HELBER PEIXOTO COVRE

Integração de dados dos sistemas de proteção de subestações distribuidoras

São Paulo

2011

HELBER PEIXOTO COVRE

Integração de dados dos sistemas de proteção de subestações distribuidoras

Dissertação apresentada à Escola Politécnica da Universidade de São Paulo para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica

Área de Concentração:
Sistemas de Potência

Orientador:
Prof. Dr. José Antônio Jardini

São Paulo

2011

Este exemplar foi revisado e alterado em relação à versão original, sob responsabilidade única do autor e com a anuência de seu orientador.

São Paulo, 09 de dezembro de 2011.

Assinatura do autor _____

Assinatura do orientador _____

Covre, Helber Peixoto
Integração de dados dos sistemas de proteção de subestações distribuidoras / H.P. Covre. -- ed.rev. -- São Paulo, 2011.
111 p.

Dissertação (Mestrado) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas.

1. Subestações elétricas 2. Relés 3. Protocolos de comunicação I. Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas II. t.

Dedico esta dissertação ao meu avô, José Francisco Peixoto, sempre presente e fonte eterna de motivação, inspiração e amor.

AGRADECIMENTOS

Ao Prof. Dr. José Antônio Jardini, pela orientação e oportunidade concedida.

Ao Prof. Dr. Luiz Carlos Magrini, pelas diversas análises e importantes correções feitas nos meus textos.

Ao prof. Dr. José Luiz Pereira Brittes, pelas valiosas observações apresentadas durante a qualificação.

À Expertise Engenharia, pelo tempo disponibilizado para esclarecer minhas dúvidas.

À CPFL, pelo incentivo através de programas de pesquisa e desenvolvimento.

À ANEEL, por possibilitar e fomentar a pesquisa no país.

Ao engº Marcos Simões, pela compreensão apresentada durante o período que dediquei ao mestrado.

Aos meus amigos, que certamente contribuíram, mesmo que de forma indireta.

À minha noiva, Andréa, pela compreensão, apoio e incentivo nos momentos mais difíceis.

Por fim, à minha família que sempre esteve presente em minha vida e a quem devo tudo que tenho e consegui até hoje.

RESUMO

Nas subestações das grandes concessionárias de distribuição de energia elétrica coexistem sistemas de proteção com diferentes tecnologias, formados por relés eletromecânicos, estáticos e digitais, que, em alguns casos, continuarão funcionando por algumas décadas. Essa diversidade de tecnologias implica em sistemas com características de *hardware* e *software* diferentes, o que dificulta a implantação de funcionalidades locais e remotas que sejam interoperáveis. Dessa forma, torna-se interessante desenvolver um sistema baseado nas diferentes plataformas de proteção do mercado, com o objetivo de integrar as informações dos relés de proteção de diferentes tecnologias e que se comunicam através de protocolos distintos, criando uma base de dados homogênea. Para isso é necessário realizar uma coleta de dados provenientes dos vários relés de proteção e disponibilizar as informações do sistema de proteção para uma base de dados, através de uma interface de protocolos, onde essas informações possam ser tratadas de maneira uniforme e organizadas de forma estruturada, otimizando a funcionalidade local da instalação e podendo alimentar um sistema central de gestão.

Palavras chave: subestações, relés de proteção, protocolos de comunicação, OPC.

ABSTRACT

In substations of large electric power distribution companies coexist protection systems with different technologies, comprised of electromechanical, static and digital relays that, in some cases, will continue to work for a few decades. This technology diversity implies in systems with different features of hardware and *software*, which hampers the implementation of local and remote functionalities that are interoperable. It would be interesting to develop a system based on integrated functional use of different protection platforms on the market, aiming to integrate the information of protective relays from different technologies that communicate with different protocols, creating a homogeneous database. It would be necessary a collection of data from the various protection relays that, through an interface protocols, provide information from the protection system for a database where information can be treated uniformly and organized in a structured manner, optimizing the local functionalities and feeding a central management system.

Keywords: substations, protective relays, communication protocols, OPC.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Esquema para integração de dados dos relés e escopo em tracejado..... 14
Figura 2 - Subsistemas associados ao sistema de proteção 16
Figura 3 - Relé eletromecânico de armadura em charneira (CAMINHA, 1983)..... 18
Figura 4 - Unidades básicas de um relé estático (ARAÚJO et al., 2005)..... 19
Figura 5 - Relé estático de sobrecorrente de tempo definido (JARDINI, 1996) 20
Figura 6 - Diagrama de blocos de um relé digital 21
Figura 7 - Relé eletromecânico *versus* relé estático *versus* relé digital..... 22
Figura 8 - Camadas do modelo OSI 28
Figura 9 - Troca de dados no modelo OSI 29
Figura 10 - Comparação da arquitetura do protocolo TCP/IP e o modelo OSI 32
Figura 11 - Quadro de mensagem do protocolo Modbus 34
Figura 12 - Níveis da estrutura de automação de subestações (IGARASHI, 2007) .. 37
Figura 13 - Comunicação entre os Nós Lógicos..... 39
Figura 14 - Exemplo de aplicação do conceito de nó lógico (IGARASHI, 2007) 39
Figura 15 - Estrutura de dados do nó lógico XCBR (GUNTER; ZHANG, 2005)..... 40
Figura 16 - Integração das funções de controle e proteção em um mesmo IED (SANTOS, 2008) 44
Figura 17 – Exemplo de diagrama unifilar de uma subestação distribuidora 47
Figura 18 - Vista interna do relé de sobrecorrente IAC da GE..... 61
Figura 19 - Vista interna do relé diferencial BDD da GE..... 62
Figura 20 - Vista frontal do relé religador RCSE da Westinghouse 63
Figura 21 - Esquema de ligação do Bitronics no vão eletromecânico do alimentador 65
Figura 22 - Curva inversa do relé de sobrecorrente temporizado 66
Figura 23 - Diagrama de conexão do servidor OPC com os relés 70
Figura 24 - Arquitetura do padrão OPC (OLE for Process Control) 73
Figura 25 - Tela do servidor OPC 77
Figura 26 - Visão geral do sistema de integração de dados 78
Figura 27 - Fluxograma do programa cliente OPC 79
Figura 28 - Esquema de montagem do ProtLab..... 83
Figura 29 - Diagrama Unifilar dos vãos da SE de distribuição considerados..... 86

Figura 30 - Barramento simples ou singelo (JARDINI, 1996) 95
Figura 31 - Barra principal e de transferência..... 96
Figura 32 - Barramento duplo com disjuntor e meio (JARDINI, 1996) 98
Figura 33 - Barramento em anel (JARDINI, 1996)..... 98
Figura 34 - Curvas de atuação do relé de sobrecorrente 100
Figura 35 - Proteção por sobrecorrente em alimentador primário (ALMEIDA, 2000) 100
Figura 36 - Circuito em anel protegido por relés direcionais (ALMEIDA, 2000)..... 103
Figura 37 - Função direcional associada ao relé de distância tipo impedância (ALMEIDA, 2000)..... 105
Figura 38 - Três zonas de atuação de um relé Mho (ALMEIDA, 2000)..... 106
Figura 39 - Atuação de um relé de distância tipo quadrilateral (ALMEIDA, 2000) ... 106
Figura 40 - Esquema funcional da proteção de sobrecorrente 107
Figura 41 - Característica de atuação do relé diferencial percentual..... 108

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 - Porcentual das tecnologias utilizadas nas subestações da CPFL.....48
Gráfico 2 - Representatividade entre os fabricantes de relés digitais.....49
Gráfico 3 - Modelos mais comuns para a função de sobrecorrente.....49
Gráfico 4 - Modelos mais comuns para a função direcional.....50
Gráfico 5 - Modelos mais comuns para a função de distância.....50
Gráfico 6 - Modelos mais comuns para a função diferencial.....50
Gráfico 7 - Modelos mais comuns para função de religamento.....51
Gráfico 8 - Protocolos mais utilizados pelos relés digitais.....51

SUMÁRIO

1. PRELIMINARES 10
1.1. Introdução 10
1.2. Objetivo 13
1.3. Apresentação 15
2. ESTADO DA ARTE 16
2.1. Relés de Proteção 16
2.1.1. Histórico da evolução dos relés 17
2.1.2. Relés Eletromecânicos 17
2.1.3. Relés Estáticos 18
2.1.4. Relés Digitais 21
2.1.5. O estado da arte dos relés de proteção 27
2.2. Protocolos de Comunicação 27
2.2.1. Modelo OSI (*Open Systems Interconnection*) 28
2.2.2. Protocolo ModBus 33
2.2.3. Protocolo DNP3 35
2.2.4. Protocolo IEC 60870-5-103 36
2.2.5. Protocolo IEC 61850 37
2.2.6. O estado da arte dos protocolos de comunicação 45
3. RELÉS DE PROTEÇÃO UTILIZADOS NA PESQUISA 46
3.1. Diagrama unifilar da subestação estudada 46
3.2. Levantamento de campo e definição dos relés utilizados na pesquisa 47
3.2.1. SEL – 451 52
3.2.2. GE – D60 53
3.2.3. GE – F35 54
3.2.4. Areva P145 55
3.2.5. ZIV 8IRV 56
3.2.6. ABB DPU-2000R 57
3.2.7. Siemens - 7SJ64 58
3.2.8. Siemens - 7UT612 59
3.2.9. Relés eletromecânicos e estáticos 60
3.3. Adaptação das funções dos relés não digitais 63

