funcionamento do seu hardware. Caso algum dos módulos apresente mau funcionamento além do aviso ao operador, são acionadas rotinas internas do relés que impedem qualquer tipo de comando de abertura ou fechamento de disjuntor ou seccionadora de forma indevida.
- **Memória de dados:** é dentro dessa memória que ficam armazenadas as funções de proteção do relé e a sua lógica de automação. Ela também é usada pela CPU para guardar valores amostrados ou eventos de oscilografia quando estes são necessários.
- **Fonte de alimentação:** apesar de ser um dos elementos mais simples do funcionamento do relé, esta é de fundamental importância. É dentro desse bloco que são monitorados os valores de tensão e corrente que estão alimentando o relé. A própria fonte é responsável por comutar entre os diferentes bancos de bateria caso um deles deixe de funcionar ou ainda acionar a proteção de retaguarda caso o relé perca completamente a sua alimentação.

Na *figura 1* pode-se ver um diagrama esquemático que representa todos os principais blocos de um relé microprocessado e como eles se conectam entre si.



**Figura 1 – diagrama de blocos do funcionamento de um relé**

Na figura 2 está representado um exemplo de relé de proteção de barras do fabricante ABB. Dentro desse equipamento estão alocados todos os blocos funcionais apresentados na figura 1.



**Figura 2 – exemplo de relé digital**

### 3 Comparando proteção eletromecânica e microprocessada

#### 3.1 Padronização de curvas de atuação e adaptação de sistemas existentes

Devido à enorme gama de possibilidades que foi trazida para o ramo da proteção de sistemas elétricos pelos relés de proteção microprocessados, surgiu a necessidade da criação de um padrão único para as funções de proteção. Hoje em dia, qualquer equipamento vendido tem seu sistema de funcionamento padronizado pelas normas ANSI/IEEE e IEC. Essas normas abrangem não somente as funções de proteção, mas também as formas com que os equipamentos se comunicam (protocolos), permitindo dessa forma que não seja necessário que a proteção de uma subestação seja feita somente com equipamentos de um único fabricante.

Alguns relés chegaram à sofisticação de permitir a programação da curva de atuação ponto a ponto e mais atualmente é possível a inclusão de curvas personalizadas no nível de usuário, isto é, o engenheiro de proteção tem a liberdade de desenhar a curva de tempo x corrente que melhor coordene com os dispositivos de proteção instalados a montante e a jusante do relé de proteção [RUFATO JR., 2006].

#### 3.2 Novos critérios de ajuste

Com o tratamento mais refinado dos sinais recebidos pelos relés e a utilização de alguns sinais lógicos adicionais é possível, por exemplo, filtrar a corrente de inrush de transformadores sendo conectados a linha, filtrar componentes harmônicas que podem causar má interpretação ao relé, filtrar componentes simétricas quando alguma delas não é interessante para os cálculos das funções de proteção, também é possível fazer a distinção da corrente de partida de motores de indução. Dessa forma os relés microprocessados excluem a necessidade das temporizações grosseiras que eram comumente usadas em relés eletromecânicos para impedir que esses atuassem de forma indevida, mas que ao mesmo tempo retardavam sua atuação em condições verdadeiras de falta.

#### 3.3 Intertravamento lógico

Para a composição de esquemas de proteção especiais, é possível que sejam usadas as entradas e saídas binárias do relé digital. Através desse sinais é possível compor sistemas de variáveis complexos que garantem uma maior confiabilidade ao sistema de proteção, por exemplo, é possível montar um esquema de seletividade lógica entre relés de sobrecorrente e conseguir indiretamente a proteção de um barramento.

Com a aquisição dessa função, os relés digitais deixaram de ser apenas equipamentos

de proteção e passaram a atuar também no controle dos equipamentos da subestação, por exemplo, é possível criar uma lógica simples que impeça que a chave seccionadora do by-pass de um disjuntor seja aberta enquanto seu disjuntor estiver fechado e sobrecarga, evitando dessa forma o risco de um operador inadvertido gerar um arco nesse seccionador.

### **3.4 Automonitoramento dos componentes e circuitos**

Os relés digitais possuem dentro de suas funções básicas o auto monitoramento de hardware e o monitoramento dos circuitos de trip. Com essa função, o relé é capaz de identificar em tempo real qualquer falha em seu hardware interno e disparar um sinal para o operador da subestação. Dependendo da classe de tensão e da filosofia de proteção da subestação, o relé é capaz de se retirar automaticamente do sistema de proteção e comutar os comandos para unidade de retaguarda. Essa classe de relés é capaz de monitorar ainda todo os circuitos externos a ele, como a comunicação com relés auxiliares ou ainda com as bobinas de um disjuntor em campo. Esse monitoramento é feito através de um circuito de corrente com valores inferiores a 20mA. O valor baixo é utilizado para impedir que o circuito de monitoramento cause a operação indevidamente de algum equipamento.

### **3.5 Medição, comando e comunicação integrados a proteção.**

Outra dentre as muitas funções que foram integradas dentro do relé digital de proteção está a medição. A partir dos valores de tensão e corrente lidos em cada fase pelos TCs e TP's no pátio da subestação o relé é capaz de calcular qualquer valor que se ache interessante o conhecimento, como por exemplo, potência ativa, reativa e aparente, ângulo de fase, componentes simétricas de corrente ou ainda identificar e decompor as diversas harmônicas presentes no sistema. Esses equipamentos ainda são capazes de se integrar com sistemas supervisórios na própria subestação ou com sistemas distantes conferindo ao sistema a independência de um operador.

### **3.6 Requisitos de instalação**

Conforme Vasconcellos e Vieira Jr. (2003), as instalações de sistemas elétricos de potência também foram bastante beneficiadas, principalmente pela menor dimensão dos equipamentos de proteção e pelo surgimento dos relés multifuncionais.

A seguir são citadas as principais mudanças na instalação introduzidas pela proteção digital em sistemas de potência:

- **Compactação e simplificação das instalações:** a menor dimensão dos relés digitais multifuncionais faz com que eles ocupem um espaço físico muito menor do que sistemas de proteção convencionais.
- **Baixo consumo e menos solicitação de carga dos TCs e TPs:** o circuitos de aquisição de variáveis analógicas dos relés digitais tendem a possuir um baixíssimo consumo de potência, além disso, esses relés são capazes de integrar a proteção junto com a medição reduzindo ainda mais a demanda de potencia. Por essas características, é possível que instalações que fazem o uso de relés microprocessados podem utilizar TCs de núcleo reduzido e baixa corrente nominal mesmo em casos que a corrente de curto circuito possa ser elevada.
- **Cabeamento de comunicações:** o alto grau de sofisticação da tecnologia digital de proteção e controle do sistema elétrico exige um sistema de comunicação igualmente complexo e de difícil instalação devido à infraestrutura que é demandada.
- **Fontes de alimentação estável e constante:** necessária para dar suporte ao sistema de proteção e controle, essa é fornecida por meio de um sistema de “nobreaks” de bancos de baterias que são alimentados em geral por um enrolamento terciário de baixa tensão presente nos transformadores da subestação. Algumas instalações contam ainda com múltiplos bancos para o caso da perda de um deles. Nesse caso é implementado um sistema de comutação de alta velocidade que é capaz de chavear entre as fontes antes que os equipamentos de proteção digital possam sentir a perda da alimentação.
- **Aterrramento:** os relés, por serem equipamentos de alta sensibilidade e muitas vezes estarem conectados com equipamentos de pátio distantes requerem uma referência de tensão comum e preciso com esses equipamentos. A melhor forma de obter esse valor é utilizando a valor de referência da terra, dessa forma se o aterrramento da subestação não é feito tomando os cuidados necessários, é possível que as funções de proteção atuem de forma indevida. Apesar desse requisito da tecnologia microprocessada de proteção, ele não deve ser entendido com uma desvantagem.

### 3.7 Requisitos quanto a testes

Durante a instalação são realizados testes a fim de verificar se os relés possuem seus ajustes configurados corretamente e se a solução criada irá atender aos requisitos específicos da instalação em particular. São três os principais testes que são realizados:

- **Teste de comunicação:** esse teste é realizado com os equipamentos de campo em duas etapas, na primeira o relé é isolado dos equipamentos de campo e recebe a injeção de valores desejados de tensão e corrente a fim de que sejam testadas as entradas e saídas binárias do relé de proteção, na segunda fase o relé é reconectado aos equipamentos de campo para o teste da comunicação entre o relé e os equipamentos de pátio.
- **Levantamento de curvas:** nesse teste valores analógico de tensão e corrente simulando a leitura dos TCs e TP s são injetados no relé através de uma mala de testes para verificação dos pontos de atuação das proteções implementadas. Essa curvas ou gráfico colhidos devem ser exatamente iguais aos que foram projetados pelo estudo de proteção. Vale também ressaltar que as curvas são as mesmas usadas nos relés eletromecânicos, porém nesse caso elas são implementadas virtualmente eliminando qualquer dependência que possa existir do hardware do relé.
- **Comunicação com o sistema supervisório:** Devido a requisitos impostos pelos procedimentos de rede, as novas instalações contendo relés digitais devem ser comandadas por um sistema supervisório de pelo menos dois níveis. O primeiro é o da própria subestação, o segundo são as centrais regionais de comando, que além de serem responsáveis pela supervisão das subestações também são responsáveis por enviar para o sistema do ONS (operador nacional do sistema elétrico) alguns sinais de supervisão que são necessários para o controle da malha interligada. Logicamente outros níveis de comando e supervisão podem ser inseridos no sistema de acordo com a filosofia adotada por cada concessionária. Para que esse sistema funcione de forma adequada, é necessário que os pontos de supervisão sejam reconhecidos pelo sistema supervisório. Dessa forma testes de comunicação e agrupamento de pontos são realizados. O caminho contrário também é testado, todos os comandos de operação são feitos no supervisório para confirmar que o relé está recebendo corretamente suas mensagens. Essa fase de testes é única para os relés microprocessados uma vez que as tecnologias mais antigas não permitem esse tipo de integração, pois qualquer tipo de comando forçado que fosse necessário em relés deveria ser feito de forma mecânica no próprio equipamento.

Além dos testes de instalação dos equipamentos existe a necessidade de testes de rotina nos equipamentos que já estão funcionando. Esses testes precisam ser realizados em relés eletromecânicos com o objetivo de garantir que estes estejam operando dentro dos

padrões especificados para seu funcionamento. É recomendado que estes testes sejam realizados com um intervalo de um a três anos, para que dessa forma seja possível afirmar que apesar do uso contínuo o equipamento ainda se mantém operando dentro dos parâmetros desejados. Os testes de rotina que são realizados em um relé eletromecânico são muito similares aos aqueles efetuados durante o processo de instalação.

Para os relés micro processados, os mesmos testes são realizados, porém essa classe de equipamentos possuem a função de auto teste (self-check routines). Essa função permite que o relé mantenha uma constante verificação de seu software e hardware, para se assegurar de que os ajustes e circuitos críticos do relé estejam funcionando corretamente.

Dessa forma a manutenção de rotina dos relés microprocessados é significativamente mais fácil e barata que a de um relé eletromecânico, uma vez que na maioria dos casos o relé digital não precisar ser desconectado do sistema para seus testes e tampouco demanda um operador para realiza-los, além do fato do auto teste ser muito mais confiável uma vez que ele é realizado com uma frequência muito maior. Outra vantagem da tecnologia micro processada é o fato de sua construção não demandar peças móveis o que reduz muito o desgaste mecânico devido ao uso.

### **3.8 Modernização e instalação de subestações**

Quando os relés eletromecânicos começarem a falhar ou necessitarem de manutenção frequente, sua substituição por um relé digital pode ser uma alternativa economicamente e tecnicamente adequada. Os relés microprocessados são sistemas ideais para a substituição de equipamentos velhos e desgastados que não atendem mais as necessidades do empreendimento. Painéis de proteção com relés microprocessados utilizam um espaço muito menor, dois dos principais motivos são: a possibilidade de concatenar várias funções de proteção e controle em um único equipamento e os esquemas de proteção e os princípios de projeto elétrico são bastante parecidos. A fiação necessária para a substituição é também bastante parecida e pode ser facilmente adaptada.

Quanto à construção de novas subestações, é fácil justificar a aplicação de relés microprocessados. Eles são muito atrativos no que se referem ao custo e podem ser integrados respeitando quaisquer esquemas ou filosofias de proteção. Dentre outras vantagens ainda pode-se citar a redução do espaço físico usado pelos painéis, a menor quantidade de fiação necessária para a instalação do sistema e retorno financeiro do investimento e médio e longo prazo.



## 4 Norma IEC 61850

O estudo de caso que será apresentado foi completamente desenvolvido tendo como base os critérios apresentados dentro dessa norma. Neste capítulo será apresentada a norma, o motivo pelo qual foi criada, seus componentes e como ela é empregada.

A nova norma trouxe soluções que padronizaram vários requisitos no que diz respeito à automação de sistemas de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. A introdução da norma IEC 61850 no setor de sistemas de potência tem possibilitado o desenvolvimento de novos conceitos e filosofias de aplicação de sistemas de automação e proteção no grupo GTD (geração, transmissão e distribuição).

Particularmente, os recursos de comunicação disponíveis atualmente oferecem novas soluções na integração de sistemas de proteção, controle, medição, monitoramento e supervisão de sistemas elétricos.

### 4.1 A criação da norma

A norma IEC 61850 foi desenvolvida ao longo de um período de aproximadamente 10 anos, tendo seu desenvolvimento iniciado em 1995. Foi o resultado do esforço de vários especialistas em automação industrial ao redor do mundo. No início do trabalho de desenvolvimento foram utilizadas duas forças de trabalho mundiais, a primeira a UCA, que representava o *Electric Power Research Institute*, em Palo Alto (Califórnia – EUA) enquanto na Europa os trabalhos de desenvolvimento era conduzidos pelo TC57, um grupo de trabalho do IEC que tem como ênfase as atividades relacionadas ao gerenciamento dos sistemas de potência e a troca de informações dentro desses sistemas [Packworld, 2007].

Este desenvolvimento é também um marco histórico, onde dois dos mais respeitados institutos de eletroeletrônica do mundo uniram forças para promulgar uma norma global, promovendo dessa forma uma padronização na automação de subestações e sistemas de potência.

Cada um dos grupos foi responsável por desenvolver uma parte distinta da nova norma. O UCA foi encarregado do desenvolvimento do GOMSFE, um projeto de modelar de dados para atender as necessidades da automação das subestações, enquanto o TC57 concentrou seus esforços para o desenvolvimento de um protocolo padrão de comunicação e a tecnologia de rede que seria necessária para atender esse novo protocolo.

O primeiro encontro entre o UCA e o TC57 foi realizado em Minneapolis (EUA) em 1995. Nessa ocasião o TC57 aceitou a missão de desenvolver um protocolo de comunicação padrão diferente de todos os outros vigentes até aquele momento, que compreenderia novas

funcionalidades até aquele momento não implementadas na área da automação.

Durante o segundo encontro, realizado na cidade de São Francisco (EUA), foi feito feita a primeira reunião entre os dois grupos com o intuito de coordenar os próximos esforços de desenvolvimento. Desse ponto e pelos próximos dois anos o desenvolvimento da norma foi feito de forma independente pelas duas entidades, até o ponto em que o grupo do IEC desenvolveu um esquema de modelagem de dados muito semelhante ao GOSMFE apresentado pelo UCA. Naquele momento, os grupos de trabalho do IEC, com mais de setenta especialistas, perceberam que não seria possível continuar o desenvolvimento de forma independente pelas duas instituições, dessa forma foi proposto uma integração completa de esforços com o UCA, no ano de 1997 o UCA foi completamente integrado ao TC57.

Na fase posterior de desenvolvimento, nova metas foram propostas e aceitas por ambos os grupos agora fundidos em um única entidade. O desenvolvimento da norma foi dividido então entre três grupos de trabalho, como descrito pela PACWORLD (2007):

- **Grupo 10:** Responsável pela arquitetura funcional e requisitos gerais;
- **Grupo 11:** Responsável pelo desenvolvimento do sistema de comunicação entre IEDs e as estações (como a comunicação com o sistema MICRO SCADA ou SAGE, por exemplo);
- **Grupo 12:** Responsável pela comunicação entre IEDs e o processo (equipamento de campo);

Depois da promulgação da norma, o UCA *International Users* está alocado na função de resolver problemas técnicos e dar suporte as aplicações. Os grupos de trabalho 11 e 12 foram integrados ao WG10 e este por sua vez é atualmente, o responsável pelo IEC 61850. Todos os novos recursos a serem implementados, as correções de eventuais problemas são agora de responsabilidade do WG10.

Particularmente, os recursos de comunicação disponíveis atualmente oferecem novas soluções na integração de sistemas de proteção, controle, medição, monitoramento e supervisão de sistemas elétricos.

## 4.2 Objetivos da norma

Tendo com um de seus principais objetivos a nova norma internacional IEC 61850 visa garantir a interoperabilidade entre equipamentos eletrônicos inteligentes (IEDs da sigla em inglês) de diferentes modelos e fabricantes, permitindo dessa forma o uso e a troca irrestrita de dados a fim de que cada equipamento seja capaz de desempenhar suas funções individuais e coletivas sem ter a comunicação como uma barreira. Dessa forma pode-se

entender interoperabilidade como a capacidade de dois ou mais equipamentos de fabricantes iguais ou não de trocar informações e usar estas informações para um desempenho adequado.

A necessidade de um sistema interoperável surge basicamente da dificuldade que era encontrada quando existia a necessidade da integração entre dois sistemas diferentes e da necessidade da troca de dados entre esse dois sistemas, principalmente no caso dos sistemas serem de fabricantes diferentes. A norma IEC 61850 surge então como um requisito de mercado, e é baseada em fortes argumentos de funcionalidades comprovadas, evolução tecnológica, especificações de clientes e de métodos de engenharia disponibilizados pelos fabricantes. [OLIVEIRA, 2007].