3.3.1. Registrador digital de perturbações (Bitronics) 64
3.3.2. GE C30 66
3.4. Escolha da base de dados dos relés de proteção 67
***4.* PROTOCOLOS DE COMUNICAÇÃO E O SISTEMA *MULTIDRIVER* 69**
4.1. O sistema Multidriver 69
4.2. Padrão OPC (*OLE for Process Control*) 71
4.3. Servidor OPC 73
4.3.1. Grupos e itens OPC 74
4.3.2. Configuração do Servidor OPC 75
4.4. Cliente OPC 77
4.5. Conjunto de variáveis para a base de dados da proteção 80
4.6. Integração das informações dos relés 81
5. PLATAFORMA DE TESTES 82
5.1. Especificação dos materiais e montagem do ProtLab 82
5.1.1. Simulador digital (Mala de testes) 84
5.1.2. Sincronizador de tempo 84
5.1.3. *Switch* 85
5.1.4. Central (CPU) 85
5.2. Representação dos disjuntores 85
5.3. Desempenho do sistema 87
6. CONCLUSÃO 88
7. DESENVOLVIMENTO FUTURO 90
Referências Bibliográficas 91
APÊNDICE A – Arranjos 95
APÊNDICE B – Funções de Proteção 99

1. PRELIMINARES

1.1. Introdução

O Brasil é um país de dimensões continentais, com sua matriz energética predominantemente baseada na geração hidrelétrica de energia. As usinas hidrelétricas, em sua grande maioria, são construídas longe dos centros consumidores, em espaços onde se pode aproveitar melhor as afluências e os desníveis dos rios, razão pela qual foi desenvolvido um extenso sistema de transmissão de energia, chamado de Sistema Interligado Nacional (SIN), que tem por objetivo interligar os centros de geração de energia aos centros consumidores, de forma que se possa aproveitar o excedente de produção de energia em algumas regiões em períodos onde há escassez em outras regiões.

A interligação proporcionada pelo SIN viabiliza a troca de energia entre regiões, permitindo obter benefícios da diversidade de regime dos rios das diferentes bacias hidrográficas brasileiras, mas, para que essa interligação seja possível, as subestações de energia são fundamentais. Elas são responsáveis por elevar a tensão na saída das usinas geradoras a níveis compatíveis com a transmissão da energia em grandes distâncias e, já próximos aos centros consumidores, responsáveis por abaixar a tensão em níveis compatíveis com a distribuição de energia.

Nota-se então que as subestações exercem papel essencial para manter a continuidade do serviço, sendo o sistema de proteção o grande responsável por reduzir os efeitos causados pelos defeitos que possam vir a ocorrer, isolando apenas as áreas próximas ao defeito e mantendo o restante do sistema em funcionamento normal. Erros de atuação do sistema de proteção, além de poderem danificar equipamentos de alto custo, podem também eliminar trechos maiores do que o necessário, causando interrupções de serviço para um número maior de usuários.

Falando mais especificamente das subestações de distribuição (próximas dos centros consumidores), existem indicadores de qualidade de fornecimento de

serviço, como o DEC, FEC, DIC, FIC e DMIC[1], fiscalizados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e que podem gerar penalizações para as concessionárias responsáveis pela distribuição de energia. Essas penalizações muitas vezes são de grande monta, o que desperta o interesse de investimentos no sistema de proteção das subestações.

O sistema de proteção é constituído por diversos equipamentos, onde cada qual tem sua função. De forma simplificada, pode-se dizer que o sistema de proteção é formado por disjuntores, relés de proteção e transdutores de corrente e tensão (TCs e TPs). Os transdutores são os responsáveis por reduzir os sinais de corrente e tensão a valores que possam ser lidos pelos relés, que por sua vez são os responsáveis por gerar um sinal que comanda a abertura do disjuntor em caso de alguma falha no sistema protegido, quando só então a corrente de defeito é eliminada.

Antes de prosseguir, cabe uma breve descrição da Companhia Paulista de Força e Luz (CPFL), empresa que motivou essa dissertação. A CPFL é um grupo de empresas que atua nas diversas áreas do setor elétrico há quase cem anos, sendo o enfoque da dissertação a área de distribuição da empresa, que conta com 13% de participação no mercado nacional, atuando nos estados de São Paulo, Minas Gerais, Rio Grande do Sul e Paraná, atendendo 18 milhões de consumidores em 569 municípios e 57.821 GWh em vendas na área de concessão em 2009. A CPFL é considerada uma das maiores no setor.

Visando melhorias operativas em seu vasto parque de distribuição, a empresa pesquisou o desenvolvimento de um sistema local baseado em inteligência artificial para analisar a atuação da proteção, entretanto, para que esse sistema pudesse ser implantado havia a necessidade de ter acesso a informações referentes à atuação da proteção dos diversos relés de uma subestação, independentemente das tecnologias e protocolos de comunicação utilizados. Essa necessidade de uniformizar as informações disponibilizadas pelos diversos relés de proteção foi a grande motivação da presente dissertação.

---

[1] DEC, FEC, DIC, FIC e DMIC: são indicadores de continuidade de serviço, sendo o DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) e FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) indicadores coletivos e DIC (Duração de Interrupção por Unidade Consumidora), FIC (Frequência de Interrupção por Unidade Consumidora) e DMIC (Duração Máxima de Interrupção por Unidade Consumidora) indicadores individuais.

Neste contexto, a dissertação trata dos sistemas de proteção das empresas de distribuição de energia, que em muitos casos coexistem com diferentes tecnologias, desde robustos sistemas eletromecânicos, até sofisticados dispositivos e sistemas digitais baseados em microprocessadores. Cada tecnologia tem seu potencial de utilização, sendo que sistemas digitais atuais oferecem enorme capacidade de modernização das atividades de proteção e controle locais e remotos, em praticamente qualquer nível de automação.

Essa diversidade de tecnologia gera alguns problemas como, por exemplo, o fato dos sistemas terem características de *hardware* e *software* diferentes, o que dificulta a implantação de funcionalidades locais e remotas que sejam interoperáveis. Os problemas não se restringem apenas a utilização de diferentes tecnologias, pois mesmo para relés digitais é possível que haja diversos protocolos de comunicação, linguagens e princípios de operação distintos dependendo do fabricante.

O advento de arquiteturas de comunicação mais flexíveis promete novos sistemas capazes de se interconectar, racionalizando o *hardware*, mas isso valeria apenas para novas subestações e a questão da integração de dados dos sistemas de proteção continua sem um tratamento adequado.

Para solucionar essas questões, foi proposto o desenvolvimento de um sistema de aquisição de dados baseado no aproveitamento funcional integrado de diferentes relés de proteção do mercado, com o objetivo de integrar as informações fornecidas pelos relés de proteção, além de disponibilizar uma base de dados, que contenha informações homogenias e padronizadas de todo o sistema, otimizando as funcionalidades locais da instalação e podendo alimentar um sistema central de gestão.

Este é um assunto de grande relevância nos dias atuais, visto que as grandes concessionárias de distribuição de energia possuem em suas subestações uma enorme diversidade de tecnologias que ainda coexistirá por algum tempo e para gerenciar o parque de proteção (desempenho, fornecimento de informações, análise de ocorrências, etc.) e otimizar as funcionalidades operacionais é necessário integrar os dados do sistema, para que se possa geri-los da forma mais automatizada possível.

1.2. Objetivo

A presente dissertação tem como o objetivo desenvolver um sistema capaz de integrar, em uma plataforma de testes, as informações de relés de proteção típicos de subestações distribuidoras, de tecnologias distintas e que se comunicam através de protocolos diferentes.

Para isso, foi criado um sistema de aquisição de dados, chamado de *Multidriver*, conectado aos relés de proteção, onde as informações dos diversos sistemas foram integradas através de uma interface de protocolos de comunicação, criando uma base de dados homogênea, independentemente da tecnologia e dos protocolos de comunicação utilizados. Assim, o sistema *Multidriver* realiza a captura de conjuntos importantes de dados oriundos dos vários relés de proteção e disponibiliza as informações do sistema de proteção em uma base de dados integrada, onde os dados podem ser tratados de maneira uniforme e organizados de forma estruturada.

Essa integração é importante, pois possibilita maior facilidade para o monitoramento do sistema de proteção (local e remoto), sistematiza algumas ações de leitura, facilita a análise da atuação da proteção e permite o desenvolvimento de funcionalidades locais que sejam interoperáveis.

A Figura 1 mostra um esquema do sistema proposto para integrar as informações dos diversos relés de proteção e define qual é o escopo do trabalho. Essa figura ilustra, de forma simplificada, os relés de proteção eletromecânicos e digitais conectados ao sistema de potência e seus sinais sendo enviados e concentrados no sistema *Multidriver* (detalhe para o tratamento especial que as informações dos sistemas eletromecânicos devem receber), onde está instalada uma interface de protocolos, responsável por disponibilizar as informações dos diversos relés de forma estruturada e homogênea, permitindo o desenvolvimento de funcionalidades locais e remotas.

A parte tracejada delimita até onde a dissertação aborda, ou seja, até a criação da base de dados integrada dos diversos sistemas de proteção de uma subestação de distribuição.

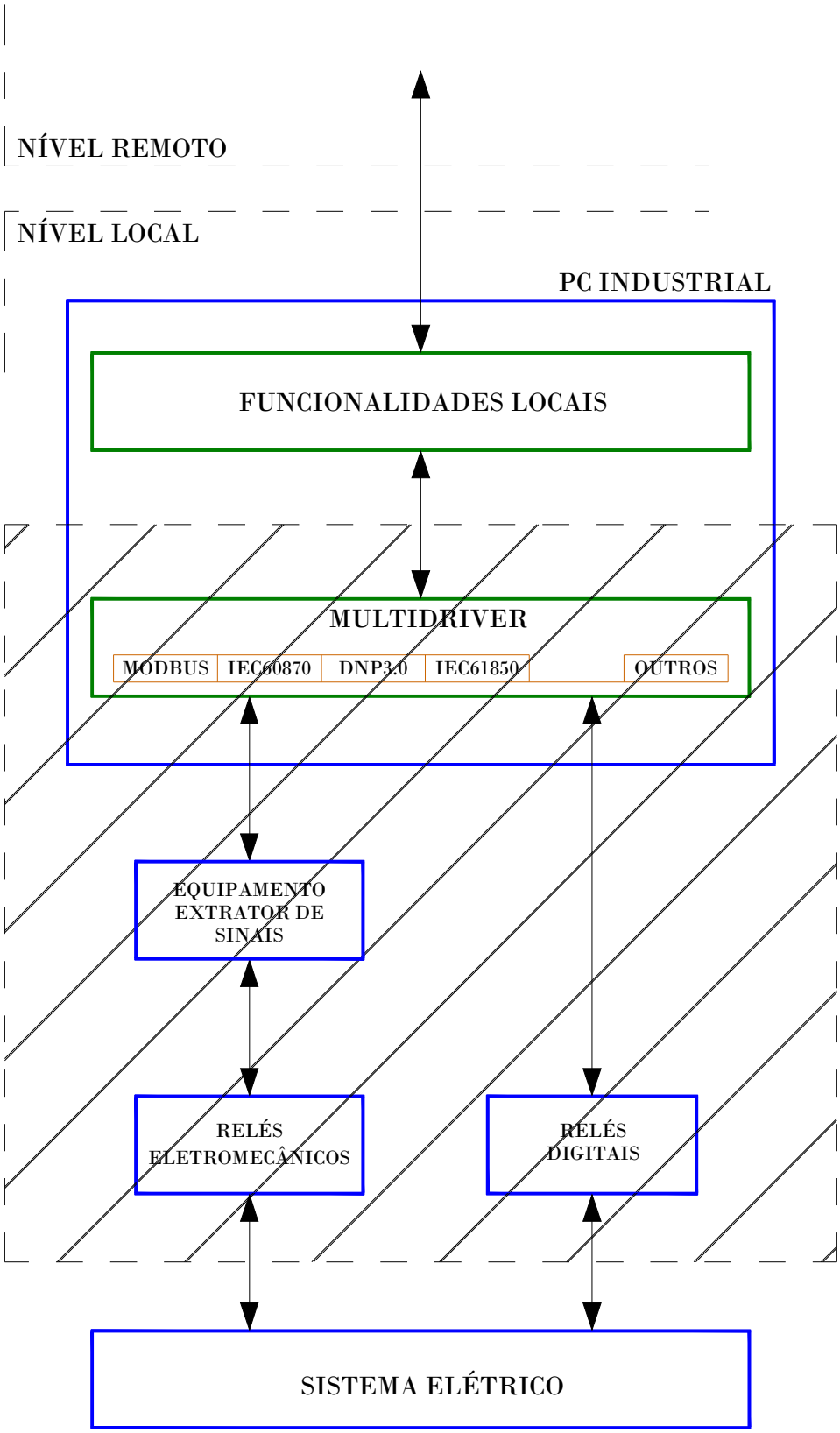

Figura 1 - Esquema para integração de dados dos relés e escopo em tracejado

1.3. Apresentação

Na dissertação são abordados aspectos dos relés de proteção e protocolos de comunicação, a configuração do sistema *Multidriver* e uma aplicação de caso para a metodologia proposta.

Primeiramente foi desenvolvida uma pesquisa sobre o estado da arte dos relés de proteção e protocolos de comunicação (capítulo 2), visando sempre que possível comparar as tecnologias antigas com as mais atuais. Como a grande questão é integrar os dados provenientes de relés de diferentes tecnologias, é interessante saber quais são as funcionalidades disponíveis na atualidade e quais são os desafios a serem superados para as tecnologias mais antigas.

Os capítulos seguintes tratam do processo de integração das informações dos sistemas de proteção de uma subestação de distribuição. Para que os testes necessários pudessem ser feitos foi necessário construir uma plataforma de testes, chamada de ProtLab, constituída por relés de proteção de diferentes tecnologias e diferentes protocolos de comunicação.

A forma como os relés de proteção que fazem parte do ProtLab foram selecionados, bem como seus protocolos de comunicação disponíveis, suas funções de proteção e seus dados de atuação e medição disponibilizados, foram detalhados ao longo do capítulo 3. Em seguida é descrito como as informações dos diversos relés é integrada no sistema *Multidriver*, através do uso de uma interface de protocolos (capítulo 4).

Devido a grande importância do ProtLab, há um capítulo descrevendo como essa plataforma foi montada, quais materiais foram utilizados e qual foi o desempenho do sistema (capítulo 5). As conclusões da pesquisa (capítulo 6) são apresentadas em seguida.

Por fim, é feita uma proposição sobre um possível futuro desdobramento da pesquisa (capítulo 7), que é o estudo de um sistema baseado em inteligência artificial capaz de executar funções locais inteligentes de filtragem e análise da atuação da proteção.

2. ESTADO DA ARTE

2.1. Relés de Proteção

Os relés de proteção são dispositivos conectados ao sistema elétrico de potência e responsáveis por detectar defeitos e anormalidades, atuando sobre os componentes defeituosos, isolando-os e possibilitando o retorno do sistema ao seu estado normal, de forma a causar o menor dano possível aos equipamentos e ao próprio sistema.

Tais dispositivos, que podem ser analógicos ou digitais, recebem sinais das grandezas elétricas associadas ao sistema e, a partir dessas informações, devem tomar a decisão de isolar algum trecho ou mesmo desligar algum equipamento, caso algum distúrbio seja encontrado.

Antes de prosseguir, deve-se ressaltar que o sistema de proteção é composto por uma série de subsistemas (disjuntor, transformadores de corrente e potencial e sistema de alimentação), e não apenas pelos relés de proteção, conforme ilustrado na Figura 2.

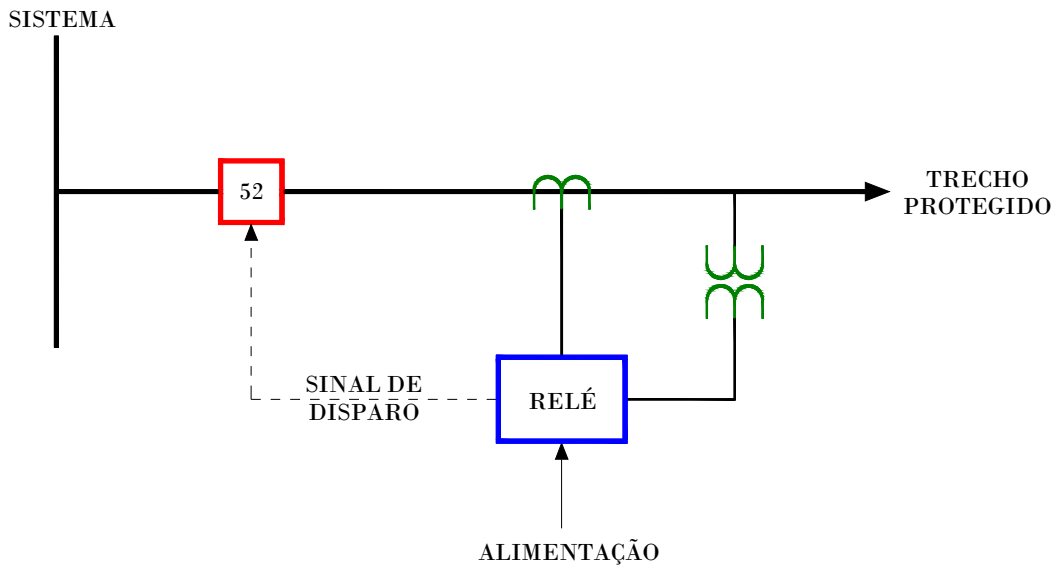

Figura 2 - Subsistemas associados ao sistema de proteção

Os relés são os responsáveis pela lógica de atuação, ou seja, a partir dos sinais provenientes dos transformadores de corrente e potencial tomam a decisão de atuar

ou não atuar. A atuação dos relés de proteção se caracteriza pelo envio do sinal de abertura a um disjuntor (disparo) e é definida pelo tipo de função que o relé está executando e seus ajustes, determinados de acordo com a filosofia de proteção adotada e a topologia da rede elétrica que se deseja proteger (COURY et al., 2007).

2.1.1. Histórico da evolução dos relés

Os relés de proteção surgiram no início do século XX e hoje podem ser classificados em função da tecnologia envolvida, em eletromecânicos, estáticos e digitais. O primeiro deles é o eletromecânico, composto por partes fixas e móveis, funcionando com base no princípio de conversão de energia elétrica em mecânica. Com o desenvolvimento dos componentes semicondutores e de estudos das suas aplicabilidades, foram criados relés de proteção mais rápidos, conhecidos como relés estáticos, que utilizavam componentes eletrônicos discretos, ao contrário dos eletromecânicos, que utilizam componentes mecânicos. Com a crescente evolução de microprocessadores no início da década de 70, os relés de proteção sofreram uma grande evolução, tanto nos aspectos construtivos quanto na concepção de funcionamento, criando-se então os relés digitais. A seguir são descritas, de forma breve, as tecnologias de relés de proteção.