### **4.3 Mensagem GOOSE**

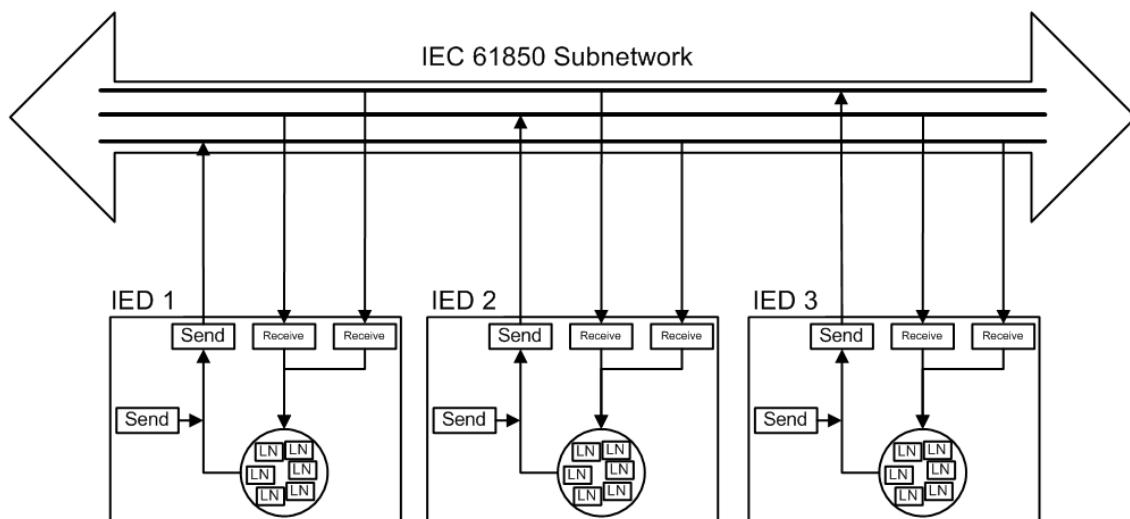
Para a automação e proteção de um sistema de potência é previsto dentro da norma IEC 61850 a configuração de um sistema de comunicação horizontal. Nessa arquitetura de sistema é possível que vários IEDs troquem informações entre si, garantindo dessa forma a atuação de funções específicas de cada um deles que requerem informações dos outros equipamentos presentes no sistema. Dessa forma é possível que sejam montados esquemas de proteção mais inteligentes e eficazes visando garantir um sistema que opere de forma mais confiável e segura. Nesse contexto, a comunicação horizontal entre os equipamentos de uma determinada rede é feita através das mensagens GOOSE. Esse tipo de mensagem é trocada através de um sistema de tráfego multicast, ou seja, dentro desse modelo as mensagens são lançadas diretamente nas camadas OSI (Open Systems Interconnection) mais inferiores e atingem de maneira mais rápida os terminais conectados à rede. Os equipamentos que então têm interesse na mensagem irão absorvê-la enquanto o resto dos equipamentos irá rejeitá-la. Dessa forma as informações trafegam de forma eficiente, garantindo que lógicas de proteção ou intertravamento de equipamentos prioritários possam operar de forma mais rápida e segura.

Embora o conceito de comunicação horizontal não seja novo, e já venha sendo utilizado por alguns fabricantes de IEDs há mais de dez anos, a norma 61850 trouxe o benefício de permitir que esse tipo de comunicação possa ser estabelecido entre equipamentos de diferentes fabricantes, o que nem sempre era possível, garantindo uma total integrabilidade entre os sistemas. Particularmente cada fabricante já possuía seu próprio protocolo de comunicação antes da criação da norma IEC 61850, porém esse protocolo era dedicado a linhas específicas de produtos de cada fabricante. Assim pode-se destacar como benefício imediato deste conhecimento prévio, a capacidade comprovada de que as soluções que utilizam a comunicação horizontal devem apenas ser adaptadas ao novo padrão.

Em uma rede 61850 é possível que mensagens GOOSE sejam enviadas e recebidas

entre IEDs de diferentes marcas e modelos sem que o protocolo de comunicação seja um obstáculo. Vale dizer que nessa mesma rede é possível que sejam trocadas mensagens verticais, ou seja, as mensagens que são trocadas entre os diferentes níveis de comando.

O protocolo IEC 61850 oferece suporte a um método para intercambio direto de dados entre dois ou mais IEDs. O conceito baseia-se em enviar um multicast através da rede Ethernet. Quem necessita da informação detecta o telegrama por seu endereço de origem. A figura 3 mostra um exemplo de comunicação horizontal, no qual são mostrados três IEDs, em que cada um comunica-se com todos os outros.



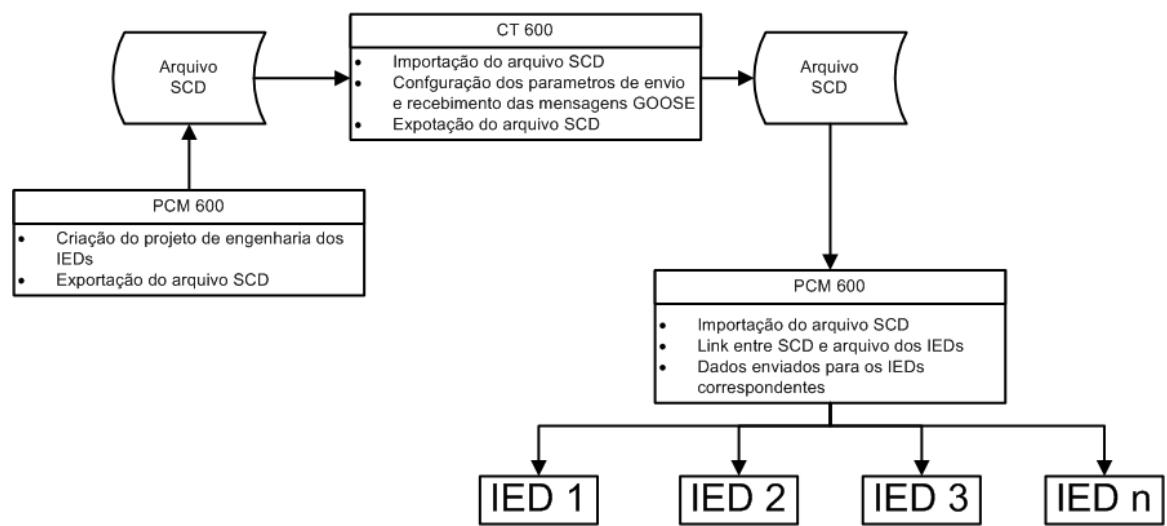
**Figura 3 – Exemplo de comunicação horizontal entre IEDs**

Existe uma pré-condição que deve ser obedecida para o envio de mensagens horizontais, o IED precisa ser configurado para atender esse tipo de mensagem, a interface de hardware, por exemplo, a porta de comunicação tem que ser selecionada e configurada, o endereço da interface utilizada tem que ser definido de acordo com definições de projeto, além da necessidade da prévia ativação da porta de comunicação do IED. No caso dos equipamentos da ABB todas essas configurações devem ser feitas via o software PCM600, que é utilizado pela empresa para configurar seus equipamentos de proteção e automação de sistemas de potência.

Partindo dessas condições, assim que o projeto é finalizado no PCM600, é necessário que ele seja exportado para um software responsável pela configuração dos endereços das mensagens GOOSE. Essa configuração é feita a partir de mapa GOOSE, um documento que é gerado durante a fase de projeto e serve de guia para toda a configuração desse tipo de comunicação.

Para que os arquivos sejam exportados é gerado um arquivo SCD (Station Configuration Description), que é justamente o arquivo que contém todos os dados de cada

mensagem que pode ser enviada. No caso dos produtos da ABB, uma certa ordem de configuração deve ser obedecida: Primeiramente o projeto de todos os IEDs é feito dentro do PCM600 que irá organizar todos os hardwares de acordo com a arquitetura de sistema definida. Uma vez que esse projeto é finalizado, é exportado o arquivo SCD que é inserido no software CT 600. Nele será gerada a lista com o sinal de valor e qualidade que pertencem ao conjunto de dados da mensagem GOOSE. Uma vez que o arquivo SCD é configurado ele é devolvido para o PCM600 que irá descarregar as configurações em cada relé. Esse fluxo pode ser observado na figura 4.



**Figura 4 - Fluxograma do processo de configuração das mensagens GOOSE**



## 5 Equipamentos

Neste capítulo serão mostrados todos os equipamentos necessários para criar uma aplicação de proteção, controle e supervisão de um sistema elétrico de potência. Esses equipamentos foram utilizados para o desenvolvimento do estudo de caso proposto por essa monografia e podem variar dependendo da aplicação que será feita e do fabricante dos equipamentos de proteção.

### 5.1 PCM 600

O PCM 600 é o programa utilizado pela ABB para realizar todas as funções de proteção lógica de projeto e parametrização dos relés. Ele possui todos os blocos lógicos que são utilizados pelos relés microprocessados para substituir as funções de proteção que eram realizadas pelos relés eletromecânicos e ainda algumas funções novas que somente essa classe de equipamento é capaz de realizar.

A seguir nas figuras 5 e 6 pode-se ver como os antigos relés eletromecânicos podem ser substituídos por simples blocos digitais que realizam as mesmas funções. Na primeira figura é mostrado um painel de proteção convencional com a representação física da subestação com seus barramentos, transformadores e linhas (mimico), os medidores, chaves e relés eletromecânicos. Na segunda figura é mostrado um exemplo simples de bloco digital de proteção que pode substituir todas essa funções dentro de um único equipamento.

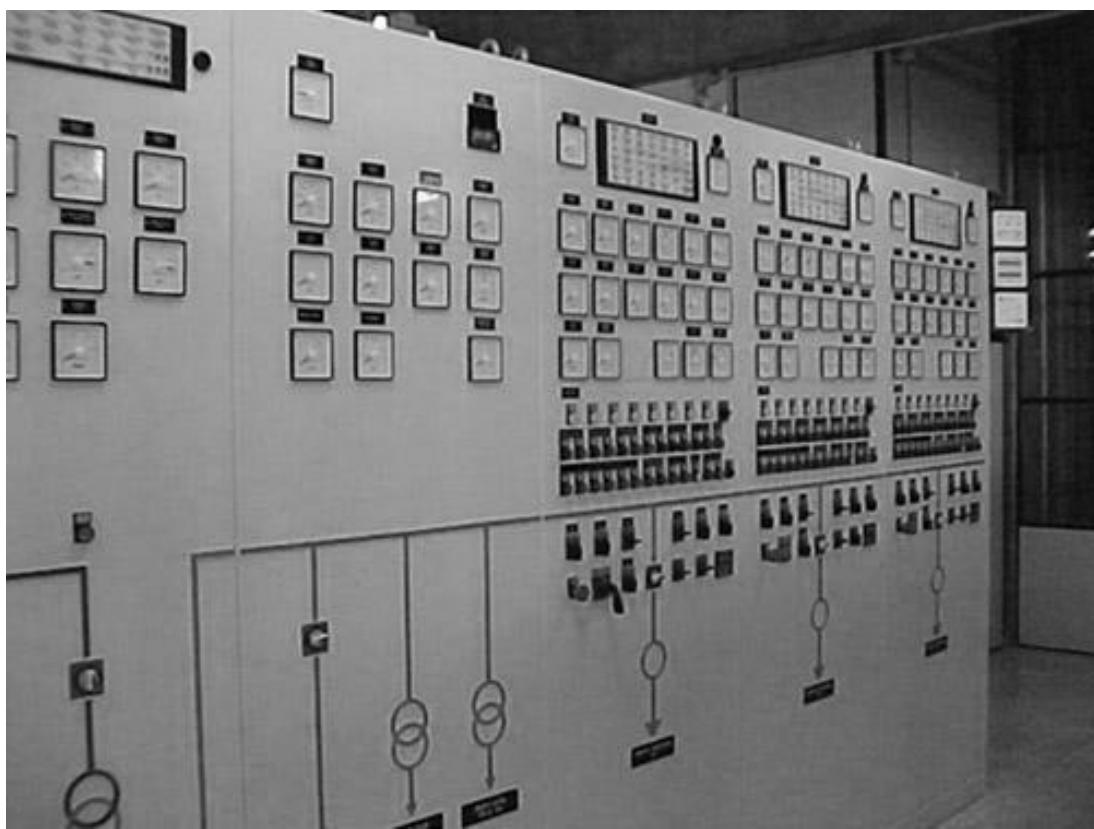


Figura 5 - Painel convencional de proteção com reles eletromecânicos

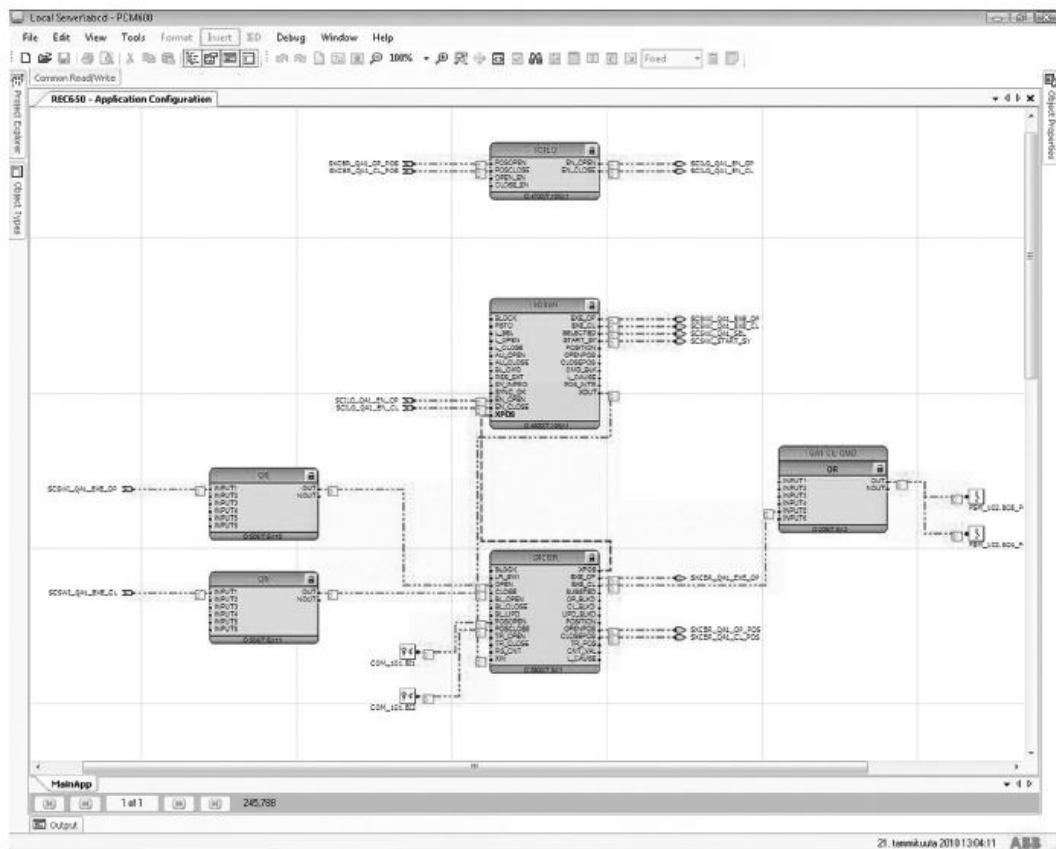


Figura 6 - Configuração de uma proteção genérica no PCM600

Uma vez que toda a lógica é criada e testada dentro do PCM 600, ela é exportada para dentro dos relés de proteção e controle onde, conforme já discutido, passará por uma fase de testes para garantir o perfeito funcionamento do equipamento e de sua lógica.

## 5.2 Mala de testes OMICRON

### 5.2.1 Aplicações

O equipamento de teste 256plus CMC é ideal para aplicações que requerem alta precisão. Este equipamento não é útil apenas para testar dispositivos de diversas classes, é também uma ferramenta universal de calibração.

A alta precisão permite a calibração de uma alta gama de instrumentos de medição, incluindo: medidores de energia classe 0.2, conversores, contatores de energia, dispositivos de medição de fasorial (PMU). Sua precisão e flexibilidade fazem a 256plus CMC ideal para fabricantes de equipamentos de proteção e medição, e também em seus testes de pesquisa e desenvolvimento. [Omicron, s.d., disponível em <[www.thebriefcaseseries.com](http://www.thebriefcaseseries.com)>].

### 5.2.2 Funcionamento

Os sinais analógicos de teste são gerados digitalmente, utilizando tecnologia DSP. Isso em combinação com o uso adicional de algoritmos de correção de erros é um sistema de amplificação de sinais voltado a precisão, resultam em um sinal de teste com um alto grau de precisão mesmo em pequenas amplitudes.

A mala é composta de seis canais de saída de corrente e quatro de tensão com valores continuamente e independentemente ajustáveis em frequência, amplitude e fase. Todos os canais são protegidos contra sobrecarga e curto circuito além da proteção contra sobretensão transitória e temperatura.

A interface de rede integrada permite testes completos com base na norma IEC61850 utilizando também mensagens GOOSE através de simulações de sistema e amostragens de valores em tempo real.

Na parte traseira do equipamento de teste existem até doze canais de tensão independentes que pode fornecer sinais de baixa amplitude que podem ser usados equipamentos que possuam entradas de baixo nível sinal ou ainda para fazer o controle de amplificadores externos

Através do software de controle EnerLyzer é possível fazer com que as dez entradas binárias da mala de testes trabalhem como medidores de grandezas analógicas, dessa forma a

mala também pode ser usada como um multímetro ou gravador de transientes. Além dessas vantagens o software apresenta a possibilidade do controle manual dos valores de saída de tensão e corrente garantindo a possibilidade da realização de qualquer teste que possa ser necessário.

Na figura 7 é mostrada a vista frontal da mala de testes 256plus CMC do fabricante Omicron. Na figura 8 é apresentada a principal tela de trabalho no software na qual é possível identificar as saídas analógicas do equipamento tanto em um formato matricial quanto fasorial.



Figura 7 - Vista frontal da mala 256plus CMC do fabricante Omicron

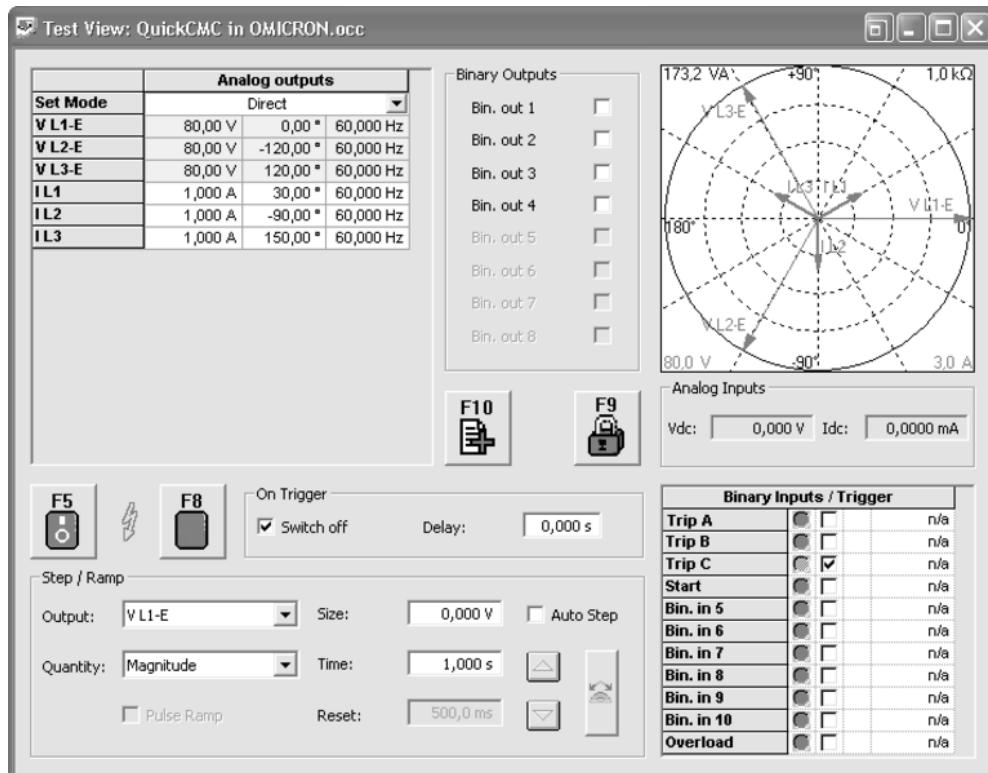


Figura 8 - Tela do software supervisório Quick CMC da mala Omicron

### 5.3 Relé de proteção ABB

A linha 670 de relés de proteção e controle da ABB provê o usuário com funcionalidade e versatilidade, além de uma máxima flexibilidade e desempenho para atingir os mais altos padrões de qualidade requeridos na proteção e controle de sistemas de geração, transmissão, subtransmissão e distribuição de energia elétrica.

Essa linha de equipamentos permite ser utilizada com um software pré configurado ou ainda completamente customizado permitindo adaptações específicas de cada problema. Se necessário a versão pré configurada pode ser facilmente adaptada para coincidir com as necessidades do sistema, enquanto a versão customizada permite uma total flexibilidade em termos de aplicação, permitindo ao equipamento uma total adaptabilidade as necessidades impostas.

Um único IED é capaz de concentrar a proteção e o controle de vários equipamentos permitindo dessa forma uma integração funcional da subestação otimizando a taxa custo desempenho enquanto mantem um alto nível de confiabilidade.

O relé ainda é equipado com funcionalidades de suporte para a rede de comunicação entre relé e estações de trabalho, seleção de trip mono ou trifásico, controle de tensão para até oito transformadores em paralelo, um módulo de oscilografia interno, um sistema de transferência de dados digitais e analógicos entre IEDs além de sistema de mensagens GOOSE permitindo a comunicação horizontal entre IEDs.

#### 5.3.1 REC670

O relé REC 670 pode ser utilizado para controle, proteção e monitoramento de diversos tipos de bays em sistemas de potência. Esse equipamento em específico foi desenvolvido para aplicações de controle de sistemas difuso, no qual cada bay apresenta o seu próprio relé de controle ou ainda em sistemas concentrados, no qual um único equipamento é capaz de gerenciar o controle de vários bays da subestação. Este IED pode ser aplicado para qualquer nível de tensão que seja necessário. Através da customização do seu software pode ser utilizado para subestações de qualquer configuração.

O relé permite o controle da comutação o tap de um transformador, além de integrar em um único equipamento avançadas lógicas de controle de tensão de saída de transformadores, o que elimina a necessidade de equipamentos dedicados a esse propósito na subestação nos casos em que o transformador não é equipado com essa funcionalidade. O

REC 670 possui ainda uma IHM (interface homem maquina) gráfica permitindo que além do controle remoto através de sistemas supervisórios como SAGE ou MICRO SCADA, exista um ponto de acesso local a informações importantes com configurações do sistema, registros de eventos e informações de eventos anormais ao funcionamento do sistema de potência ao qual o relé está inserido. O controle local ou remoto do IED é ativado de acordo com uma seleção prévia do operador para evitar que ocorram erros humanos ou operações indevidas. Dessa forma o operador pode extrair diretamente no relé informações que sejam relevantes ou ainda efetuar comandos de operação dos equipamentos da subestação. O conteúdo que é mostrado na IHM pode ser totalmente configurado de acordo com as necessidades de operação de cada subestação.

Este relé ainda é capaz de receber um grande número de sinais analógicos provenientes da leitura dos transformadores de corrente e potencial instalados no pátio da subestação, além disso, ele ainda é capaz de receber e enviar uma grande quantidade de sinais digitais que podem ser utilizados para efetuar o controle dos equipamentos de pátio.

### 5.3.2 RED 670

O relé RED 670 foi criado para o propósito específico da proteção e controle de linha, barramentos, geradores e transformadores de alta tensão através da proteção diferencial. Através da configuração de parâmetros internos de proteção é possível adaptar o IED às diferentes necessidades de cada equipamento. Esse tipo de equipamento é especialmente útil para a proteção de linhas de múltiplos terminais nas quais a proteção por impedância se torna extremamente complicada e pouco confiável.

A proteção diferencial de corrente com segregação de fase fornece uma excelente sensibilidade para faltas com alta resistência e fornece um sistema seguro para isolação das fases em falta. A viabilidade de usar até três entradas de corrente por fase permite o uso do arranjo de multi disjuntores em linha de três terminais ou ainda a configuração de disjuntor simples para linhas com até cinco terminais. Nesse tipo de proteção a comunicação entre em IEDs desempenha um papel fundamental. Esta é feita com base no protocolo IEC C37.94 e pode ser duplicada em casos que exijam comunicação redundante total de acordo com os procedimentos de rede definidos pelo ONS ou pelas filosofias das concessionárias de energia elétrica. Através de algoritmos de compensação de corrente, é possível obter um alto grau de precisão mesmo linha de longa distância.

Apesar de todos os cuidados que são oferecidos para que se obtenha um sistema com máxima segurança, este sempre poderá sofrer falhas. Por esse motivo, em paralelo com a proteção diferencial principal, são previstas proteções secundárias que poderão atuar caso uma porção do sistema sofra com alguma falha. Para esses casos são dois os principais

esquemas de proteção que podem ser usados. Primeiramente pode ser implementada uma proteção de sobre corrente seletiva em todos os terminais da linha. Outra opção é a função de distância que trabalha a partir de mudanças na relação de impedância da linha. Dessa forma é possível criar um sistema completamente redundante com proteções principais e de retaguarda.

A proteção diferencial ainda pode ser empregada para proteger outros equipamento como: transformadores ou geradores. Para cada equipamento são necessários ajustes diferentes para evitar a atuação de uma proteção de forma indevida. No caso de um transformador, por exemplo, é necessário levar em consideração a disposição dos enrolamentos do núcleo e os transitórios aos quais o equipamento pode ser submetido mesmo quando operando de forma normal.

### 5.3.3 RET 670

O RET 670 oferece uma proteção e um controle rápido e seletivo para transformadores de dois ou três enrolamentos, autotransformadores, transformadores de tap variável ou reatores shunt. O relé é capaz de atuar sobre uma larga faixa de frequências possibilitando que este opere de forma correta mesmo durante distúrbios do sistema elétrico, ou a energização e desenergização de transformadores e reatores.

O equipamento é customizado para possuir uma proteção diferencial (87T) de atuação extremamente rápida, além da capacidade de auto adaptação às condições de leitura dos TCs e correção automática de vetores. Com essas características, o RET 670 se torna a melhor opção para a proteção transformadores. Uma vez que este relé tem uma baixa demanda dos circuitos dos TCs é excluída a necessidade de interposição de transformadores de corrente. A aplicação de sua proteção diferencial é viável mesmo em arranjo de múltiplas chaves de interrupção. A função diferencial é dotada de funções de exclusão de segunda harmônica e bloqueio de corrente para evitar atuações indevidas durante pela corrente de inrush presente na magnetização de transformadores, além de bloqueio de quinta harmônica visando evitar trip em transformadores sobre excitados.

Através da teoria de componentes simétricas o IED é capaz de apresentar uma alta taxa de identificação de faltas internas nos enrolamentos do transformador, mesmo quando essas faltas são pequenas. O IED também apresenta uma proteção contra faltas fase terra de baixa impedância oferecendo proteção contra faltas entre os enrolamentos do transformador e a terra. Essa função apresenta uma análise direcional da corrente de sequencia zero para segurança extra.

Além da proteção elétrica oferecida ao transformador o relé ainda é capaz de controlar todas as proteções intrínsecas do transformador, como pressão do óleo, temperatura

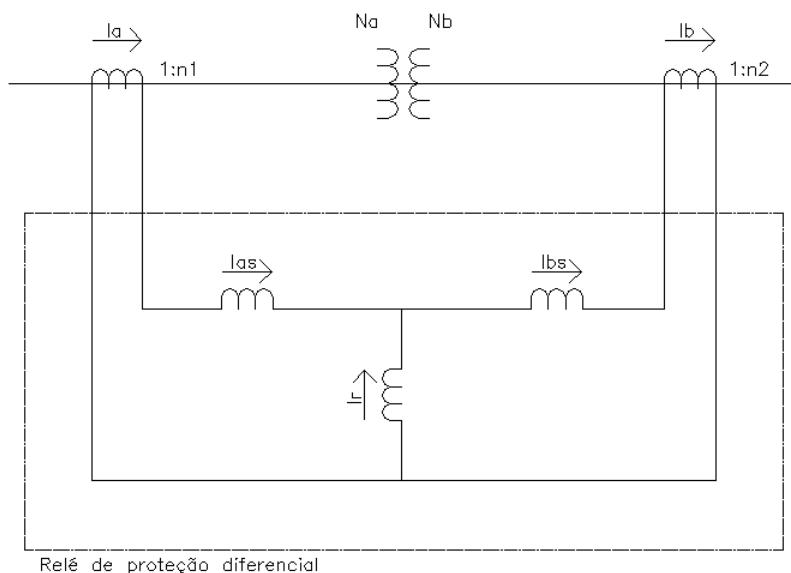
e outros, também é possível fazer p controle da comutação de tap de acordo com a carga demandada do transformador.

## 6 Funções de proteção

Neste capítulo serão abordadas as principais funções de proteção utilizadas para o desenvolvimento do projeto de proteção, controle supervisão da subestação proposta.

### 6.1 Proteção diferencial de transformador (87T)

No mundo da proteção de sistema elétrico moderna, a lógica de proteção diferencial é uma das metodologias mais aplicadas. Esta lógica utiliza uma base que é a comparação entre as correntes que circulam na entrada e na saída de áreas específicas do sistema elétrico ou de equipamentos que compõem esse sistema. Na figura 9 é representado um esquema de proteção diferencial de transformadores (87T). É mostrado como é feita a conexão entre os transformadores de corrente (conectados em série ao equipamento ou ramo que se deseja proteger) e o equipamento de proteção digital.



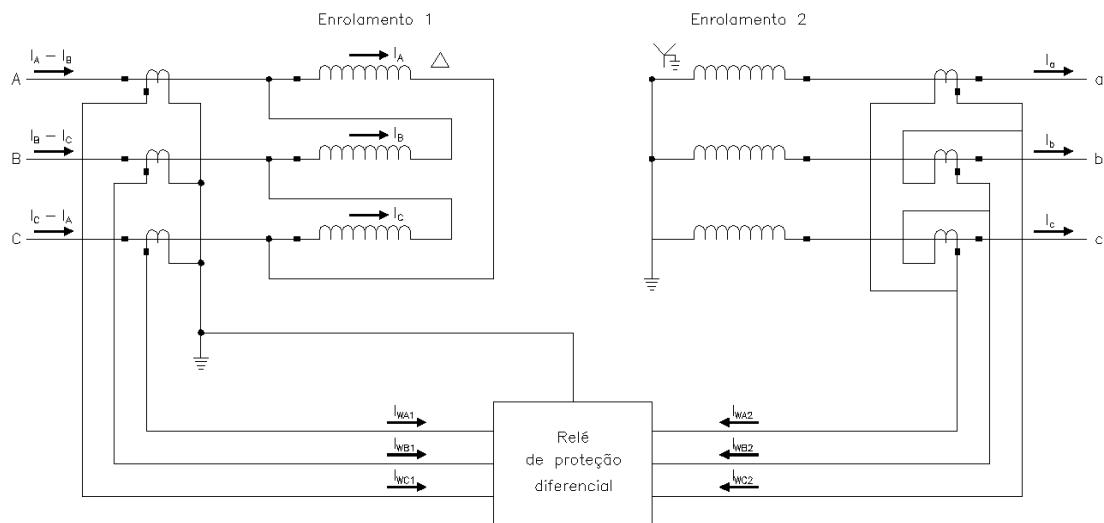
**Figura 9 - Ligação ilustrativa entre TCs e IED**

Na aplicação da proteção diferencial de transformadores alguns cuidados precisam ser tomados visando garantir o correto funcionamento do sistema de proteção:

- **Polaridade da conexão dos TCs:** essa informação precisa ser inserida nos IEDs, caso contrário o relé irá somar as correntes lidas com a componente direcional de forma incorreta causando um mau funcionamento da proteção.
- **Tipo de conexão interna do transformador:** no caso de transformadores com enrolamento em delta no primário e estrala no secundário, por exemplo, existe uma defasagem de  $30^\circ$  entre os ângulos das correntes lidas no primário e

secundário do transformador. Esta defasagem também pode implicar em uma soma incorreta das correntes aferidas gerando uma operação indevida na proteção. Nos sistemas de proteção digital, o ajuste para esses casos é feito matematicamente dentro do próprio equipamento de proteção durante a fase de parametrização dos blocos, já para os relés eletromecânicos essa compensação precisava ser feita fisicamente nos equipamentos de medição, ou seja, para o lado em estrela, os TCs eram conectados em delta e para o lado em delta do transformador os TCs eram conectados em estrela.

Na figura 10 é possível observar de forma mais profunda como é feita a ligação entre os TCs e o relé digital, e nesse caso é possível observar que a ligação dos transformadores de corrente foi feita de forma a compensar o sistema delta-estrela do transformador que está sendo protegido.



**Figura 10 - Conexão interna dos TCs ao IED**

Durante à operação normal de um transformador de carga ou no caso de faltas externas a zona principal de proteção, as correntes medidas no secundário dos TCs ( $I_{as}$  e  $I_{bs}$  conforme a figura 9 devem ser iguais assumindo que  $N_a/N_b$  seja igual ao valor da relação  $n_1/n_2$ , porém para o caso de uma falta interna passa a existir uma corrente expressiva sobre o enrolamento de restrição ( $I_r + I_{as} + I_{bs} = 0$ ). Essa corrente é o principal indicativo para o relé da existência de uma falta, no entanto, o relé deve ser configurado para tolerar uma certa corrente de restrição, isso oferece a proteção uma maior estabilidade.

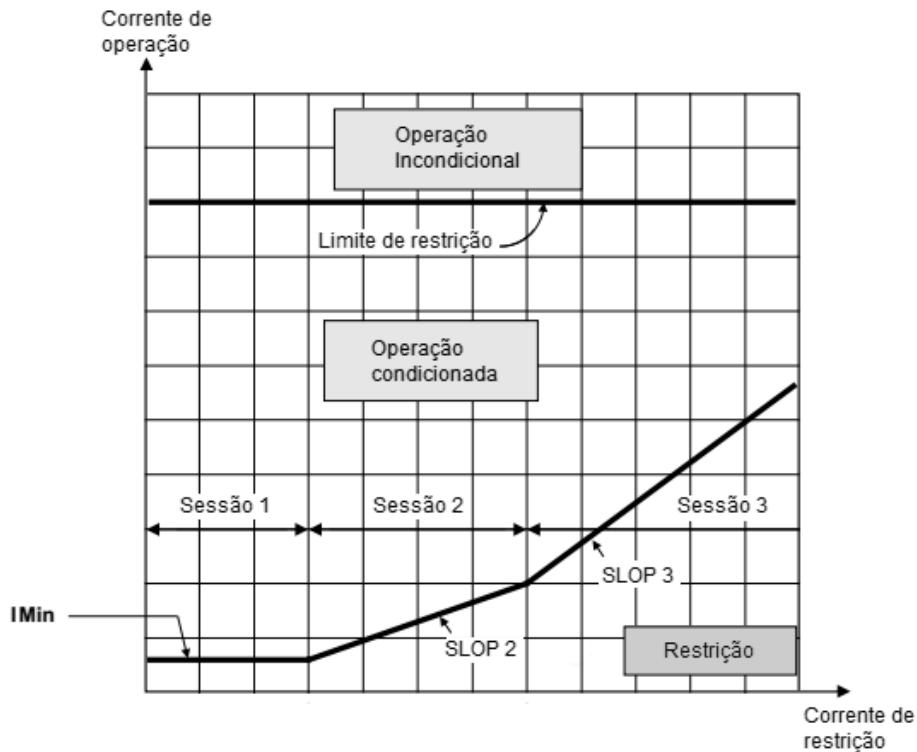
Usualmente para a proteção diferencial de transformadores a corrente de bias (limiar de operação da proteção diferencial que leva em conta a corrente de operação em relação a corrente de restrição) é definida com base no valor máximo desejado para a corrente de restrição circulante o sistema, esse critério pode variar consideravelmente dependendo da

aplicação que está sendo feita. O segundo SLOP (conforme figura 11) tem o valor de bias aumentado para garantir a estabilidade do sistema de proteção sob condições de falta severa que podem levar a uma saturação do valor máximo de medição dos TCs gerando uma leitura indevida da corrente de restrição no sistema podendo causar uma operação indevida da proteção.