2.1.2. Relés Eletromecânicos

Os relés eletromecânicos foram os primeiros a serem desenvolvidos e tinham a finalidade de atuar em função da variação de alguma grandeza elétrica. Essa atuação era garantida através de forças produzidas pela interação eletromagnética entre as correntes e o fluxo magnético sobre um condutor móvel constituído por um disco ou um cilindro, como se fosse um motor (COURY et al., 2007). Este tipo de relé possui uma bandeirola mecânica que indica a operação do mesmo, ajudando assim na identificação do relé e, consequentemente, do componente defeituoso.

Os relés eletromecânicos podem ser classificados, quanto ao tipo construtivo, em relés de armadura axial, tração eletromagnética, armadura em charneira, disco de

indução, elemento térmico, entre outros (CAMINHA, 1983). A Figura 3 mostra um dos tipos construtivos mais simples, o relé de armadura em charneira, também chamado de relé elementar, devido sua simplicidade construtiva.

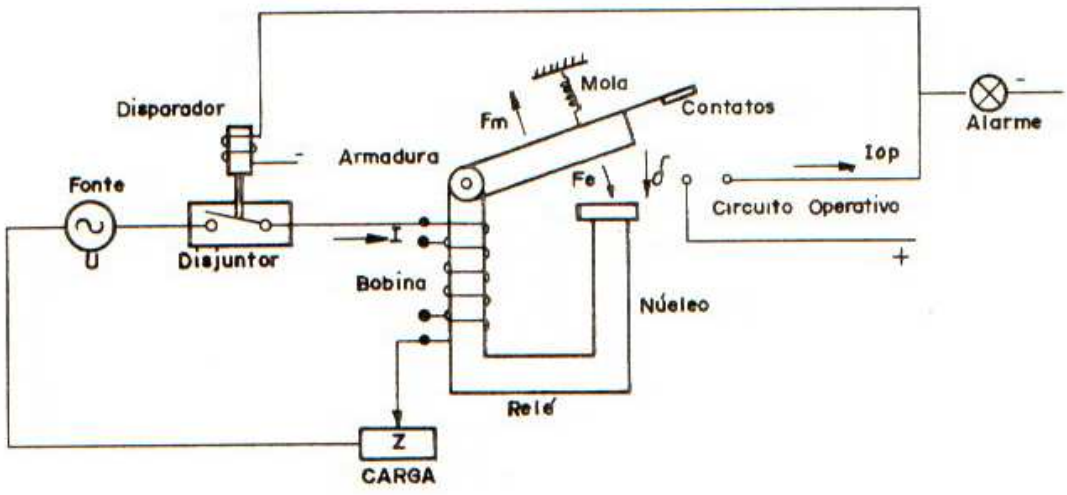

Figura 3 - Relé eletromecânico de armadura em charneira (CAMINHA, 1983)

Quando uma corrente I flui através da bobina do relé, uma força de tração Fe age no entreferro δ, fechando o circuito operativo através do contato móvel quando Fe for maior que a força resistente da mola (Fe > Fm) e, desencadeando todo o processo necessário para isolar o defeito o mais rápido possível.

É importante destacar que os relés eletromecânicos atuam em função de forças criadas por sinais de tensão e corrente, sendo que múltiplos sinais de entrada podem ser usados, entretanto, executam apenas um tipo de função, ou seja, são monofuncionais. No máximo podem executar funções relacionadas, como as de sobrecorrente instantânea e temporizada (50/51) ou sub e sobretensão (27/59).

2.1.3. Relés Estáticos

O progressivo desenvolvimento dos sistemas elétricos, tanto no crescimento das tensões e potências, como no aumento da complexidade das interligações e níveis de curto-circuito, gerou a necessidade de aplicação de esquemas de proteção cada vez mais rápidos, seletivos e estáveis (ARAÚJO et al., 2005).

Somado a essa necessidade o desenvolvimento dos componentes semicondutores e estudos das suas aplicabilidades, criou-se o relé estático, que utiliza componentes de estado sólido como transistores, diodos, resistores, capacitores, etc., para executar as funções de comparação e medição, sem a utilização de partes móveis.

A função dos relés estáticos é exatamente a mesma dos relés eletromecânicos, entretanto, são equipamentos de maior operabilidade, ou seja, com maior facilidade de interpretação, ajuste e operação por parte do usuário, permitindo não só melhorar a atuação dos esquemas de proteção tradicionais, mas também desenvolver esquemas de proteção mais avançados. A Figura 4 apresenta, de forma simplificada, o diagrama de blocos de um relé estático, onde são apresentadas suas principais unidades.

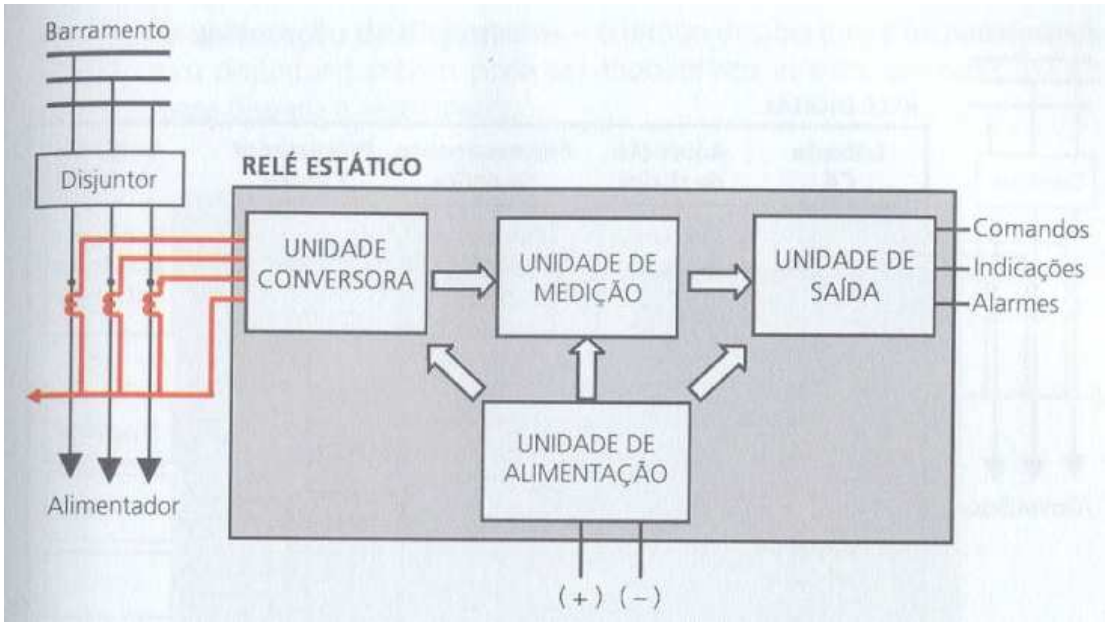

Figura 4 - Unidades básicas de um relé estático (ARAÚJO et al., 2005)

A unidade conversora é a unidade de entrada e tem por função adaptar as grandezas a níveis compatíveis com a eletrônica do relé. Na unidade de medição se realiza a comparação dos sinais de entrada com os valores previamente ajustados. Os contatos que iniciam o processo de eliminação do defeito pertencem à unidade de saída e, por fim, tem-se a unidade de alimentação, responsável por alimentar os circuitos eletrônicos do relé.

Com o intuito de esclarecer a natureza estática desses relés, a Figura 5 ilustra, de forma simplificada, o circuito de um relé estático de sobrecorrente de tempo definido.

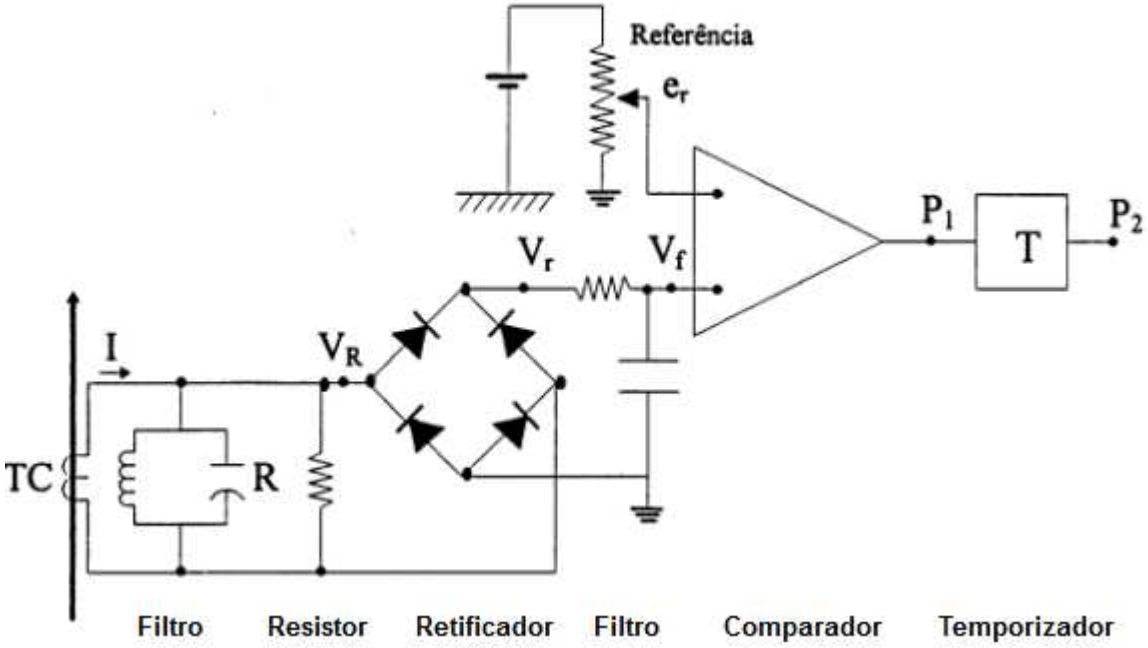

Figura 5 - Relé estático de sobrecorrente de tempo definido (JARDINI, 1996)