O sistema ainda conta com um sistema de corrente mínima para operação  $I_{min}$  essa corrente pode ser ajustada para 0,3pu do valor de corrente de operação do transformador de carga em aplicações normais como valor padrão de operação. Se as condições do sistema são conhecidas em detalhes valores maiores ou menores para a corrente mínima podem ser ajustados conferindo uma maior sensibilidade ao sistema. Nesses casos, a escolha do valor para essa corrente deve levar em consideração informações como: classe dos transformadores de corrente, informações proveniente do sistema de regulação de tensão (90), comportamento do sistema sob curto circuito, entre outros.

Na figura 11 é mostrado o gráfico das regiões de operação do relé de proteção diferencial de transformadores. No gráfico é possível identificar três áreas distintas:

1. **Restrição:** Nessa região, a relação entre a corrente de restrição e a corrente que circula no secundários dos TCs (medição) não é grande o suficiente para ser interpretada como uma falta.
2. **Operação condicional:** Nessa região, a corrente de restrição ultrapassa o valor máximo determinado para operação normal do sistema, mas o trip (operação do disjuntor) não é instantâneo, o relé ainda verifica outras condições antes de isolar o elemento em falta, tais elementos podem variar dependendo da filosofia de cada aplicação.
3. **Operação incondicional:** Nessa região, a corrente de restrição está em um valor muito acima do determinado para uma operação normal, e a operação do relé é instantânea. De forma padrão a linha de limite de restrição é posicionada para um valor de 10pu em relação à corrente que circula no transformador de carga.



**Figura 11 - Zonas de operação da proteção 87T**

Em algumas fases da operação do sistema elétrico falsos eventos podem ser detectados. Dentre as causas desses eventos pode-se destacar, por exemplo, manobras no transformador ou faltas nas proximidades do equipamento protegido. Essas situações podem gerar elevadas correntes na bobinas de restrição causando operações indevidas e gerando transtornos no sistema como um todo. Alguns dos tipos de problemas que podem ser encontrados e a forma como eles são corrigidos dentro dos relés de proteção digital são apresentados a seguir [MAEZONO, 2010]:

- **Corrente de sequencia zero:** A proteção diferencial pode operar de forma indesejada devido a faltas terra em casos quando a corrente de sequencia zero pode fluir somente de uma lado do transformador de carga. Essa situação ocorre quando a componente zero não pode ser propriamente transferida para o outro enrolamento do transformador (isso ocorre em transformadores com enrolamentos conectados em delta-estrela). Se o enrolamento em delta de um transformador é aterrado via um transformador de aterramento dentro da zona de proteção diferencial, então em caso de uma falta terra, uma corrente indesejada irá surgir no enrolamento de restrição do relé. Dessa forma é necessário tornar a proteção insensível a faltas terra externas, isso pode ser feito suprimido a corrente de sequencia zero dentro do equipamento de proteção, de forma que ela não seja levada em consideração para o cálculo da corrente diferencial.

Antigamente para os relés eletromecânicos esse efeito é obtido interpondo transformadores de corrente auxiliares. Nos equipamentos digitais essa supressão é feita inteiramente de forma numérica eliminando assim qualquer necessidade de equipamentos físicos extras.

- **Corrente de energização ( $I_{nrush}$ ):** Através da combinação da restrição de correntes da segunda harmônica é possível atingir uma proteção com alto grau de segurança e estabilidade mesmo durante o período de energização de transformadores, sem abrir mão da proteção contra faltas internas no enrolamento mesmo no caso da saturação dos TCs. A restrição da segunda harmônica pode ser ajustada conforme à necessidade da cada caso. Se a razão entre a segunda harmônica em relação a primeira na corrente diferencial for além do limite operacional definido, a função diferencial é bloqueado internamente no IED e o sistema automaticamente passa a ser protegido pelas proteções de retaguarda. É recomendado que razão  $I_{h2}/I_{h1}$  seja da ordem de 15%, podendo variar em casos especiais. Nos relés eletromecânicos não era possível eliminar a componente de segunda harmônica durante a energização do transformador, dessa forma para que o relé não operasse nesse momento era colocado um temporizador no relé ou este tinha seu sinal de trip desligado pra que uma atuação indevida não ocorresse, é claro que isso deixava o transformador expostos a possíveis faltas internas em seu enrolamento.
- **Sobre excitação:** Corrente de sobre excitação apresentam ondas harmônicas deformadas, uma vez que o formato de onda é simétrico em relação ao eixo do tempo. Como a terceira harmônica não consegue circular em enrolamentos conectados em delta, a quinta harmônica se torna a harmônica de mais baixa ordem que pode servir como critério de sobre excitação. A proteção diferencial precisa então ser capaz de suprimir esse formato de onda para garantir que a proteção não opere de forma indevida quando o transformador se encontra sobre excitado. Se a razão entre a quinta e primeira harmônica sobe a um nível além do limite definido (recomendado 25% como valor padrão) é necessário bloquear a função diferencial. Transformadores suscetíveis a condições de sobre tensões ou subfrequências devem ser protegidos por um sistema de sobre excitação baseado na relação  $V/Hz$  de forma que um sinal de trip possa ser gerado antes de o limite térmico do núcleo seja atingido (a maioria dos transformadores contam com a medição de temperatura do óleo como proteção intrínseca do equipamento, no entanto a temperatura do óleo pode refletir a temperatura do núcleo com um atraso).

## 6.2 Funções de tensão

### 6.2.1 Proteção de sobretensão (59)

Mazeono (2010) define como uma função cuja finalidade é a de detectar condições de tensão nas quais o valor do módulo de tensão supera os valores normais aceitos para a operação de um dado sistema ou equipamento. Para o funcionamento dessa função é necessário que exista um TP para medir o valor da tensão sobre o equipamento que deve ser protegido. Como na maioria dos casos os transformadores de potencial são instalados somente nas barras e entradas de linha e não sobre cada equipamento da subestação, essa função atua de forma redundante sobre diversos IEDs que compartilham a mesma leitura de tensão.

A função de sobretensão pode operar de das formas distintas, e a escolha entre elas pode ser feita tendo como base o nível de sobretensão esperado:

- **Instantânea:** não possuir um atraso proposital inserido em seu funcionamento, ou seja, o tempo que decorre da sensibilização desse bloco até a partida do sinal de trip é devido somente ao processamento interno da lógica do IED, ou as características construtivas no caso dos relés eletromecânicos. Uma proteção instantânea pode ser ajustada para garantir a operação no caso de uma sobre tensão severa, garantindo a integridade dos equipamentos.
- **Temporizada:** possui um atraso proposital e ajustável em sua operação, ou seja, a partir do momento que o bloco detecta a presença da falta em um ramo do sistema é iniciada a contagem de um tempo antes que o sinal de trip seja disparado. Isso pode ser feito para definir, por exemplo, uma proteção em zona dois que só deve operar quando o relé responsável pela proteção do vão não operar devidamente, outro caso que o atraso pode ser interessante é quando a proteção 59 é aplicada a saída de um transformador regulador, nesse caso o atraso na proteção pode ser utilizado para permitir que o regulador de tensão (90) tenha tempo de operar sem que seja necessário isolar uma porção do sistema sob a suspeita de falta.

Um aspecto de extrema importância no funcionamento dessa função é a relação entre a tensão de pick-up e drop-out (tensão de atuação e tensão de desativação). Em um relé de proteção de sobretensão é feito o ajuste da tensão de pick-up para o valor máximo de tensão desejado no sistema, e o valor de drop-out para o valor em que a proteção pode deixar de atuar, esse ajuste é feito para um valor inferior ao valor de saturação do transformador de

tensão.

Uma relação pick-up / drop-out muito grande implica em um sistema no qual existe a necessidade de uma redução grande no valor de tensão medido para que a proteção volte ao seu estado de não atuada, no entanto sempre existe o risco do bloco de proteção 59 permanecer atuado após o reestabelecimento das condições de funcionamento do sistema. Quanto menor a relação, mais confiável se torna a função de sobretensão. Idealmente esta deve permanecer próxima de um, o que implica que para qualquer tensão inferior à tensão máxima do sistema a função deve deixar de atuar imediatamente. Os relés de proteção digitais modernos permitem que essa relação tenha valor muito próximo ao unitário.

Essa função é comumente utilizada para proteger equipamentos cuja isolação pode ser danificada caso ocorra a exposição prolongada ou repetida a condições de tensão muito elevadas.

#### **6.2.2 Função de subtensão (27)**

Subtensões podem ocorrer em sistemas elétricos durante a ocorrência de faltas ou condições anormais de operação. A função de subtensão (27) pode ser utilizada para efetuar a abertura de disjuntores para preparar o sistema para sua restauração após uma interrupção no funcionamento normal ou como função de retaguarda (temporizada) para as funções principais de proteção.

A função 27 é utilizada pra detectar quedas no valor de tensão do sistema, essa função apresenta duas etapas de medição do valor da tensão com temporização entre elas. No caso do valor de tensão de pelo menos uma das três fases descer ao um nível menor do que o definido como normal para operação do sistema um sinal de partida é gerado. Após a segunda medição se a queda de tensão for persistente é enviado um sinal de trip para os disjuntores que devem isolar a porção defeituosa do sistema. Para evitar uma abertura de disjuntor indesejada devido perda da leitura do TP a função pode ser bloqueada caso a tensão através da definição de um nível mínimo de tensão para ativação do bloco.

### **6.3 Funções de sobre corrente (50/51)**

Segundo Mazeono (2010), as funções de sobrecorrente têm por finalidade a detecção de níveis de corrente acima de limites pré-estabelecidos para o funcionamento adequado dos equipamentos inseridos no sistema e isola-los antes que danos permanentes possam ser causados. Existem dois tipos de corrente que podem ser detectadas:

- **Corrente de fase:** apresenta um valor superior a corrente de carga e ocorre em função de curtos-circuitos.
- **Corrente de terra:** decorrem de curtos-circuitos entre as fases e a terra.

Essa distinção é importante principalmente quando estamos tratando com equipamentos digitais de proteção uma vez que para a maioria dos relés existem diferenças no bloco de função que irá reconhecer cada um dos tipos de falta. Para a detecção de correntes de fase, são utilizados blocos de sobre corrente de fase (50/51), enquanto que para as correntes de terra são utilizados blocos de sobre corrente a terra (50/51G).

Durante a corrente de carga, não deve ocorrer atuação desta função. Isto é, a função de sobrecorrente não possui por finalidade detectar condições de sobrecarga em transformadores. [MAEZONO, 2010].

Este tipo de relé é conectado ao secundário dos TCs, dessas foram acionados com valores proporcionais aos valores circulantes no primário do transformador de corrente (a proporção pode ser 1A ou 5A), ou seja, a corrente que circula pelo elemento protegido.

No que diz respeito à característica de tempo desse tipo de função existem duas opções, o relé pode ser de atuação instantânea (50) ou temporizada (51). O relé de atuação instantânea recebe essa denominação pois sua operação não introduz um atraso intencional a operação do sistema de proteção quando o limite de corrente estipulado é atingido, por outro lado relés temporizados operam segundo uma curva tempo x corrente e podem ainda ser subdivididos conforme essa característica:

- **Relé de tempo definido**
- **Relé de tempo inverso**
  - **Normalmente inverso**
  - **Muito inverso**
  - **Extremamente inverso**

Para os relés de tempo definido, a atuação da proteção ocorre a partir da corrente do ponto em que a corrente de operação do sistema ultrapassa o valor máximo de curto-circuito estabelecido dentro de um tempo definido, enquanto para o relé de tempo inverso a atuação da proteção ocorre com base em uma relação inversa entre corrente e tempo, dessa forma quanto maior a sobre carga do sistema mais rapidamente a proteção deve atuar. Para esse tipo de relé pode ser definido um valor instantâneo de operação, ou seja, a partir de um valor definido de sobre carga do sistema o relé passa a atuar de forma instantânea e não mais temporizada.

No caso dos relés eletromecânicos todos os ajustes de proteção precisavam ser definidos mecanicamente no equipamento e uma quantidade limitada de ajustes era permitida. Com a introdução da tecnologia digital essa função se tornou muito mais versátil

uma vez que a região de operação pode ser definida a partir de uma grande quantidade de curvas normalizadas (norma IEC ou IEEE/ANSI) e definindo o tempo de atuação a partir da formula matemática, a seguir [MAEZONO, 2010]:

$$t = T \left( \frac{K}{\left( \frac{I}{I_s} \right)^\alpha - 1} \right) + L$$

- T – múltiplo de tempo (Ajuste do elemento instantâneo)
- K – Coeficiente (tabela 1)
- I – Corrente no relé
- $I_s$  – Corrente de atuação ajustada no relé
- $\alpha$  – Coeficiente (tabela 1)
- L – Coeficiente (tabela 1)

**Tabela 1 - Tabela de coeficiente de operação função de sobrecorrente**

Tipo de curva	Norma	K	$\alpha$	L
Inversa	IEC	0.14	0.02	0
Muito inversa		13.5	1	0
Extremamente inversa		80	2	0
Inversa	IEEE/ANSI	0.0515	2	0.18
Muito inversa		19.61	2	0.491
Extremamente inversa		28.2	2	0.1215

### 6.3.1 Condições de operação do relé de sobrecorrente

- **Operação normal:** Nessas condições as corrente que circulam nas três fases do sistema devem estar equilibradas entre si (modulo e ângulo de fase). Quando o sistema opera de forma normal a corrente residual e de neutro dos equipamentos deve tender a zero. Outra condição é que a corrente medida no secundário do TCs tenha um valor máximo abaixo da sensibilidade mínima de operação da função de sobre corrente (“Pick-up” mínimo). Se todos esses critérios forem obedecidos o relé deve permanecer sem nenhuma atuação.
- **Curto circuito trifásico:** Neste caso as correntes circulantes nas três fases permanecem equilibradas, porém apresentam valores muito elevados, em geral muito maiores que a condição normal de carga do sistema. As correntes lidas

pelos TCs nesse caso sensibilizam as funções de sobrecorrente do relé que atuam isolando a porção do sistema com problema. Mesmo nesse caso não existe corrente no neutro do sistema dessa foram a função 50/51N não irá operar.

- **Curto-circuito fase-terra:** Para este caso a corrente circulante apresentará um valor elevado apenas para as fases em curto. Neste caso será gerado um desequilíbrio à terra, dessa forma o retorno da corrente das fases em curto se dará através do neutro do sistema. Nas condições descritas há a atuação das funções 50/51 e 50/51N.

### 6.3.2 Função de sequência negativa

A função tem por finalidade a detecção do desbalanço entre as correntes que circulam nas três fases do sistema, através da corrente de componente negativa na corrente. Essa condição pode ser causada por uma série de fatores:

- Uma ou duas fase aberta;
- Desequilibrio de carga (Essa condição é muito comum em circuitos de alimentação do sistema de distribuição);
- Curtos-circuitos fase-terra;
- Curtos circuitos bifásicos e bifásicos-terra;

Como visto esse evento pode ser causado tanto por uma fase aberta quanto por curto circuito mono ou bifásico envolvendo ou não a terra, e tendo como consequência o surgimento de uma corrente de sequência negativa no sistema. Para o caso da fase aberta a intensidade da corrente está diretamente conectada à carga conectada ao sistema. Contudo existe uma grande dificuldade para estimar o valor da corrente de sequência negativa que deve iniciar a atuação da proteção, essa dificuldade também se aplica ao cálculo do tempo de atuação, em função das variáveis que envolvem esse tipo de situação como por exemplo: intensidade de carga conectada ao sistema no momento e da ocorrência ou não de curto circuito desequilibrado externo.

### 6.3.3 Função direcional

O funcionamento básico da função direcional de sobrecorrente é igual ao da de sobrecorrente normal, a única diferença é que aquela tem associada ao seu funcionamento a componente direcional da corrente medida além do valor do módulo. Apenas o valor de corrente medido pelos TCs não é suficiente para informar aos relés a direção do fluxo de corrente. Para que isso seja possível o relé direcional precisa estar conectado também aos

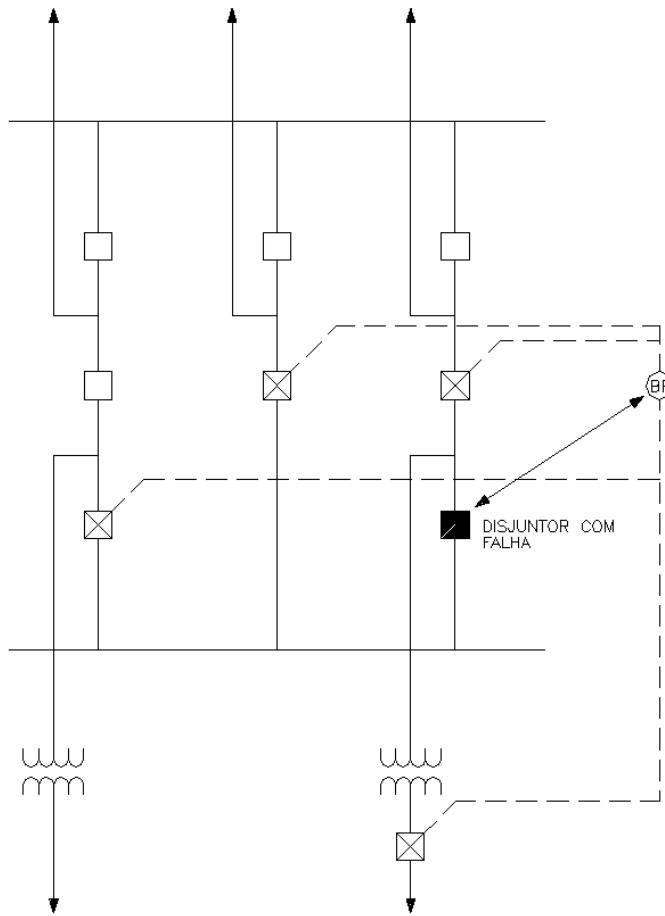
transformadores de potencial do sistema.

A consideração do fator direcional implica em alguns fatores: melhor seletividade pra isolar a falta uma vez que considera a direcionalidade do defeito, necessidade da leitura dos TPs para obtenção da informação da direção.

#### **6.4 Função de falha disjuntor (50BF)**

Essa função de proteção tem por finalidade detectar a falha na abertura de um disjunto apóis um comando de abertura ser lançado. O disjuntor é parte fundamental do sistema de proteção seja ele eletromecânico ou digital. O disjuntor é o equipamento responsável pela abertura da conexão entre diferentes porções do sistema de potência quando um problema é detectado, isolando o equipamento ou porção do sistema com mau funcionamento.

Quando mesmo apóis um comando de abertura ser enviado para o disjuntor e este permanecer fechado, existe a necessidade de enviar um segundo comando de abertura a todos os disjuntores adjacentes àquele com defeito. Esses disjuntores podem estar na mesma subestação que o equipamento defeituoso ou ainda em subestações distantes (caso de um disjuntor na entrada de uma linha, por exemplo).



**Figura 12 - Exemplo de falha de disjuntor (50BF)**

Na figura 12 está representado um exemplo de atuação da função de falha de disjuntor, no qual o disjuntor indicado não teve seus contatos abertos após o sinal de trip enviado pelo relé de proteção, a função 50BF então atua enviando um sinal de abertura para os demais disjuntores adjacentes àquele com falha. A configuração dos disjuntores na subestação influí diretamente nas consequências da atuação da função 50BF, a disposição mais favorável ao sistema para o caso da atuação dessa proteção é a chamada “disjuntor e meio” pois é capaz de preservar grande parte do sistema em operação.

Para que um esquema de proteção possa incluir essa função é necessário que o disjuntor possua um circuito de alta impedância em paralelo ao contato de abertura. Por esse circuito circula uma corrente da ordem de mili amperes que tem a função de monitorar o status do contato, esse circuito é chamado de contato de falha. Após o envio do sinal de abertura para um disjuntor o contato de falha é monitorado por um certo tempo (em geral esse tempo varia de 0.25 a 0.30s), após esse tempo se ainda houver corrente circulando pelo canto de falha um sinal de abertura é enviado aos disjuntores adjacentes como é mostrado na figura 12.

Para a utilização dessa função existem duas opções de aplicação, é possível utilizar

um bloco de função especí fico para esse fim (ou relé do caso eletromecânico) ou incorporar a função 50BF em blocos multifuncionais de sobrecorrente ou diferenciais. Essa utilização depende do modelo e fabricante do relé. Para disjuntores de extra alta tensão (345kV ou classe de tensão superior) é costume utilizar uma proteção específica para a falha de disjuntor. Para níveis de tensão de distribuição a aplicação dessa função não é comum no Brasil.

## 6.5 Função de frequência (81)

As funções de subfrequência e sobrefrequência são utilizadas tanto para a proteção do sistema elétrico de potência quanto para a proteção de equipamentos sensíveis a variações de frequência, como por exemplo:

- **Rejeição de carga:** a função de subfrequência atua na tentativa de evitar uma perda total do sistema e uma condição onde existe um excesso de cargas consumidoras e falta de geração.
- **Controle de emergência para ilhamentos:** a função também atua na tentativa de salvar uma parte do sistema quando ocorrem perturbações isoladas.
- **Proteção de maquinários:** utilizada geralmente em indústrias e usinas de geração de energia elétrica para proteger máquinas girantes (motores e geradores) que são sensíveis a distúrbios de frequência.
- **Geração:** pode servir como uma alternativa elétrica de emergência para controle de velocidade dos geradores síncronos.

No Brasil, os níveis de rejeição associados aos vários níveis de subfrequência são determinados em conjunto com o ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico, para as concessionárias de serviços de distribuição de energia elétrica. [MAEZONO, 2010].



## 7 Estudo de caso

Este capítulo se destina a mostrar uma aplicação real dos equipamentos vistos na capítulo cinco através da norma IEC61850 vista no capítulo quatro. Será apresentada uma subestação e uma solução para a proteção, controle e supervisão de cada um de seus vãos.

### 7.1 A subestação e suas pontas remotas

#### 7.1.1 SUBESTAÇÃO EESC (69–13,8/11,95kV)

Agora que todas as ferramentas para a proteção de uma subestação foram apresentadas, será apresentado como elas podem ser utilizadas em conjunto com o objetivo de fazer a proteção de uma subestação fictícia, que neste caso será chamada de SE EESC.

##### Setor de 69kV (Arranjo Barra Simples).

- LT1 IFSC – Controle e Proteção (Diferencial de linha, sobrecorrente instantâneo e temporizado, sobretensão, sub e sobrefrequência, diferencial de sobrecorrente e religamento automático).
- LT2 IQSC – Controle e Proteção (Diferencial de linha, sobrecorrente instantâneo e temporizado, sobretensão, sub e sobrefrequência, diferencial de sobrecorrente e religamento automático).
- LT3 ICMC – Controle e Proteção (Diferencial de linha, sobrecorrente instantâneo e temporizado, sobretensão, sub e sobrefrequência, diferencial de sobrecorrente e religamento automático).
- T1 – Transformador Regulador 69–13,8/11,95kV – 33MVA (Proteção Diferencial de Trafo e Controle);
- T2 – Transformador Regulador 69–13,8/11,95kV – 33MVA (Proteção Diferencial de Trafo e Controle);

##### Setor de 13,8kV (Arranjo Barra Simples).

- 1 (um) cubículo para interligação de barras;
- 2 (dois) cubículos de saída para bancos de capacitores de 11,95kV, 3,6MVar;
- 10 (dez) cubículos para saídas de alimentadores de 11,95 kV;
- Serviço Auxiliar CA/CC

### 7.1.2 SUBESTAÇÃO IFSC - (69 kV):

- Ponta remota da LT1 – Controle e Proteção (Diferencial de linha, sobrecorrente instantâneo e temporizado, sobretensão, sub e sobrerequência, Diferencial de sobre corrente e religamento automático).

### 7.1.3 SUBESTAÇÃO IQSC (69 kV):

- Ponta remota da LT2 – Controle e Proteção (Diferencial de linha, sobrecorrente instantâneo e temporizado, sobretensão, sub e sobrerequência, Diferencial de sobre corrente e religamento automático).

### 7.1.4 SUBESTAÇÃO ICMC (69 kV):

- Ponta remota de LT3 – Controle e Proteção (Diferencial de linha, sobrecorrente instantâneo e temporizado, sobretensão, sub e sobrerequência, Diferencial de sobre corrente e religamento automático).

## 7.2 Equipamentos de proteção, controle e supervisão

### 7.2.1 Principal - SE EESC

Para compor o sistema de supervisão, controle e proteção da SE EESC (principal) serão utilizados 12 painéis e um total de 22 relés de proteção, na tabela 2 é mostrada a disposição dos equipamentos dentro de cada painel e sua função no sistema

**Tabela 2 - Painéis de proteção da SE EESC**

SE EESC							
Painel	Qtd de painéis	IED1	IED2	IED3	IED4	IED5	Finalidade
Proteção das LTs + Controle	3	RED670					LT1, LT2 e LT3
Proteção dos Transformadores + Controle	2	RET670	REC670	REC670	SEL2414	Medidor SL7000	T1 e T2
Proteção dos bancos de capacitores + Controle	1	REC670	REC670				BC1 e BC2
Setor 11,95kV	1	REC670	REC670	REC670	REC670	REC670	Cubículos
Setor 11,95kV	1	REC670	REC670	REC670	REC670	REC670	Cubículos
Comunicação	1	2x Switch	2x Switch	PC industrial	PC industrial	GPS	

### 7.2.2 Ponta Remota – SE IFSC

Na ponta remota da SE IFSC será utilizado um único painel abrigando o sistema de

proteção diferencial de linha (87L):

**Tabela 3 - Painéis de proteção da SE IFSC**

SS IFSC					
Painel	Qtd de painéis	IED1	IED2	IED3	Finalidade
Proteção da LT	1	RED670	Switch		LT1

#### 7.2.3 Ponta Remota - SE IQSC

Na ponta remota da SE IQSC será utilizado um único painel abrigando o sistema de proteção diferencial de linha (87L):

**Tabela 4 - Painéis de proteção da SE IQSC**

SE IQSC					
Painel	Qtd de painéis	IED1	IED2	IED3	Finalidade
Proteção da LT	1	RED670	Switch		LT2

#### 7.2.4 Ponta Remota - ICMC

Na ponta remota da SE ICMC será utilizado um único painel abrigando o sistema de proteção diferencial de linha (87L):

**Tabela 5 - Painéis de proteção da SE ICMC**

SE ICMC					
Painel	Qtd de painéis	IED1	IED2	IED3	Finalidade
Proteção da LT	1	RED670	Switch		LT3

### 7.3 Especificações do Sistema de Proteção e Controle

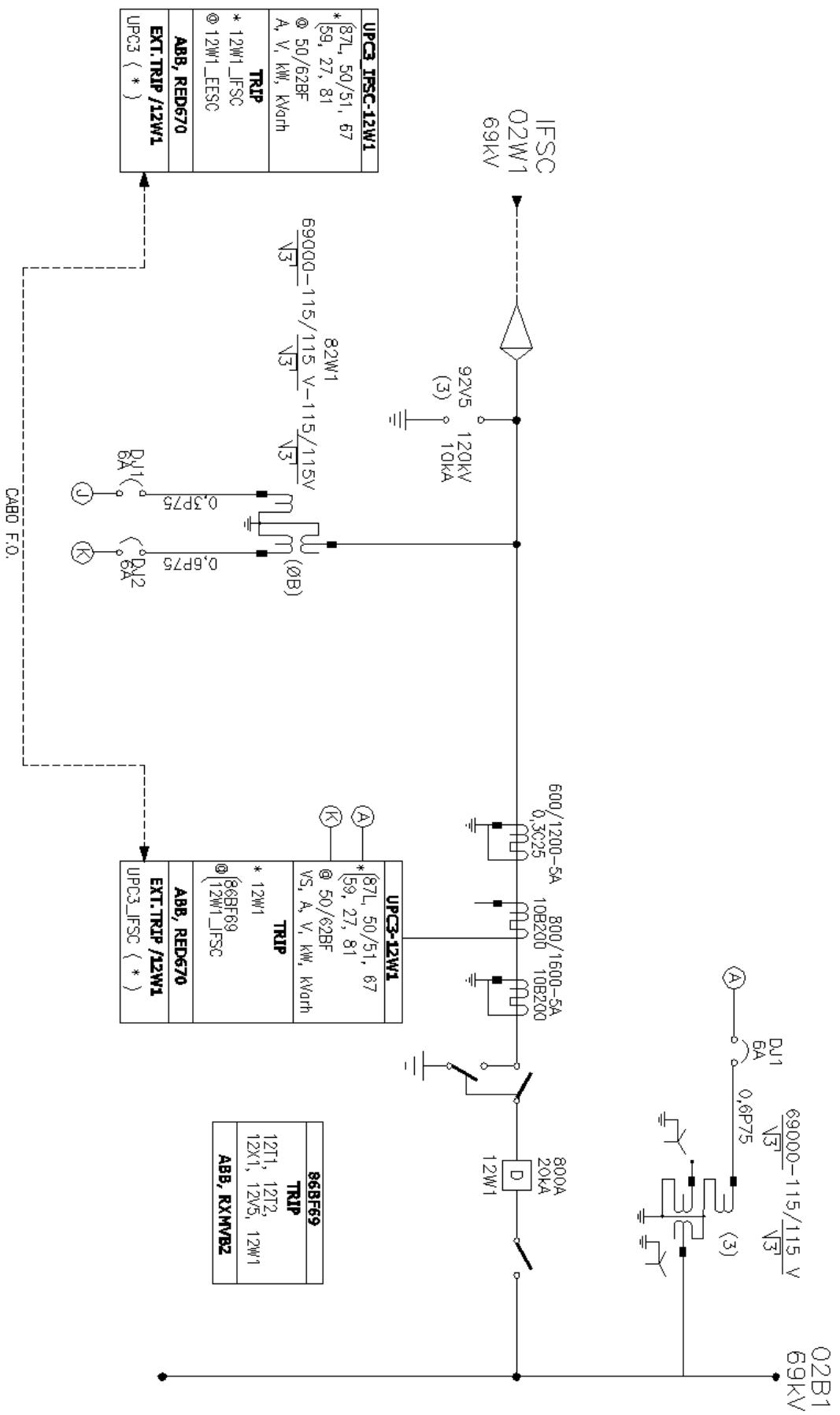
Neste tópico serão mostradas as especificações do hardware e dos blocos de proteção que serão inseridos em cada IED desse projeto.

#### 7.3.1 Proteção de Linha RED670

O IED RED 670 é um terminal numérico de medição, controle e proteção para linhas de transmissão de alta tensão. Ele é adequado para proteção de linha como proteção diferencial, impedância, sobrecorrente, entre outras funções além de relatórios de eventos e oscilografia.

A solução adotada para este projeto no que diz respeito ao esquema de proteção, é composta pela proteção diferencial com comunicação “relé a relé” via protocolo G703 , envio e recepção do TDD (sinal de abertura de alta prioridade enviado via tele proteção) mantido para faltas que exigem o bloqueio da linha e o religamento será tripolar.

Os IEDs RED670 também terão a função de Controle do Bay de Linha. Na figura 13 é mostrado o diagrama unifilar de proteção e controle do bay da linha IFSC-EESC.



**Figura 13 - Bay da linha IFSC**

Segue abaixo um resumo das funções de proteção deste tipo de IED aplicada no projeto:

**Funções:**

**Tabela 6 - Proteções de linha**

Descrição
Medição de Corrente (A)
Medição de Tensão Fase-Fase (V)
Medição de Tensão Fase Neutro (V)
Medição de Potência Ativa (W)
Medição de Potência Reativa (Var)
Avaliação de Estado de Equipamentos
Intertravamento Disjuntores / Seccionadoras
Comando Disjuntor
Comando Seccionadoras (Até 7)
Bloqueio Fechamento Disjuntor (86)
87L – Proteção Diferencial de Linha
50 – Sobrecorrente Instantânea de Fase
51 – Sobrecorrente Temporizada de Fase
67 – Sobrecorrente Direcional de Fase
50N – Sobrecorrente Instantânea de Neutro
51N – Sobrecorrente Temporizada de Neutro
67N – Sobrecorrente Direcional de Neutro
98 – Oscilografia
59I/59T – Sobretensão Instantânea e Temporizada
59N – Sobretensão de Neutro
27 – Subtensão
79 – Religamento Trifásico
Localizador de Faltas
60 – Falha de Fusível
50BF – Falha Disjuntor
46 – Fase Aberta
81U Proteção de Subfrequência
81O Proteção de Sobre-frequência
81df/dt Proteção de taxa de variação de frequência

**Registros:**

- Eventos (1000 eventos com resolução de 1ms)
- Oscilografia
- Sincronização via SNTP

**Entradas analógicas:**

- 12 Entradas de medição (06 correntes + 06 tensões)
- Apesar da aplicação da função diferencial (87) e da disponibilidade de placas no IED somente três entradas de tensão e três entradas de corrente são utilizadas conforme é

mostrado na figura 13. Isso se deve à distância entre as duas pontas de uma linha, inviabilizando a troca dos sinais de corrente entre os relés das duas pontas via contato elétrico analógico. Dessa forma a aquisição dessa informação é feita somente pelo relé instalado ponta da linha e transmitido via protocolo para o relé do outro lado. Vale dizer que essa transferência acrescenta um erro a estampa de tempo da proteção 87, esse erro deve ser corrigido utilizando um GPS para sincronismo de tempo.

### **Entradas/Saídas Digitais Programáveis:**

- 32 Entradas digitais

As entradas analógicas no relé de proteção diferencial de linha recebem o status de funcionamento e atuação de diversos equipamentos como: disjuntores, seccionadoras, TCs e TPAs.

- 48 Saídas digitais

Estes sinais são responsáveis por enviar comandos aos equipamentos e pátio. No caso dessa aplicação, por exemplo, para evitar uma sobre carga na quantidade de placas e logica do IED foi utilizada uma logica física de multiplicação de sinal para a função de falha de disjuntor (50BF) como pode ser observado na figura 13 (devido ao fato do IED não possuir potência suficiente para aplicar o sinal de trip diretamente na bobina dos disjuntor foi utilizado o relé auxiliar RXMVB2). Nesse caso o sinal de trip é enviado para um relé auxiliar de bloqueio (86BF69) que multiplica esse sinal e distribui para todos os equipamentos.

### **Comunicação:**

- 01 porta frontal RJ45 para comunicação local
- 02 portas traseiras em fibra óptica para comunicação local/remota protocolo MMS/GOOSE (Norma IEC-61850).
- 02 Módulos de Comunicação LDCM (Proteção Diferencial)

Essa placa é responsável por permitir ao relé a comunicação com o IED de proteção na ponta remota da SE. Essa comunicação pode ser feita de duas formas diferentes: na primeira a conexão é feita de relé a relé diretamente utilizando o cabo OPGW (Optical Ground Wire) como meio para transmitir o sinal de proteção. Outra forma é utilizando um equipamento de telecomunicações (multiplexador) que pode transmitir os dados de proteção junto de outras informações que precisam ser trocadas pelas SEs. A vantagem desse método é permitir que dois canais de comunicação distintos sejam utilizados sem a necessidade de inserir um protocolo de redundância no IED.

### **Interface local:**

- IHM para operações locais

- LEDs indicadores não programáveis
- LEDs indicadores programáveis

Esses LEDs servem como forma de mostrar ao operador algum evento registrado pelo IED sem que este precise consultar o sistema supervisório.

**OBS:** Para os RED 670 das pontas remotas será substituída uma porta de comunicação local/remota protocolo MMS/GOOSE (Norma IEC-61850) por uma porta DNP3.