Nesse circuito pode-se observar que a corrente do secundário do TC passa por um filtro e por um resistor, sobre o qual aparece uma tensão V_R proporcional à corrente do sistema de potência. Esta tensão passa por um retificador de onda completa e, em seguida, por outro filtro, resultando na tensão V_f, que é comparada com a tensão de referência e_r. Se V_f for maior que e_r aparece um pulso na saída do amplificador, que passa por um circuito de temporização, quando só então é produzido o sinal de disparo que atua no disjuntor associado.

Em comparação com os relés eletromecânicos, os relés estáticos apresentam tempo de operação mais rápido, devido à ausência da inércia mecânica, menor necessidade de manutenção, devido à ausência de partes móveis, baixo nível de energia requerido nos circuitos de medição, temporizações executadas de forma mais precisa, entre outros aspectos. Em contrapartida os relés estáticos possuem algumas limitações como, por exemplo, a sensibilidade à temperatura e a picos de tensão.

2.1.4. Relés Digitais

A proteção digital do sistema elétrico de potência surgiu por volta da década de 70, quando vários pesquisadores desenvolveram diferentes algoritmos para relés de distância para proteção de linhas de transmissão, porém, nesse período, o desenvolvimento tecnológico ainda não tinha capacidade para atender as necessidades das funções de proteção, sem dizer que os custos envolvidos eram muito altos. Por conta disso, o interesse sobre o assunto acabou se restringindo à comunidade acadêmica, que se ocupou em desenvolver algoritmos de proteção, aguardando a evolução da tecnologia digital (ARAÚJO et al., 2005).

O desenvolvimento de microprocessadores e memórias de alta velocidade nas décadas subsequentes conduziu a consolidação da tecnologia digital na proteção dos sistemas de energia elétrica. Hoje, amplamente utilizados, os relés digitais incorporam inúmeras funções além da função de proteção, como medição, supervisão, registro de eventos, comunicação, entre outras.

Os relés digitais são gerenciados por um microprocessador específico e controlados por um *software*, onde os dados de entrada são digitais. Assim como os relés eletromecânicos e estáticos, as entradas são as correntes e tensões provenientes do sistema elétrico de potência, entretanto, para os relés digitais, esses sinais devem ser convertidos para a forma digital, para que possam ser processados pelo algoritmo apropriado. A Figura 6 apresenta, de forma simplificada, o diagrama de blocos de um relé digital.

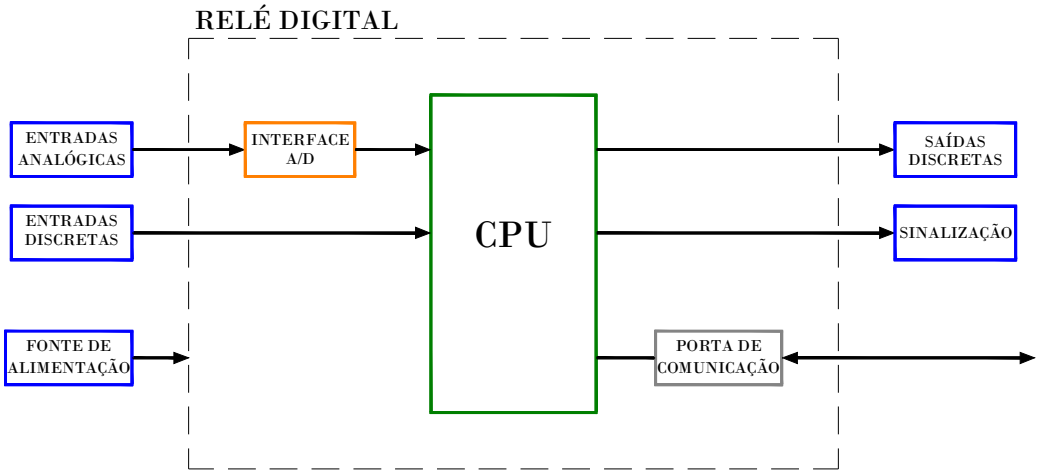

Figura 6 - Diagrama de blocos de um relé digital

Observa-se que são aplicados sinais analógicos no relé, provenientes dos transformadores de corrente e potencial, e sinais discretos, que refletem o estado de disjuntores, chaves seccionadoras e outros equipamentos de campo. Os sinais analógicos recebem um processamento antes de sua aplicação ao microprocessador, ou seja, o bloco interface A/D pode ser expandido em outros blocos, como o redutor de sinal, filtro passa baixa, *sample and hold*, multiplexador e, finalmente, o conversor A/D (JARDINI, 1996), para então serem aplicados à unidade central de processamento (CPU). O processador do relé digital é encarregado de executar os algoritmos de proteção, controlar diversas funções de tempo e realizar tarefas de autodiagnóstico e comunicação com dispositivos periféricos. Os sinais discretos de saída geralmente são usados para acionar relés auxiliares, que através de saídas do tipo contato seco provém sinal de disparo ao disjuntor associado. Há também portas de comunicação que possibilitam troca de dados com outros equipamentos digitais, além de realizar função de sinalização de sua operação e de seu estado funcional mediante dispositivos de sinalização visíveis no exterior.

Apenas para ilustrar, a Figura 7 mostra um relé diferencial eletromecânico (à esquerda), um relé diferencial estático (centro) e um relé diferencial digital (à direita).

Figura 7 - Relé eletromecânico *versus* relé estático *versus* relé digital

É importante observar que o relé digital não possui apenas a função diferencial, como é o caso dos relés eletromecânicos e estáticos, podendo incorporar outras funções de proteção, como sobrecorrente, sobre e subtensão, falha de disjuntor,

entre outras, além de funções de medição, registro de eventos, oscilografia, comunicação e supervisão.

Deve-se destacar a grande evolução dos sistemas de proteção proporcionada pelos relés digitais, devido a algumas características consideradas vantajosas em relação às tecnologias anteriores. Pode-se dizer, por exemplo, que os relés digitais são mais econômicos por incorporarem diversas funções de proteção no mesmo processador (multifuncionais) e se adaptarem as condições de operação do sistema sem necessidade de substituição, mais confiáveis devido às funções de automonitoramento e mais flexíveis devido à capacidade de comunicação e de realizar outras funções.

Tem-se a seguir, algumas das características e funções dos relés digitais que merecem ser destacadas.

- Automonitoramento: É uma das principais funções que foram implantadas através da tecnologia digital, permitindo que o relé supervisione continuamente seu próprio funcionamento e, dessa forma, seja capaz de diagnosticar anormalidades que possam impedir seu correto funcionamento. O benefício dessa função está no aumento da confiabilidade do sistema de proteção, que no caso de algum tipo de mau funcionamento pode acionar uma equipe de manutenção para prontamente resolver o problema, diminuindo o tempo de indisponibilidade do sistema de proteção. Os relés que não disponibilizavam essa função podiam causar atuações incorretas, pois o mau funcionamento nos relés não era detectado e esses poderiam atuar de forma errônea quando solicitados, podendo causar danos a equipamentos ou mesmo eliminar trechos do sistema que não deveriam ser eliminados, ou seja, só seria descoberto que havia alguma falha no relé após uma atuação errada ou durante manutenção programada. Observa-se então, que índices de confiabilidade são mais baixos em sistemas constituídos por relés sem a função de automonitoramento, o que aumenta a frequência de manutenções preventivas visando reduzir a taxa de falhas nesses equipamentos, gerando custos adicionais.

- Manutenção reduzida: Devido à grande confiabilidade disponibilizada pela função de automonitoramento, que verifica a correta operação do relé, e em caso de qualquer condição anormal de funcionamento envia um sinal para um sistema de monitoramento, que rapidamente pode providenciar um técnico para reparar ou

trocar o equipamento defeituoso, houve uma redução significativa na manutenção requerida por esses equipamentos quando comparados aos seus antecessores, constituídos por peças mecânicas que demandavam manutenções constantes.