### 7.3.2 Proteção e Supervisão do Transformador RET670

O IED RET670 é um terminal numérico de medição, controle e proteção para transformadores de alta tensão para transmissão, ele é adequado para proteção de transformadores como proteção diferencial, sobre corrente, entre outras funções além de relatórios de eventos e oscilografia.

Na solução proposta para a proteção dos transformadores da SE EESC, é composta de proteção principal desempenhado pelo RET 670 e proteção retaguarda desempenhado por um IED REC 670 para alta do trafo e um REC670 para baixa.

Na figura 14 é mostrado o diagrama uni filar de proteção e controle do bay do transformador dois, nele constam os dois relés de controle dos disjuntores de entrada e saída do transformador, o relé de proteção diferencial (87T) do transformador e o equipamento de medição para faturamento.

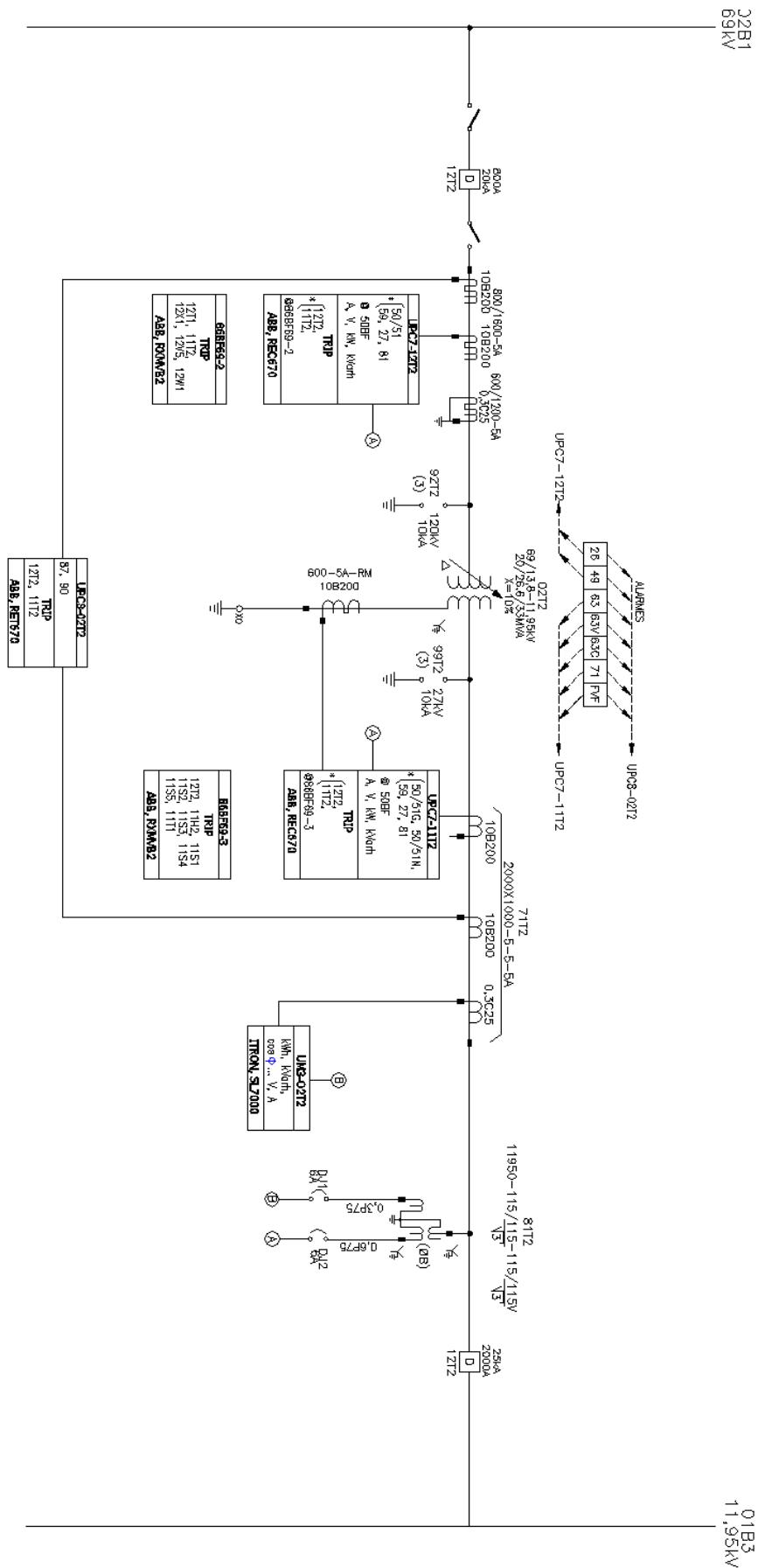


Figura 14 - Bay do transformador dois

Segue abaixo um resumo das funções de proteção deste tipo de IED aplicada no projeto:

### **Funções:**

**Tabela 7 - Proteções do transformador (RET670)**

<b>Descrição</b>
Medição de Corrente (A)
Medição de Tensão Fase Fase(V)
Medição de Tensão Fase Neutro (V)
Medição de Potência Ativa (W)
Medição de Potência Reativa (Var)
87T – Proteção diferencial de Trafo (3 Enrolamentos)
50G Sobrecorrente Instantânea de terra
51G Sobrecorrente Temporizada de terra
98 – Oscilografia

### **Registros:**

- Eventos (1000 eventos com resolução 1ms)
- Oscilografia
- Sincronização via SNTP

### **Entradas analógicas:**

- 12 Entradas de medição (09 correntes + 03 tensões)

Apesar de o relé possuir nove entradas analógicas de corrente disponíveis somente sete dessas são utilizadas: três na medição das correntes da alta do trafo e três para a medição das correntes do lado de baixa do trafo para funções como o diferencial de trafo (87T) e sobre corrente (50/51) e mais um para a medição do aterramento do enrolamento estrela aterrado. Somente as três tensões do lado de baixa do transformador são utilizadas nesse caso para a regulação de tensão (90).

### **Entradas/Saídas Digitais Programáveis:**

- 32 Entradas digitais

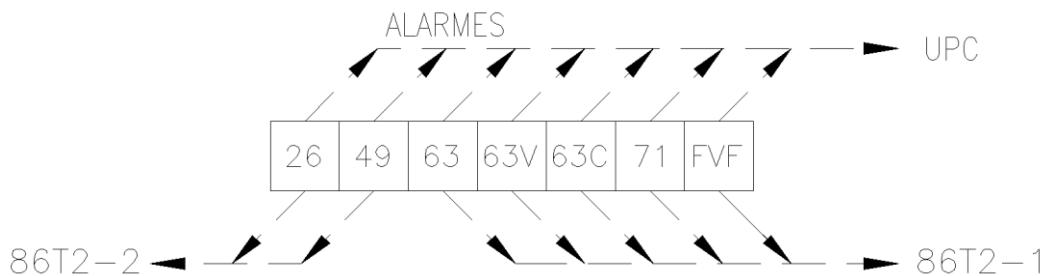
Utilizadas para receber sinais que devem ser monitorados dentro do transformador como os das proteções intrínsecas do transformador (figura 15) ou monitorar o estado de algum equipamento como chave seccionadora ou disjuntor.

- 24 Saídas digitais

Através dessas saídas são externados os sinais de trip (funções de proteção) e comando como, por exemplo, subida e descida de tap para regular a tensão (função 90).

- 6 Entradas mA

Essas entradas são utilizadas para fazer a leitura de valores de corrente na faixa de 4...20mA esse é um valor de saída padrão para a maioria dos transdutores no mercado. Nesse caso em específico essa placa faz a leitura da posição do tap através de um transdutor conectado diretamente a coroa potenciométrica do trafo.



**Figura 15 - Proteções intrínsecas do transformador**

**Comunicação:**

- 01 porta frontal RJ45 para comunicação local
- 02 portas traseiras em fibra óptica para comunicação local/remota protocolo MMS/GOOSE (Norma IEC-61850).

**Interface local:**

- IHM para operações locais
- LED's indicadores não programáveis
- LED's indicadores programáveis

### 7.3.3 Controle e Proteção REC670 para Transformador

O REC670 é um terminal numérico de controle, proteção e monitoração de diferentes tipos de bays em redes elétricas. Ele pode ser utilizado em aplicações de controle e proteção de retaguarda de sistemas distribuídos de alta tensão, sendo adequado para o controle dos equipamentos para qualquer tipo de arranjo.

Para este empreendimento será utilizado este modelo de IED para :1 REC 670 para o controle e proteção do lado de alta do transformador e 1 REC670 para controle e proteção do lado de baixa do transformador

O diagrama unifilar de controle para os relés dos disjuntores dos lados de alta e baixa do transformador pode ser visto na figura 14.

Na tabela a seguir está o resumo das funções de proteção e controle destes tipos de IEDs aplicadas no projeto:

**Funções:****Tabela 8 - Proteções do transformador (REC670)**

Descrição
Medição de Corrente (A)
Medição de Tensão (V) Fase-Fase
Medição de Tensão Fase Neutro (V)
Medição de Potência Ativa (W)
Medição de Potência Reativa (Var)
Avaliação de Estado de Equipamentos
Intertravamento Disjuntores / Seccionadoras
Comando Disjuntor
Comando Seccionadoras (Até 7)
Bloqueio Fechamento Disjuntor (86)
50 – Sobrecorrente Instantânea de Fase
51 – Sobrecorrente Temporizada de Fase
50N – Sobrecorrente Instantânea de Neutro
51N – Sobrecorrente Temporizada de Neutro
46 – Fase Aberta
27 – Subtensão
59I/59T – Sobretensão Instantânea e Temporizada
81U Proteção de Subfrequência
81O Proteção de Sobrefrequência
81df/dt Proteção de taxa de variação de frequência
50BF – Falha de Disjuntor
60 – Falha de Fusível

**Registros:**

- Eventos (1000 eventos com resolução 1ms)
- Oscilografia
- Sincronização via SNTP

**Entradas analógicas:**

- 12 Entradas de medição (07 correntes + 05 tensões)
- Neste caso como existe a aplicação de um relé para a proteção de cada lado do transformador, cada IED precisa das informações específicas somente deste lado.

**Entradas/Saídas Digitais Programáveis:**

- 32 Entradas digitais
- 24 Saídas digitais

**Comunicação:**

- 01 porta frontal RJ45 para comunicação local
- 02 portas traseiras em fibra óptica para comunicação local/remota protocolo MMS/GOOSE (Norma IEC-61850).

### Interface local:

- IHM para operações locais
- LEDs indicadores não programáveis
- LEDs indicadores programáveis

#### 7.3.4 Controle e Proteção REC670 Proteção do Banco de Capacitores

O REC670 é um terminal numérico de controle, proteção e monitoração de diferentes tipos de bays em redes elétricas. Ele pode ser utilizado em aplicações de controle e proteção de retaguarda de sistemas distribuídos de alta tensão, sendo adequado para o controle dos equipamentos para qualquer tipo de arranjo.

Para este empreendimento serás utilizado este modelo de IED para: efetuar proteção e controle do banco de capacitores.

O relé de proteção do banco de capacitores também será responsável por fazer o monitoramento dos sinais dos sistemas de serviços auxiliares. Nas figuras 16 e 17 estão representados os diagramas unifilares de proteção e controle do bay do banco de capacitores e serviços auxiliares respectivamente.

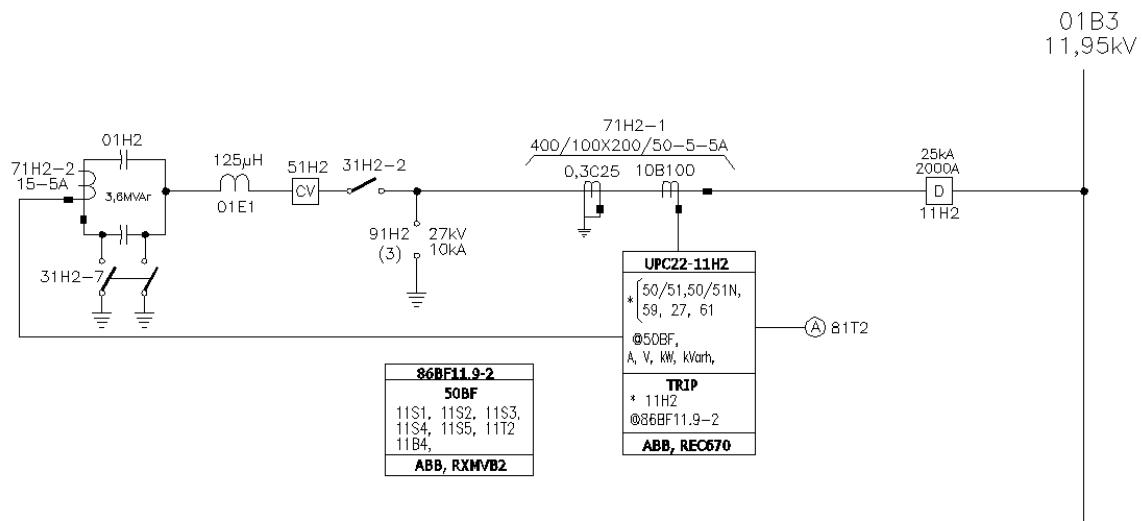
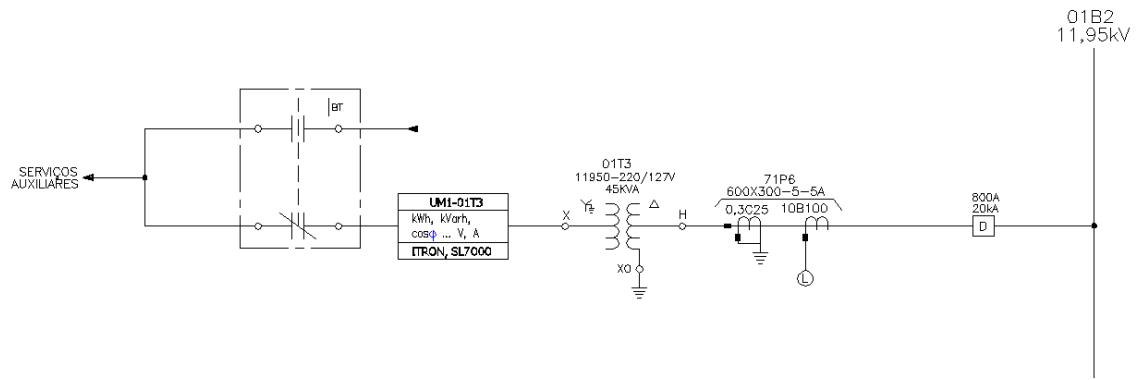


Figura 16 - Bay do banco de capacitores



**Figura 17 - Bay do sistema de serviços auxiliares**

Segue abaixo um resumo das funções de proteção e controle destes tipos de IEDs aplicadas no projeto:

#### Funções:

**Tabela 9 - Proteções do banco de capacitores (REC670)**

Descrição
Medição de Corrente (A)
Medição de Tensão (V) Fase-Fase
Medição de Tensão Fase Neutro (V)
Medição de Potência Ativa (W)
Medição de Potência Reativa (Var)
Avaliação de Estado de Equipamentos
Intertravamento Disjuntores / Seccionadoras
Comando Disjuntor
Comando Seccionadoras (Até 7)
Bloqueio Fechamento Disjuntor (86)
50 – Sobrecorrente Instantânea de Fase
51 – Sobrecorrente Temporizada de Fase
50N – Sobrecorrente Instantânea de Neutro
51N – Sobrecorrente Temporizada de Neutro
61 – Desbalanço de Corrente
46 – Fase Aberta
27 – Subtensão
59I/59T – Sobretensão Instantânea e Temporizada
50BF – Falha de Disjuntor
60 – Falha de Fusível

#### Registros:

- Eventos (1000 eventos com resolução 1ms)
- Oscilografia
- Sincronização via SNTP

#### Entradas analógicas:

- 12 Entradas de medição (07 correntes + 05 tensões)

### **Entradas/Saídas Digitais Programáveis:**

- 32 Entradas digitais

Uma vez que esse relé fará o monitoramento de dois vão pequenos pode se pensar que a quantidade de entradas digitais deveria ser menor, essa quantia é justificada pela necessidade do monitoramento de pontos dos serviços auxiliares.

- 24 Saídas digitais

Nesse caso poucas saídas digitais são requeridas pela pequena quantidade de equipamentos que precisam ser comandados.

### **Comunicação:**

- 01 porta frontal RJ45 para comunicação local
- 02 portas traseiras em fibra óptica para comunicação local/remota protocolo MMS/GOOSE (Norma IEC-61850).

### **Interface local:**

- IHM para operações locais
- LED's indicadores não programáveis
- LED's indicadores programáveis

#### **7.3.5 Controle e Proteção REC670 Alimentadores**

Para este caso será utilizado o IED REC670 para: efetuar proteção e controle do setor de média tensão

Nessa SE serão utilizados onze relés para a proteção e controle nos cubículos de média tensão, dez desses IEDs serão dedicados à proteção das linhas alimentadoras do sistema de distribuição implementado na saída da SE, enquanto um IED será utilizado para o controle do disjuntor 11B1 que é responsável por controlar o seccionamento da barra de 13,8kV. Nas figuras 18 e 19 respectivamente estão representados os diagramas unifilares do sistema de proteção e controle dos bays dos alimentadores e do seccionador de barra respectivamente.