- Registro de eventos: Os relés digitais registram as condições do sistema no momento da atuação do elemento de proteção, onde são gravados valores de corrente e tensão durante a pré-falta e durante a falta, quais unidades atuaram, tempos de atuação, e outras opções que podem ser ajustadas pelo usuário, e fornecem um relatório de sequência de eventos. Esse tipo de relatório oferece informações importantes para descobrir que tipo de defeito ocorreu, se o relé atuou corretamente, entre outras possibilidades.
- Requisitos de espaço: Os relés eletromecânicos eram monofuncionais, ou seja, apesar de poderem receber múltiplos sinais de entrada, só executavam um tipo de função. Na tecnologia digital isso não ocorre, já que os relés digitais podem executar várias funções numa mesma plataforma, graças à conversão do sinal analógico em digital, que agora pode servir de variável de entrada para algoritmos de diversas funções de proteção, que por sua vez podem ser executadas pelo mesmo processador. Este avanço reflete na economia de espaço nos painéis de proteção, que antes eram responsáveis por alojar um relé eletromecânico para cada função e, em alguns casos, para cada fase. Hoje os painéis de proteção devem prover espaço apenas para um único relé digital multifuncional (no máximo para mais um relé digital de retaguarda) que possuem internamente todas as funções requeridas.
- Redução de cargas em TCs e TPs: A carga exigida dos transformadores de corrente e potencial foram reduzidas de forma significativa, já que a energia demandada pelos relés é fornecida através de uma fonte externa e confiável, muitas vezes em corrente contínua. Essa característica permite a utilização, por exemplo, de transformadores de corrente menores, com menos problemas de saturação, mais exatidão de ajustes para os relés e, por consequência, maior confiabilidade nos esquemas de proteção.
- Flexibilidade funcional: Os relés digitais possuem a capacidade de alterar seus parâmetros de configuração de acordo com a topologia da rede, diferentemente do que acontecia com os eletromecânicos, que eram configurados para operar

dentro de certas condições, sendo que determinadas alterações na topologia da rede requeriam a substituição do equipamento por outro que contemplasse as novas funcionalidades. Com a tecnologia digital, caso haja alguma alteração na rede onde o relé está instalado, basta que o mesmo seja reajustado para trabalhar na nova condição.

- Alteração de ajustes automaticamente: Uma função interessante é a alteração dos ajustes do relé em função, por exemplo, do dia da semana ou do horário, ou seja, é possível mudar os parâmetros de uma determinada função de proteção de forma automática para o horário de ponta e para o horário de carga normal.
- Ajustes de curvas: Os relés digitais de sobrecorrente são programados com as curvas (tempo x corrente) no padrão ANSI e IEC, ficando a cargo do usuário escolher qual função utilizar. Alguns dos relés mais modernos permitem inclusive que o usuário programe a curva de atuação que melhor coordene com os dispositivos de proteção instalados a montante e jusante do relé de sobrecorrente. Essas facilidades são um grande avanço quando comparadas aos relés de sobrecorrente eletromecânicos, onde os únicos ajustes possíveis eram deslocar a curva, previamente definida, no eixo do tempo (dial de tempo) e no eixo das correntes (corrente de atuação).
- Localização de faltas: Essa é uma função mais utilizada em linhas de transmissão e tem por objetivo determinar a distância entre o ponto de instalação do relé e o ponto de defeito, através de algoritmos incorporados ao relé. No sistema de distribuição (13,8 kV) essa função não é muito empregada devido a algumas variáveis que dificultam sua utilização como, por exemplo, impedâncias diferentes de condutores, diferentes impedâncias de falta ao longo do circuito, entre outros.
- Facilidade de integração com novas tecnologias: Os relés digitais possibilitam conexão com fibras ópticas para transmissão e recebimento de sinais, o que permite a utilização de transformadores de corrente e de potencial ópticos, que transmitem os sinais de corrente e tensão do sistema através de fibra óptica para o relé de proteção. Essa é uma nova tecnologia que, apesar de ainda não ser muito utilizada pelas empresas, pode ser uma alternativa de maior confiabilidade e precisão a ser utilizada num futuro próximo.

- Oscilografia: Outra função de destaque é a oscilografia incorporada, que anteriormente era realizada através de equipamentos específicos chamados de oscilógrafos, utilizados para registrar os sinais provenientes dos relés eletromecânicos. Hoje essa função vem incorporada no relé digital, e tem por objetivo registrar ciclos de grandezas analógicas em caso de falta, armazenando alguns ciclos em condição de pré-falta e outros ciclos em condição de pós-falta. Esses dados, em formato de formas de onda dos sinais analógicos, podem ser usados posteriormente para analisar as perturbações que ocorrem no sistema.
- Recursos de comunicação: Um dos principais avanços proporcionados pela tecnologia digital são os recursos de comunicação, que possibilitam o relé receber e transmitir qualquer informação referente aos processos de proteção, controle, medição e registro de dados. É através desse recurso que se torna possível integrar os dados dos relés de proteção dentro de uma subestação, bem como implementar subestações totalmente desassistidas, controladas remotamente por centros de operação. A integração na verdade não é um ganho obtido pelos relés digitais, mas sim pelos recursos de comunicação disponíveis em qualquer dispositivo digital, que agora também estão disponíveis nos relés de proteção.
- PMU (*Phasor Measurement Unit*): O PMU é um dispositivo eletrônico baseado no estado da arte dos processadores de sinal digital para processar formas de onda de corrente e tensão alternadas (60Hz). As formas de onda analógicas, provenientes dos TC's e TP's instalados no sistema de potência, são digitalizadas por um conversor analógico / digital que, a partir de uma fonte de referência GPS (*Global Position System*), fornece as medições dos fasores de tensão e corrente em alta definição, com precisão de 1 μs (0,021º em sistemas de 60Hz). Este método de medição fasorial produz um alto grau de precisão e resolução dos valores de tensão e corrente do sistema de potência, podendo ser usado, por exemplo, para analisar de forma ampla distúrbios na rede de distribuição, já que é possível ter acesso aos valores dos fasores de tensão e corrente de diferentes pontos da rede sincronizados, podendo-se então comparar duas grandezas de pontos distintos do sistema em tempo real.

2.1.5. O estado da arte dos relés de proteção

Com o rápido desenvolvimento dos microprocessadores e o aumento da capacidade de memória, a tendência tecnológica passa a ser, cada vez mais, integrar diversas funções em um único dispositivo. Nesse contexto surgem os relés digitais atuais, que são dispositivos multifuncionais, com capacidade de adaptação a diversas situações operativas, maior grau de confiabilidade, capacidade de comunicação em rede e maior flexibilidade operacional, podendo executar tanto funções de proteção como funções de controle, monitoramento, oscilografia, entre outras.

Para que as facilidades proporcionadas pela atual tecnologia de relés de proteção possam ser utilizadas em subestações existentes é necessário que os relés antigos, presentes nessas subestações, sejam substituídos. A troca das tecnologias eletromecânica e estática pela a digital vem sendo feita, mas esse processo é lento e custoso e, apesar das inúmeras vantagens proporcionadas pela tecnologia digital, deve-se destacar que, ao contrário das tecnologias predecessoras, que tinham como característica operar por bastante tempo sem necessidade de substituição, a tecnologia digital tem menor vida útil, já que em pouco tempo um relé considerado moderno pode se tornar obsoleto. Essa característica da tecnologia digital, apesar de todas as suas vantagens, ainda é um entrave para que a completa substituição seja feita.

Dessa forma, observa-se que a tecnologia digital só pode ser utilizada em subestações novas, sendo que a questão da integração de dados em subestações existentes permanece, já que nesses casos, ainda haverá subestações operando com tecnologias não digitais por algumas décadas.

2.2. Protocolos de Comunicação

Os protocolos de comunicação são regras que regem a comunicação de dados entre dois ou mais equipamentos, possibilitando que a comunicação seja entendida por todas as partes, mesmo que os equipamentos sejam de fabricantes diferentes e façam uso de tecnologias distintas. A tendência atual de conectividade entre sistemas abertos somente pode ser conseguida pela adoção de protocolos abertos

especificados por organizações internacionais independentes e que contem com a adesão dos usuários. Dentre os protocolos de comunicação mais utilizados em subestações de distribuição de energia, destacam-se o Modbus, DNP3, IEC 60870-5-103 e o IEC 61850.

O protocolo IEC 61850 é uma publicação mais recente, de forma que nem todos os fabricantes o oferecem para toda a sua linha de produtos. Apesar disso, esse protocolo é considerado o sucessor dos protocolos atuais, uma vez que facilita a troca de informações entre produtos de diferentes fabricantes.

2.2.1. Modelo OSI (*Open Systems Interconnection*)

Quando as redes de computadores sugiram as soluções eram, na maioria das vezes, proprietárias, isto é, uma determinada tecnologia só era suportada pelo seu fabricante, não sendo possível misturar soluções de fabricantes diferentes.

A ISO (*International Standards Organization*) foi uma das primeiras organizações a definir formalmente uma maneira comum para conectar computadores. Sua arquitetura é chamada OSI (*Open Systems Interconnection*), um modelo que define 7 níveis, ou camadas de abstração, onde são executadas as diferentes funções dos protocolos de comunicação.

O modelo OSI é interessante do ponto de vista didático, pois serve para explicar diversos aspectos teóricos do funcionamento de uma rede. Esse modelo é dividido em camadas hierárquicas, onde cada camada se comunica apenas com a camada imediatamente acima ou abaixo dela. A Figura 8 ilustra as camadas do modelo OSI e o fluxo dados, do emissor para o receptor.