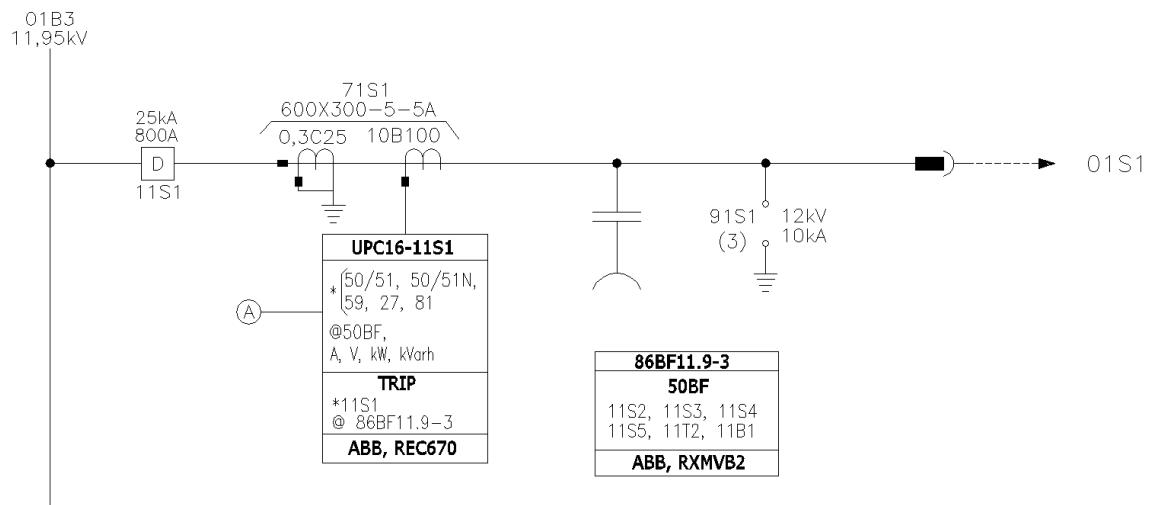


Figura 18 - Bay do alimentador de 13,8kV

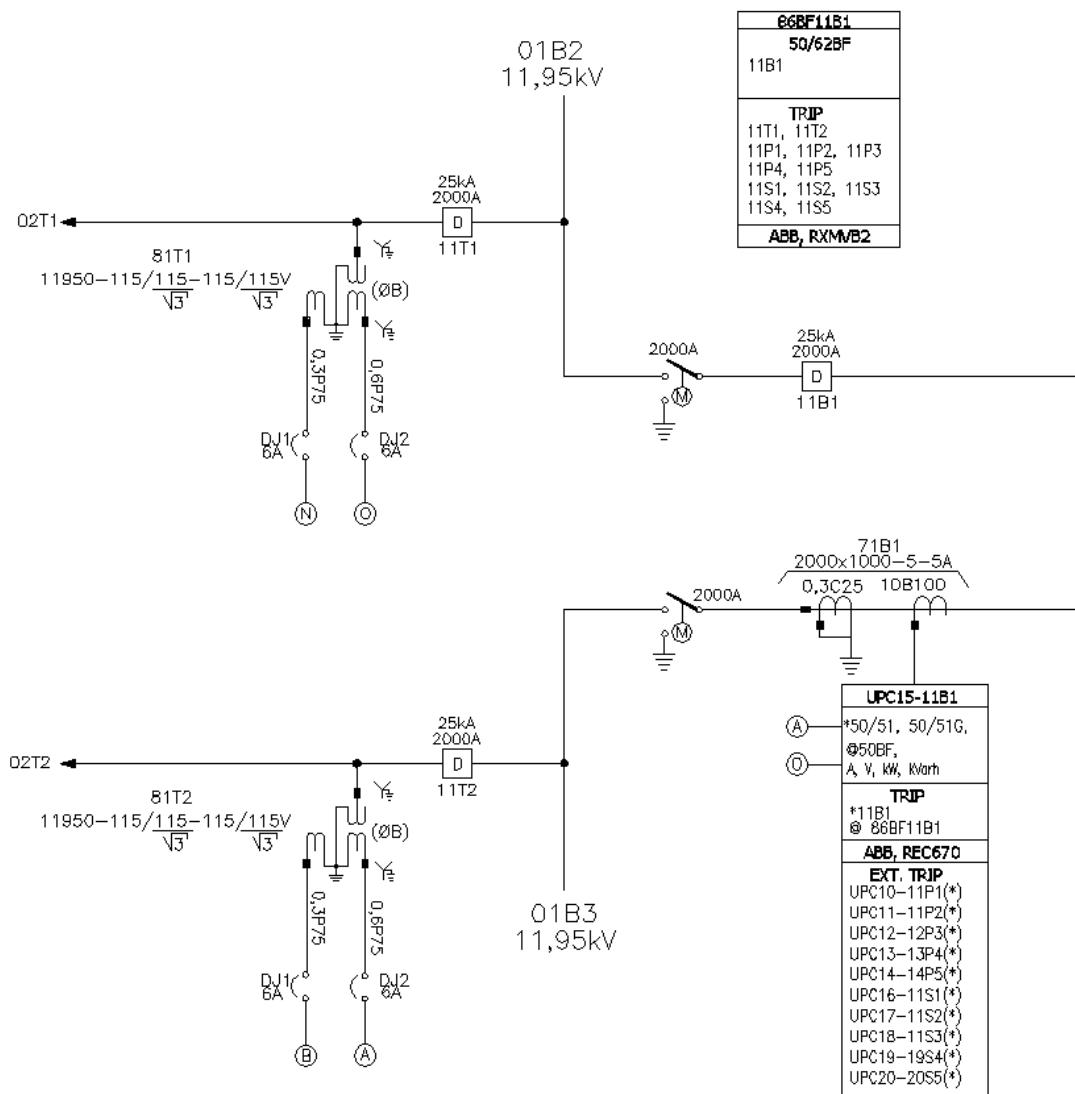


Figura 19 - Bay do seccionado de barra

Segue abaixo um resumo das funções de proteção e controle destes tipos de IEDs aplicadas no projeto:

### Funções:

**Tabela 10 - Proteções dos alimentadores (REC670)**

Descrição
Medição de Corrente (A)
Medição de Tensão (V) Fase-Fase
Medição de Tensão Fase Neutro (V)
Medição de Potência Ativa (W)
Medição de Potência Reativa (Var)
Avaliação de Estado de Equipamentos
Intertravamento Disjuntores / Seccionadoras
Comando Disjuntor
Comando Seccionadoras (Até 7)
Bloqueio Fechamento Disjuntor (86)
50 – Sobrecorrente Instantânea de Fase
51 – Sobrecorrente Temporizada de Fase
50N – Sobrecorrente Instantânea de Neutro
51N – Sobrecorrente Temporizada de Neutro
79 – Religamento Trifásico
Localizador de Faltas
46 – Fase Aberta
27 – Subtensão
59I/59T – Sobretensão Instantânea e Temporizada
81U Proteção de Subfrequência
81O Proteção de Sobrefrequência
81df/dt Proteção de taxa de variação de frequência
50BF – Falha de Disjuntor
60 – Falha de Fusível

### Registros:

- Eventos (1000 eventos com resolução 1ms)
- Oscilografia
- Sincronização via SNTP

### Entradas analógicas:

- 12 Entradas de medição (07 correntes + 05 tensões)

### Entradas/Saídas Digitais Programáveis:

- 32 Entradas digitais
- 24 Saídas digitais

Como pode ser observado na figura 19 a quantidade de sinais de trip que são requeridas desse IED é bastante grande (principalmente devido à função de falha de disjuntor). Novamente nesse caso foi empregada multiplicação de sinal externa ao relé

utilizando um relé auxiliar de disparo. Essa aplicação somente é possível pois o trip devido à função 50BF deve ser feito de forma simultânea em todos os disjuntores adjacentes àquele com falha.

#### **Comunicação:**

- 01 porta frontal RJ45 para comunicação local
- 02 portas traseiras em fibra óptica para comunicação local/remota protocolo MMS/GOOSE (Norma IEC-61850).

#### **Interface local:**

- IHM para operações locais
- LEDs indicadores não programáveis
- LEDs indicadores programáveis

### **7.4 Filosofia geral de Proteção e Controle**

- **Proteção de Barras de 13,8 kV:** Uma vez que nesse projeto não foi incluso nenhuma unidade de proteção de barras de qualquer tipo essa será feita através de uma seletividade lógica a ser implementada nos relés dos cubículos de alimentação, do disjuntor de acoplamento de barras e do disjunto do lado de baixa do transformador. Assumindo que as cargas que serão conectadas aos cubículos de carga sejam puramente resistivas em sua maioria, a contribuição de corrente para uma falta dentro da zona da barra seria zero. Assim caso a função de sobrecorrente direcional do relé do disjuntor do lado de baixa do transformador opere com uma função de sobrecorrente direcional (67) e não exista corrente circulando através dos alimentadores conectados a barra do lado de baixa do transformador (essa informação pode ser transmitida através de uma mensagem GOOSE enviada pelos IEDs dos alimentadores ao IED do trafo), o sistema irá entender que existe uma falta dentro da zona da barra e irá imediatamente tentar isola-la.
- **O check de sincronismo (25) para o fechamento das linhas de 69 kV:** Uma vez que nenhuma das linhas de 69kV está conectada a uma fonte de geração de energia elétrica não se faz necessário a checagem através da função 25 para fechamento do disjuntor da linha na barra.
- **Falha de disjuntor (50BF), função de RETRIP:** Em caso de ativação da falha de DJ das LTs de 69kV, um sinal de TDD (sinal de abertura instantânea utilizado na proteção de linhas) será enviado para a ponta remota solicitando que o IED de proteção diferencial instalado nessa linha abra o disjuntor da ponta remota. A função 50BF para os demais

bays deve operar de forma normal enviando sinal de trip direto para todos os disjuntores adjacentes àquele com falha. Não está prevista uma lógica para RETRIP (nome do sinal de TRIP quando este é enviado via função de falha de disjuntor).

- **Bloqueio da função 87L:** a função de proteção diferencial de linha poderá ser bloqueado em caso de testes do painel de controle através de uma lâmina no seu bloco de testes respectivo. Essa função também será bloqueada em caso de perda do cabo OPGW. Neste caso as funções de sobrecorrente assumem instantaneamente como proteção principal da linha até que as condições normais de operação sejam reestabelecidas.
- **Corrente de referência dos TCs:** fica estabelecido que a corrente de referência dos TCs de todas as quatro subestações será considerada como sendo de 5A
- **Serviços Auxiliares:** Como não está previsto um relé para a supervisão dedicada dos ramos de serviços auxiliares da SE EESC a supervisão será realizada no REC 670 do Banco de Capacitor, ou seja, o Serv. Auxiliares 1 será supervisionado pelo Banco Capacitor 1 e o Serv. Auxiliar 2 pelo Banco de Capacitor 2.

## 7.5 Sistema Supervisório e Arquitetura de Automação

### 7.5.1 Arquitetura do Sistema

A arquitetura simplificada tem a função de identificar de forma simples todos os elementos do sistema de supervisão e comunicação para o projeto de proteção e controle da subestação EESC, essa arquitetura é composta por quatro switches que constituem duas redes separadas, cada IED aplicado se conecta a ambas as redes através de um canal de fibra ótica visando uma redundância do sistema de comunicação (protocolo PRP). O gateway possui duas interfaces de comunicação ethernet no protocolo IEC870-5-104 que são ligadas ao Centro de Operação Remoto. A norma utilizada para definir os protocolos entre switch e IEDs é a IEC61850.

Na figura 20 é possível observar a arquitetura da SE EESC (subestação principal), nela estão representados oito painéis de proteção, sendo três para a proteção das linhas de 69kV, dois para a proteção dos transformadores, um para a proteção e controle dos bancos de capacitores e dois para a proteção dos alimentadores de carga. Está representado também o sistema de comunicação da SE (duplo anel redundante).

Na figura 21 estão representados os painéis de proteção de cada uma das pontas remotas (SEs IFSC, IQSC e ICMC).

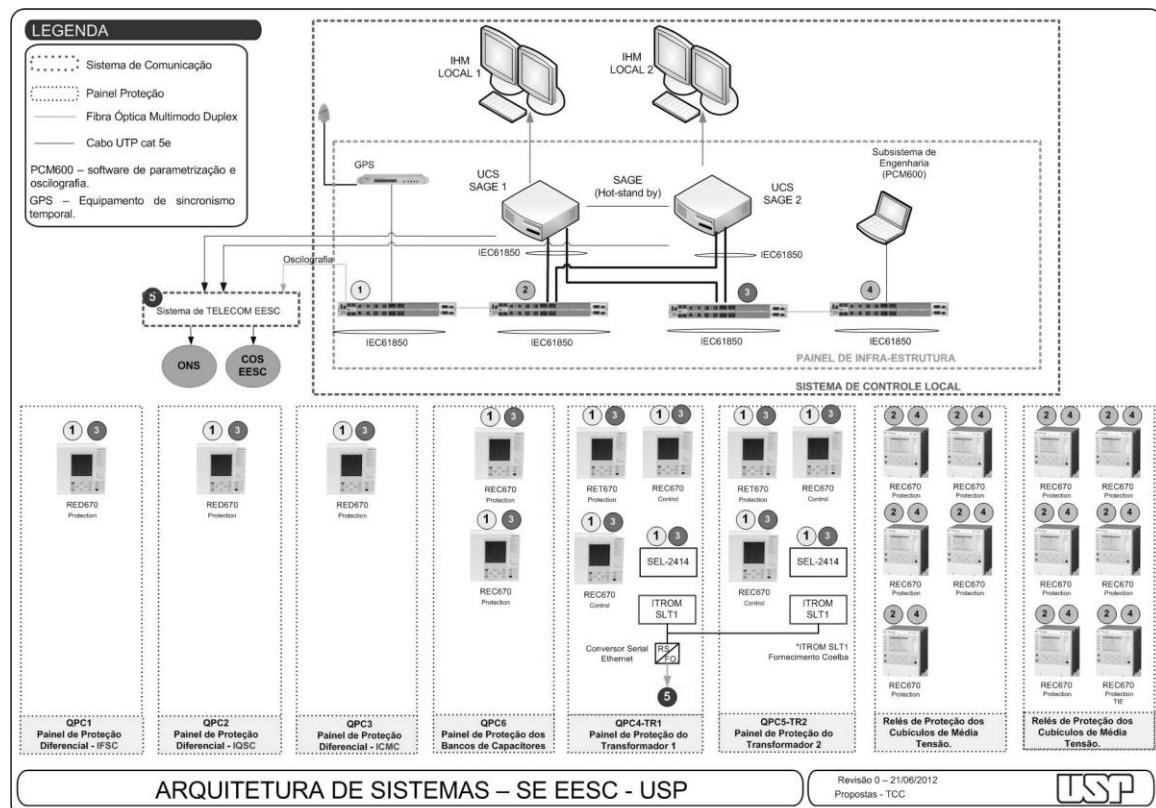


Figura 20. - Arquitetura da SE EESC

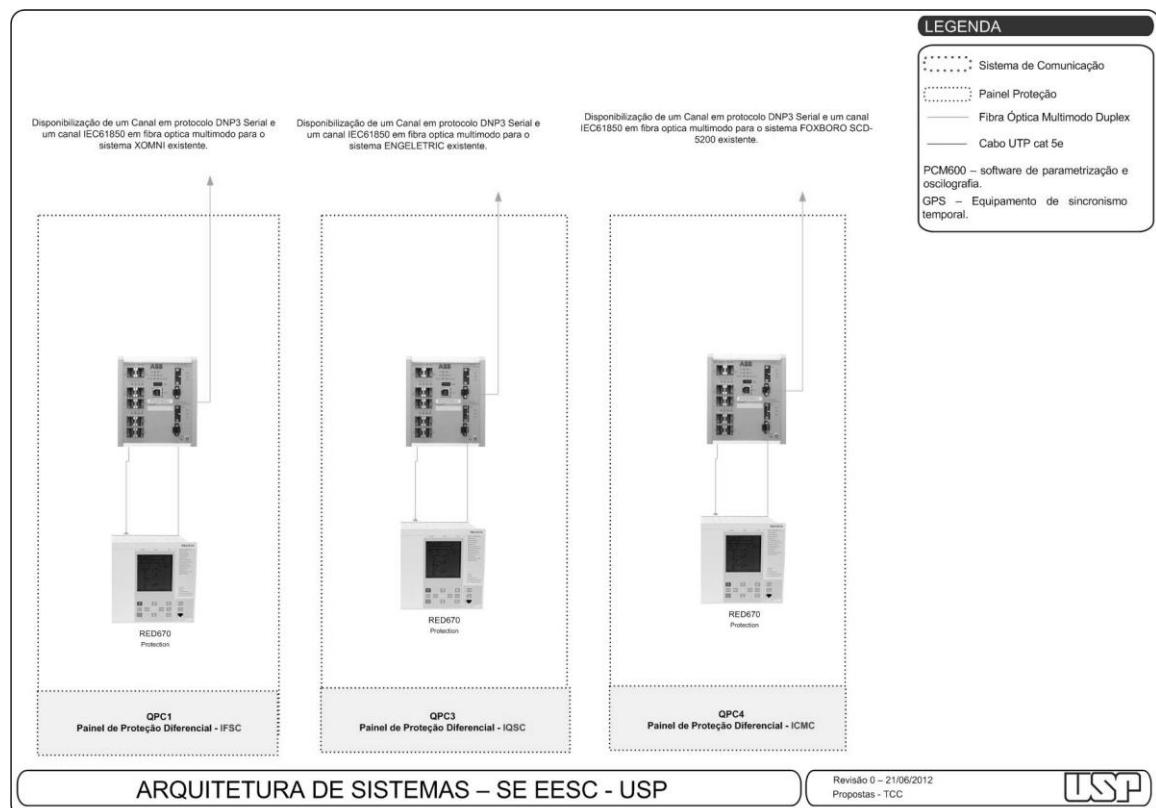


Figura 21. - Arquitetura conjunta das SEs IFSC, IQSC e ICMC

## 7.5.2 IHM

### 7.5.2.1 Sistema de supervisão

Nessa aplicação será empregado o sistema supervisório SAGE (desenvolvido no Brasil pela empresa CEPEL). Além de servir como sistema de supervisão, o SAGE também tem a finalidade de funcionar como gateway para a troca de dados da subestação com o ONS e o COS (Centro De Operação Do Sistema). Conforme determinação do procedimento de rede, alguns dos pontos de supervisão precisam ser enviados para o ONS para que esse possa conhecer a atual situação da malha de potência brasileira, alguns pontos ainda são enviados e recebidos de um centro locais de controle (COS) permitindo que a subestação seja tele comandada. Esta distribuição de pontos é feita através da norma IEC60870-5-104.