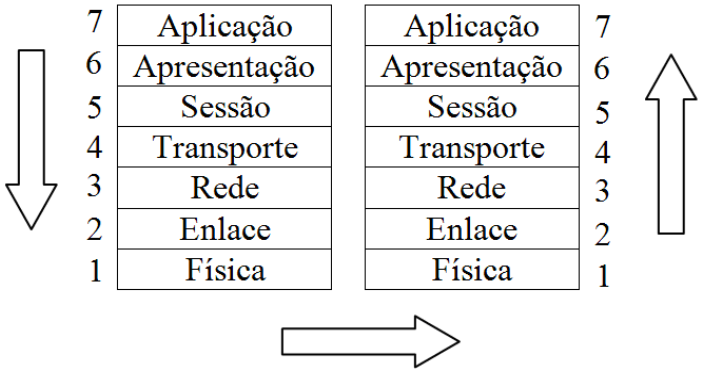

Figura 8 - Camadas do modelo OSI

Quando um dispositivo está transmitindo dados, o fluxo da informação é no sentido do programa utilizado para a rede de comunicação, portanto os programas se comunicam com a camada 7, que por sua vez se comunica com a camada 6 e assim por diante. Quando se está recebendo dados, o fluxo da informação é no sentido da rede de comunicação para o programa, portanto a rede se comunica com a camada 1, que por sua vez se comunica com a camada 2 e assim por diante.

Na transmissão de dados, cada camada recebe as informações passadas pela camada superior, acrescenta informações de controle e passa os dados para a camada imediatamente inferior. Na recepção de dados ocorre o processo inverso, onde cada camada remove informações de controle e passa para a camada imediatamente superior. A Figura 9 ilustra esse processo.

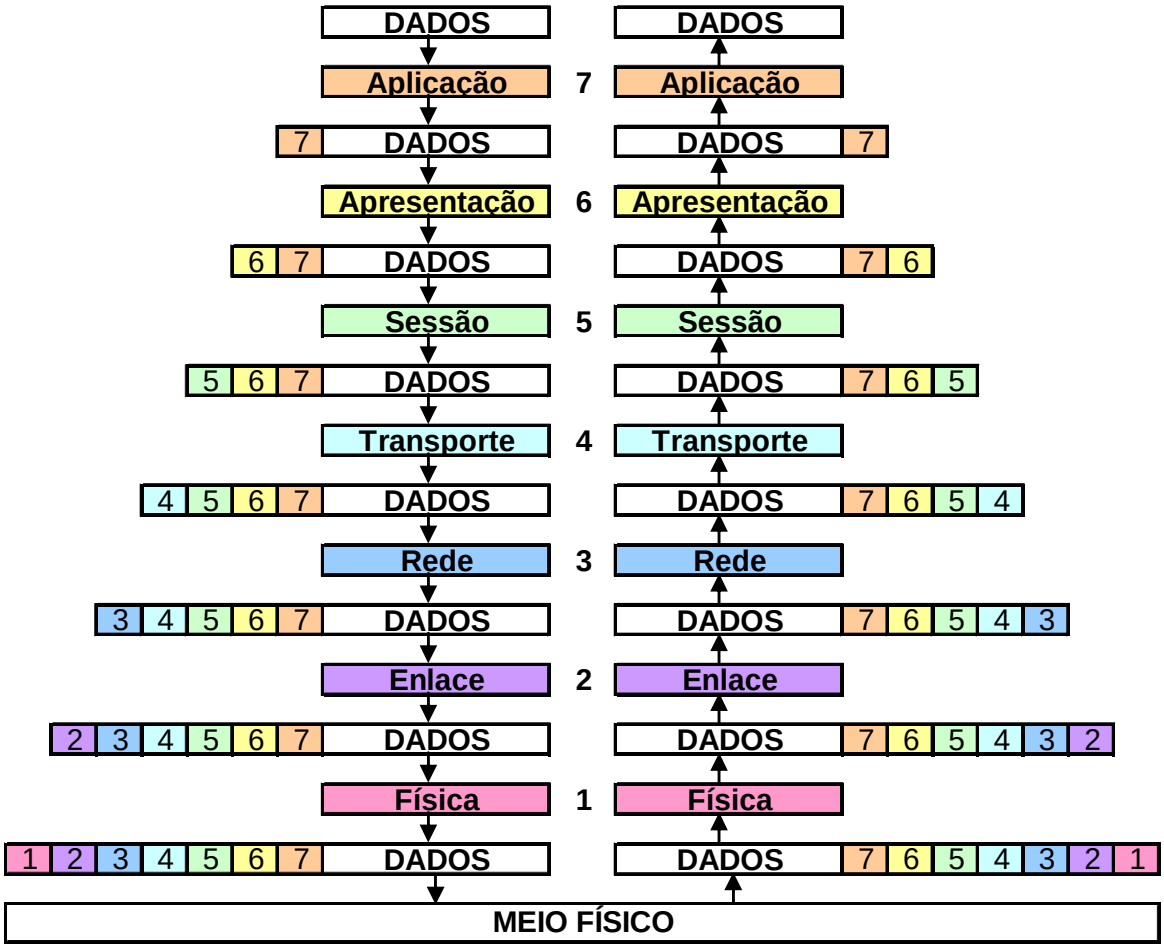

Figura 9 - Troca de dados no modelo OSI

Cada camada entende apenas as informações de controle da sua responsabilidade. Quando uma camada recebe dados da camada superior ela não entende as

informações de controle adicionadas pela camada superior, portanto ela trata os dados mais as informações de controle como se tudo fosse um único pacote de dados. Os itens a seguir resumem as funções de cada camada do modelo OSI (sentido emissor para receptor).

- Camada 7 – Aplicação

  A camada de aplicação faz a interface entre o programa que está enviando ou recebendo dados e as demais camadas do modelo. Quando se recebe ou envia um arquivo, o programa de computador entra em contato apenas com essa camada, onde são definidos os protocolos utilizados na comunicação.

- Camada 6 – Apresentação

  Esta camada converte o formato do dado recebido pela camada de Aplicação em um formato comum a ser usado pelas outras camadas. Por exemplo, se o programa está usando um código de página diferente do ASCII (*American Standard Code for Information Interchange*)[2], a camada 6 é responsável por traduzir o dado recebido para o padrão ASCII. Essa camada também pode ser usada para comprimir e/ou criptografar os dados. A compressão dos dados aumenta o desempenho da rede, já que menos dados são enviados para a camada inferior. Se for utilizado algum esquema de criptografia, os dados circulam criptografados entre as camadas 5 e 1 e são descriptografados apenas na camada 6 do computador receptor.

- Camada 5 – Sessão

  Esta camada permite que dois programas em computadores diferentes estabeleçam uma sessão de comunicação. Nesta sessão, esses dois programas definem como será feita a transmissão dos dados e coloca marcações nos dados que estão sendo transmitidos. Se porventura a rede falhar, os dois computadores reiniciam a transmissão dos dados a partir da última marcação recebida em vez de retransmitir todos os dados novamente.

- Camada 4 – Transporte

  Esta camada recebe os dados enviados pela camada de Sessão e os divide em pacotes para serem transmitidos pela rede. No computador receptor, a camada de Transporte recebe os pacotes da camada de Rede e remonta o dado original

[2] Codificação de caracteres de oito bits baseado no alfabeto inglês.

para enviá-lo à camada de Sessão. Isso inclui controle de fluxo (colocar os pacotes recebidos em ordem, caso eles tenham chegado fora de ordem) e correção de erros, enviando para o transmissor uma informação de reconhecimento, informando que o pacote foi recebido com sucesso.

A camada de Transporte separa as camadas de nível de Aplicação (5 a 7) das camadas de nível Rede (1 a 3). As camadas de Rede são responsáveis pela maneira como os dados são transmitidos e recebidos pela rede, enquanto que as camadas de Aplicação são responsáveis pelos dados contidos nos pacotes. A camada de transporte faz a ligação entre esses dois grupos.

- Camada 3 – Rede

  Esta camada é responsável pelo endereçamento dos pacotes, convertendo endereços lógicos em endereços físicos, de forma que os pacotes consigam chegar corretamente ao destino. Essa camada também determina a rota que os pacotes devem seguir para atingir o destino, levando em consideração fatores como condições de tráfego da rede e prioridades.

- Camada 2 – Enlace

  Esta camada recebe os pacotes de dados da camada de rede e os transforma em quadros que trafegam na rede de comunicação, adicionando informações como o endereço da placa de rede de origem, o endereço da placa de rede de destino, dados de controle, os dados em si e uma soma de verificação de erro. O quadro criado por esta camada é enviado para a camada Física, que converte esse quadro em sinais elétricos para serem enviados através dos cabos de rede. Quando o receptor recebe um quadro, a sua camada de enlace confere se o dado chegou íntegro, refazendo a soma de verificação de erro e, se os dados estiverem corretos, ele envia uma confirmação de recebimento. Caso essa confirmação não seja recebida, a camada de enlace do transmissor reenvia o quadro, já que ele não chegou até o receptor ou então chegou com os dados corrompidos.

- Camada 1 – Física

  Esta camada recebe os quadros enviados pela camada de enlace e os transforma em sinais compatíveis com o meio por onde os dados devem ser transmitidos. Se o meio for elétrico, essa camada converte os 0’s e 1’s dos quadros em sinais elétricos para serem transmitidos pelo cabo de rede, se o meio

for óptico, a camada converte os 0's e 1's dos quadros em sinais luminosos e se uma rede sem fio for usada, então os 0s e 1s são convertidos em sinais eletromagnéticos. No caso da recepção de um quadro, a camada física converte os sinais recebidos em 0's e 1's e envia essas informações para a camada de enlace, que monta o quadro e verifica se ele foi recebido corretamente.