O SAGE é configurado como cliente dos IEDs que se comunicam via mensagens MMS (Manufacturing Message Specification). Após a configuração de cada IED é exportado um arquivo de formato SCD. Este arquivo é então carregado no sistema de supervisão e fica responsável por estabelecer a comunicação no modelo “cliente – servidor com reporte” entre o SAGE (cliente) e os IEDs (servidores). Quando essa relação é efetivada, o SAGE passa a assinar os blocos de controle de reporte dos IEDs se declarando como assinante dos dados em questão.

Serão estabelecidas duas redes isoladas configuradas em anel, a primeira composta pelos switches um e dois enquanto a segunda será composta pelos switches três e quatro, na qual irão trafegar as mensagens GOOSE. Isso é feito pois a mensagem do tipo GOOSE é uma mensagem de alta prioridade que é lançada repetidas vezes na rede para garantir que o receptor encontre a mensagem. Por essas duas características o GOOSE pode gerar tráfego excessivo na rede provocando congestionamentos, somente em caso da segunda rede ser perdida, as mensagens GOOSE serão anunciadas na primeira rede, isso permite que a rede um se mantenha mas segura. Essa segurança é necessária pois o GPS está conectado somente nesta rede.

### 7.5.2.2 O sistema SAGE

O SAGE (Sistema Aberto De Supervisão E Controle) foi desenvolvido pelo LASC (Laboratório Avançado De Supervisão E Controle), constituindo uma arquitetura aberta aderente a padrões internacionais de software. Foi criado seguindo completamente os conceitos de um sistema aberto:

- **Portabilidade:** o sistema é capaz de operar em diferentes plataformas de hardware e software, permitindo que ele não precise ser vinculado a nenhum fornecedor específico.

- **Interconectividade:** pode ser instalado e operado em equipamentos muito diferentes uns dos outros, não importando a configuração do sistema ou o fabricante de cada máquina. Essa flexibilidade viabiliza a operação em paralelo com sistemas já existentes sem a necessidade da adição de gateways ou trocar de equipamentos para expansão de plataformas já em operação.
- **Expansibilidade:** o sistema é vendido em módulos separados, o que permite que de acordo com cada aplicação ele seja configurado de uma forma. Isso evita gastos excessivos com funções que podem não ter serventia alguma para certa aplicação. Caso no futuro uma função que não tenha sido comprada no pacote original seja necessária, basta adquirir somente a expansão dessa função em específico.
- **Modularidade:** o SAGE foi criado de forma a tornar simples a inclusão de novos módulos ou a eliminação de alguns já existentes ou mesmo de centros de controle com um mínimo impacto sobre a estrutura central do sistema. Dessa forma é possível alcançar uma vida útil longa ao sistema através de atualizações.
- **Escalabilidade:** ele pode ser utilizado para aplicações em qualquer nível das camadas de controle do sistema, ou seja desde centros regionais até centros nacionais de operação (ex: ONS).

### 7.5.3 Sincronismo por GPS

#### 7.5.3.1 Descrição funcional

Para algumas funções de proteções como por exemplo a diferencial ou para sistemas de oscilografia é de extrema importância possuir uma estampa de tempo confiável associada aos valores de tensão e corrente medidos ao longo do tempo. Para esse fim podem ser empregados equipamentos GPS especialmente dedicados a fornecer um valor preciso de tempo que será igual em qualquer parte do mundo. Para esse sincronismo será utilizado um GPS conectado ao primeiro anel de switches e outro conectado a cada IED em cada uma das pontas remotas através de uma interface elétrica do tipo ethernet, o sincronismo será obtido através do protocolo SNTP como previsto pela norma IEC61850.

#### 7.5.3.2 Protocolo SNTP

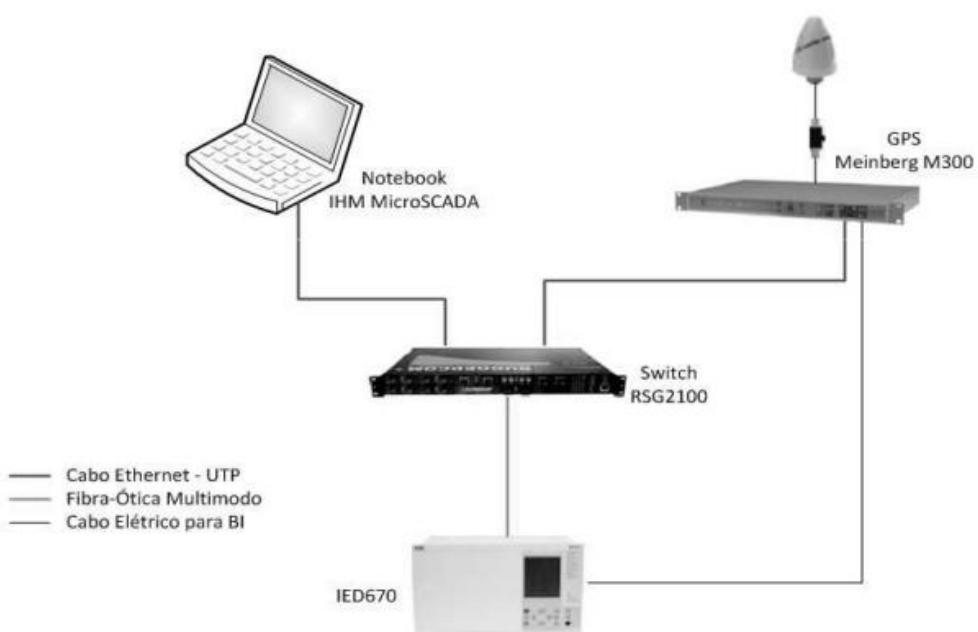
O protocolo SNTP (Simple Network Time Protocol) é uma simplificação de outro protocolo, o NTP (Network Time Protocol), cuja aplicação é a sincronização de computadores conectados a redes ethernet. Um exemplo de aplicação desse protocolo de

abrangência mundial é o sincronismo de tempo que é fornecido a qualquer computador conectado a internet. Basicamente o SNTP pode ser empregado quando todas as funcionalidades disponíveis no NTP não são necessárias para o funcionamento do sistema. Esse é caso de sistemas de proteção elétrica pois, nessas aplicações são utilizadas redes locais com uma fonte de sincronismo (GPS). Essa característica provê uma grande simplificação da rede se sincronismo e comunicação permitindo a aplicação do protocolo SNTP. Outra vantagem do protocolo SNTP é que uma vez que esse é uma simplificação do NTP é possível obter um melhor desempenho no processamento do protocolo principalmente em sistema de arquitetura embarcada. Com a norma IEC61850 ficou consolidado o emprego de redes ethernet para o tráfego de dados de protocolos em sistemas de proteção e controle de subestações.

A troca de mensagens dentro desse protocolo obedece a uma hierarquia do tipo cliente e servidor, na qual o servidor é o equipamento primário que serve como referência de tempo para toda a rede. No caso de sistemas de proteção e controle de subestações esses equipamentos são sempre os GPSs; já o cliente é todo e qualquer equipamento que precise ter seu relógio interno configurado segundo uma referência única. A estampa de tempo fornecida está sempre ajustada para a zona UTC (Coordinated Universal Time), cada cliente é responsável por corrigir essa informação segundo o fuso no qual está inserido. Vale dizer que esse protocolo permite que os servidores operem em modo unicast ou multicast, porém somente no modo unicast é possível a correção do atraso da estampa de tempo que é inserido devido ao tempo necessário para transmitir uma informação dentro de uma rede ethernet.

A correção do atraso é feita através de sistema de eco no qual mensagens são trocadas entre o cliente e o servidor para medir o atraso inserido pela comunicação. Uma vez que o atraso é medido é possível configurar o sistema para corrigir esse erro. Este processo é repetido até que o erro máximo estipulado para a operação seja atingido, e a partir desse momento medições periódicas são feitas para garantir que o erro não tenha aumentado. Em regime constante de operação (erro mínimo atingido) as solicitações feitas pelos cliente (IEDs e equipamentos dedicados de oscilografia) se torna pequena e é feita apenas para garantir que o seu relógio permanece com o horário correto.

Na figura 22 é possível observar uma configuração muito utilizada para a medição do erro na estampa de tempo fornecida pelo GPS em testes de sincronismo.



**Figura 22 - Arquitetura para teste de sincronismo**

#### 7.5.4 Rede de dados

A rede de dados que será implementada para esse projeto conta com quatro switches ópticos formando duas redes independentes as quais os equipamentos de proteção e controle irão se conectar de forma redundante na configuração estrela. Segue a descrição de cada equipamento e a forma como serão conectados os demais IEDs da subestação

##### 7.5.4.1 Switch 1

- 1 Switch ABB AFS 670
- 16 Portas Ópticas 100Mbps Multimodo ST 1300nm 50/125 $\mu$ m
- 2 Portas Elétricas 10/100Mbps RJ45

**Tabela 11 - Conexões externas do switch 1**

Porta	Tipo da Porta	Equipamento de destino
P01	RJ45	GPS
P02	RJ45	Reserva
P03	100Mbps MM ST	Switch 2
P04	100Mbps MM ST	RED670 IED01 IFSC
P05	100Mbps MM ST	RED670 IED01 ICMC
P06	100Mbps MM ST	RED670 IED02 IQSC
P07	100Mbps MM ST	RET670 IED03 Proteção TR1

P08	100Mbps MM ST	REC670 IED04 Controle
P09	100Mbps MM ST	REC670 IED05 Controle
P10	100Mbps MM ST	RET670 IED06 Proteção TR2
P11	100Mbps MM ST	REC670 IED07 Controle
P12	100Mbps MM ST	REC670 IED08 Controle
P13	100Mbps MM ST	REC670 IED09 Proteção BC
P14	100Mbps MM ST	REC670 IED10 Proteção BC
P15	100Mbps MM ST	REC670 IED11 Alimentadores
P16	100Mbps MM ST	REC670 IED12 Alimentadores
P17	100Mbps MM ST	Reserva
P18	100Mbps MM ST	Reserva

#### 7.5.4.2 Switch 2

1 Switch ABB AFS 675

16 Portas Ópticas 100Mbps Multimodo ST 1300nm 50/125µm

2 Portas Elétricas 10/100Mbps RJ45

**Tabela 12 - Conexões externas do switch 2**

Porta	Tipo da Porta	Equipamento de destino
P01	RJ45	SAGE 1
P02	RJ45	SAGE 2
P03	100Mbps MM ST	Switch 1
P04	100Mbps MM ST	REC670 IED01 Alimentadores
P05	100Mbps MM ST	REC670 IED01 Alimentadores
P06	100Mbps MM ST	REC670 IED02 Alimentadores
P07	100Mbps MM ST	REC670 IED03 Alimentadores
P08	100Mbps MM ST	REC670 IED04 Alimentadores
P09	100Mbps MM ST	REC670 IED05 Alimentadores
P10	100Mbps MM ST	REC670 IED06 Alimentadores
P11	100Mbps MM ST	REC670 IED07 Alimentadores
P12	100Mbps MM ST	REC670 IED08 Alimentadores
P13	100Mbps MM ST	REC670 IED09 Alimentadores
P14	100Mbps MM ST	REC670 IED10 Alimentadores
P15	100Mbps MM ST	REC670 IED11 Alimentadores
P16	100Mbps MM ST	REC670 IED12 Alimentadores
P17	100Mbps MM ST	Reserva

P18	100Mbps MM ST	Reserva
-----	---------------	---------

#### 7.5.4.3 Switch 3

##### 1 Switch ABB AFS 675

16 Portas Ópticas 100Mbps Multimodo ST 1300nm 50/125µm

2 Portas Elétricas 10/100Mbps RJ45

**Tabela 13 - Conexões externas do switch 3**

Porta	Tipo da Porta	Equipamento de destino
P01	RJ45	SAGE 1
P02	RJ45	SAGE 2
P03	100Mbps MM ST	Switch 4
P04	100Mbps MM ST	RED670 IED01 IFSC
P05	100Mbps MM ST	RED670 IED01 ICMC
P06	100Mbps MM ST	RED670 IED02 IQSC
P07	100Mbps MM ST	RET670 IED03 Proteção TR1
P08	100Mbps MM ST	REC670 IED04 Controle
P09	100Mbps MM ST	REC670 IED05 Controle
P10	100Mbps MM ST	RET670 IED06 Proteção TR2
P11	100Mbps MM ST	REC670 IED07 Controle
P12	100Mbps MM ST	REC670 IED08 Controle
P13	100Mbps MM ST	REC670 IED09 Proteção BC
P14	100Mbps MM ST	REC670 IED10 Proteção BC
P15	100Mbps MM ST	REC670 IED11 Alimentadores
P16	100Mbps MM ST	REC670 IED12 Alimentadores
P17	100Mbps MM ST	Reserva
P18	100Mbps MM ST	Reserva

#### 7.5.4.4 Switch 4

##### 1 Switch ABB AFS 675

16 Portas Ópticas 100Mbps Multimodo ST 1300nm 50/125µm

2 Portas Elétricas 10/100Mbps RJ45

**Tabela 14 - Conexões externas do switch 4**

Porta	Tipo da Porta	Equipamento de destino
-------	---------------	------------------------

P01	RJ45	Notebook
P02	RJ45	Reserva
P03	100Mbps MM ST	Switch 3
P04	100Mbps MM ST	REC670 IED01 Alimentadores
P05	100Mbps MM ST	REC670 IED01 Alimentadores
P06	100Mbps MM ST	REC670 IED02 Alimentadores
P07	100Mbps MM ST	REC670IED03 Alimentadores
P08	100Mbps MM ST	REC670IED04 Alimentadores
P09	100Mbps MM ST	REC670 IED05 Alimentadores
P10	100Mbps MM ST	REC670IED06 Alimentadores
P11	100Mbps MM ST	REC670 IED07 Alimentadores
P12	100Mbps MM ST	REC670 IED08 Alimentadores
P13	100Mbps MM ST	REC670 IED09 Alimentadores
P14	100Mbps MM ST	REC670 IED10 Alimentadores
P15	100Mbps MM ST	REC670 IED11 Alimentadores
P16	100Mbps MM ST	REC670 IED12 Alimentadores
P17	100Mbps MM ST	Reserva
P18	100Mbps MM ST	Reserva

**Tabela 15 - Conexões externas do switch 4**

### 7.5.5 Modelagem do Sistema (IEC 81346)

A modelagem da aplicação deste projeto, será embasada na norma IEC 81346. Com isso, haverá nomenclatura interna dos objetos (disjuntores, seccionadoras, switches, GPS, computadores, IEDs, diâmetros e suas seções) conforme a norma IEC 81346. Esta norma é adotada para a construção dos tags internos do sistema e para o desenvolvimento da lógica dos IEDs na ferramenta de configuração PCM600.



## 8 Conclusão

É inegável o fato dos relés digitais apresentarem muitas vantagens sobre a tecnologia eletromecânica e de estado sólido, custo de instalação em longo prazo e de manutenção reduzidos, flexibilidade em termos de aplicações, possibilidade de integração de múltiplas funções em um único equipamento, integração do controle do vão, possibilidade de monitoramento remoto e concentrado a uma única estação de trabalho, entre outros.

Em uma análise clara dos fatos é possível perceber que a substituição dos relés eletromecânicos não é indicada por estes não serem capazes de atender às necessidades de proteção do sistema elétrico, mas sim pelo número de possibilidades que a tecnologia digital introduziu no campo da proteção de sistemas de potência.

Hoje em dia, com o avanço das tecnologias de telecomunicação e com o auxílio dos protocolos propostos pelas normas desse campo, é possível que uma subestação seja operada sem a presença de um ser humano no local.

A norma IEC61850 através da padronização dos protocolos de comunicação permitiu que a integração de qualquer IED a sistemas novos sem importar tipo, modelo ou fabricante.

Através do estudo de caso de uma subestação de classe 69kV esse trabalho reuniu de forma clara todos os pontos relevantes para que se possa elaborar um projeto elétrico de proteção, automação e supervisão de uma subestação, utilizando equipamentos e normas reais.



## Referências bibliográficas

BLACKBURN, J.L. **Applied Protective Relays.** 2 ed. Westinghouse Electric Corporation. Coral Springs. Florida, 1979

RAO, T.S. Madhada. **Powe System Protection Static Relays.** McGraw-Hill. Nova Déli, 1979

RUFATO JR, Elói. **Viabilidade Técnica e Econômica da Modernização do Sistema de Proteção da Distribuição.** Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. São Paulo, 2006.

PACKWORLD. **IEC 61850 – A Brand New World.** Houston, 2007

ELMORE, W.A. **Protective Relaying: Theory and Applications.** 2 ed, Marcel Dekker, Inc. New York, 2003.

MAEZONO, Paulo Koiti. **Proteção de Transformadores de Potência e Reatores.** 1 ed. Virtus: Consultoria e Serviços Ltda./ ABB. São Paulo, 2010.

OLIVEIRA, Julio Cesar de. **Automação de Subestações de Energia Elétrica Utilizando Redes Ethernet na Norma IEC61850.** Universidade Cruzeiro do Sul. São Paulo, 2007.

OMICRON. **The Briefcase Series.** S.d. Disponível em: [www.thebriefcaseseries.com](http://www.thebriefcaseseries.com)

SENGER, Eduardo C. **Proteção Digital.** Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. São Paulo, 2001.

VASCONSELLOS, A.S.; JUNIOR, José Carlos M.V. **Sistemas de Proteção Digital: Mudanças no Projeto, Instalação e Operação de Sistemas Elétricos.** São Paulo, 2003.



## **Bibliografia**

**COURY, D.V. Introdução aos Sistemas Elétricos de Potencia.** Universidade de São Paulo. Escola de engenharia de São Carlos, 2007.

**MANSON, C. Russell. The Philosophy of Protective Relaying.** John Wiley and Sons, EUA, 1993.

**ABB. Technical References Manual Transformer Protection IED RET 670.** ABB, S.I., 2007

**ABB. Technical References Manual Control IED REC 670.** ABB, S.I., 2007

**ABB. Technical References Manual Differential Protection IED RED 670.** ABB, S.I., 2007