2.2.1.1 Protocolo TCP/IP

Este item tem por objetivo fazer uma comparação entre o protocolo TCP/IP, o protocolo de rede mais usado atualmente, com o modelo de referência OSI. A Figura 10 mostra esta correlação.

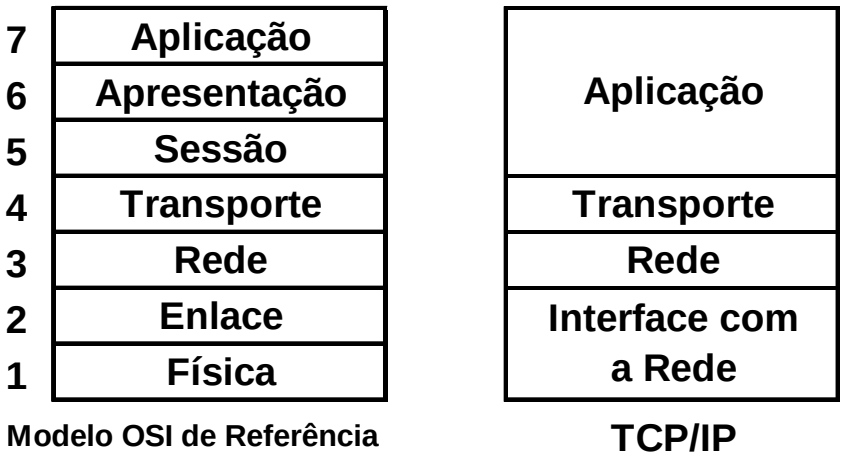

Figura 10 - Comparação da arquitetura do protocolo TCP/IP e o modelo OSI

Como se pode ver, o TCP/IP tem apenas quatro camadas. Os programas se comunicam com a camada de Aplicação, onde se encontram protocolos de aplicação, tais como SMTP[3], FTP[4] e HTTP[5]. Cada tipo de programa se comunica com um protocolo de aplicação diferente, dependendo da finalidade do programa.

Após processar a requisição do programa, o protocolo na camada de Aplicação se comunica com outro protocolo na camada de Transporte, normalmente o TCP (*Transmission Control Protocol*). Essa camada é responsável por receber os dados

[3] SMTP (*Simple Mail Transfer Protocol*): protocolo usado para enviar emails
[4] FTP (*File Transfer Protocol*): protocolo rápido e versátil usado para transferir arquivos
[5] HTTP (*HyperText Transfer Protocol*): protocolo utilizado pelas páginas da internet para transferir vários tipos de arquivo, como texto, imagem, video e som

enviados pela camada superior, dividi-los em pacotes e enviá-los para a camada imediatamente inferior, a camada de Rede. Além disso, durante a recepção dos dados, essa camada é responsável por colocar os pacotes recebidos da rede em ordem e também verificam se o conteúdo está intacto.

Na camada de Rede encontra-se protocolo IP (*Internet Protocol*), que recebe os dados da camada de Transporte e adiciona informações de endereçamento virtual, isto é, adiciona o endereço do equipamento que está enviando os dados e o endereço do equipamento que deve receber os dados. Em seguida os pacotes são enviados para a camada imediatamente inferior, a camada Interface com a Rede, que recebe os pacotes enviados pela camada de Rede e os envia para o meio de transmissão.

2.2.2. Protocolo ModBus

O protocolo Modbus é um protocolo do tipo mestre/escravo, criado para ser um protocolo de transferência de dados entre um sistema de controle (Mestre) e os sensores/atuadores (Escravos). A comunicação no protocolo Modbus é sempre iniciada pelo mestre, sendo que os escravos não podem se comunicar entre si e nunca transmitem dados sem serem solicitados pelo mestre.

As transações iniciadas pelo mestre podem ser do tipo *unicast* ou do tipo *broadcast*. No modo *unicast*, o mestre envia uma mensagem endereçada a um dispositivo escravo específico, que deve responder esta mensagem. No modo *broadcast*, o mestre envia uma mensagem para todos os dispositivos escravos, que não devem responder essa mensagem, sendo usada, por exemplo, para sincronismo ou acerto de data/hora em todos os dispositivos da rede.

Segundo a Modicon, organização sem fins lucrativos que introduziu o protocolo Modbus no mercado, o protocolo admite até 247 equipamentos escravos numa mesma rede física. Estes escravos, ao receberem a mensagem, efetuam o teste de integridade de erros, executam a ordem recebida, montam a estrutura da mensagem resposta e a enviam ao mestre.

O protocolo determina como um dispositivo escravo reconhece uma mensagem endereçada a ele, como determina o tipo de ação a ser tomada e como extrai as

informações da mensagem. Pra esclarecer esses conceitos apresenta-se a seguir o quadro de mensagens do protocolo Modbus.

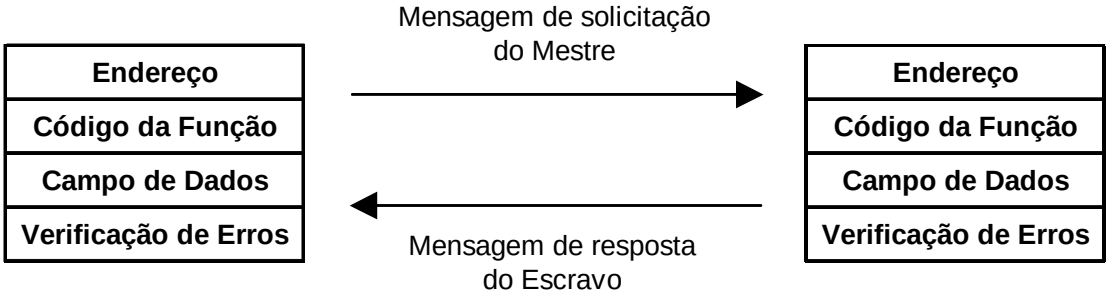

Figura 11 - Quadro de mensagem do protocolo Modbus

Os endereços válidos estão na faixa de 0 a 247, sendo que a utilização do endereço 0 implica em mensagem do tipo *broadcast* e endereços entre 1 e 247 em mensagem do tipo *unicast*. Cada escravo tem seu próprio endereço na rede, de forma que o mestre deve colocar na mensagem o endereço específico do dispositivo com o qual deseja se comunicar. O dispositivo escravo por sua vez, ao responder uma solicitação do mestre, deve colocar seu próprio endereço na mensagem para que o mestre possa distinguir qual dispositivo está respondendo.

Na mensagem de solicitação, enviada pelo mestre, o código da função estabelece que tipo de ação deve se executada pelo dispositivo escravo, podendo ser seguido por um campo de dados que contém informações adicionais para o escravo. Já na mensagem de resposta, enviada pelo escravo, o código da função é repetido, e o campo de dados contém as informações solicitadas pelo mestre.

O campo de verificação de erro permite tanto ao mestre como ao escravo validar os dados recebidos, sendo resultado de um cálculo de verificação de redundância que é adicionado ao conteúdo da mensagem.

Existem dois modos de codificação no protocolo Modbus em redes seriais, o modo RTU (*Remote Terminal Unit*) e o modo ASCII (*American Standard Code for Information Intercharge*). Estes modos de transmissão definem como os dados são codificados nos diversos campos das mensagens, de forma que não é possível misturar os dois modos de transmissão numa mesma rede, já que estes apresentam mensagens com estruturas diferentes. Por exemplo, no modo de transmissão RTU

cada byte contém dois dígitos hexadecimais, a definição do início e fim das mensagens ocorre através de intervalos de silêncio e o método de detecção de erros é o CRC (*Cyclic Redundancy Check*), enquanto que no modo de transmissão ASCII cada byte contém um caractere ASCII, a definição do início e fim das mensagens é feita através de caracteres inseridos na própria mensagem e o método de detecção de erros é o LRC (*Longitudinal Redundancy Check*).

Pode-se destacar que o modo de transmissão RTU transmite os dados com menor número de bits, mas a mensagem deve ter todos os seus caracteres enviados em uma sequência contínua, já o modo ASCII permite pequenos intervalos de tempo entre caracteres, sem provocar erros, mas sua mensagem é maior que uma mensagem equivalente no formato RTU. Ressalta-se também que o método de detecção de erros usado pelo modo RTU, o CRC, é mais sofisticado que o LRC, usado no modo ASCII, já que utiliza avançadas técnicas matemáticas para gerar os bits de verificação, enquanto que o método LRC faz uso de uma técnica muito mais simples e, por isso, possui taxa de erro maior que o CRC.

As mensagens nos modos ASCII e RTU são transmitidas em redes serias que seguem o protocolo físico RS-232 e RS-485, sendo o RS-485 o mais comum. Entretanto, há um terceiro modo de transmissão diferente dos apresentados até então, o Modbus TCP/IP, onde o quadro de mensagem do protocolo Modbus é encapsulado no protocolo TCP/IP e transmitido através de redes *Ethernet*.

2.2.3. Protocolo DNP3

O protocolo DNP (*Distributed Network Protocol*) é um padrão de comunicações desenvolvido para uso em sistemas de supervisão e controle das concessionárias de energia elétrica, e define a comunicação entre estações mestre e os dispositivos de campo. Foi criado como um protocolo proprietário pela divisão Harris Controls da GE e, em 1993, disponibilizado para terceiros através da criação do DNP3 User Group, quando então se tornou aberto e independente de fornecedores.

O DNP também é um protocolo mestre/escravo, mas existem situações previstas em que os dispositivos escravos podem enviar dados sem que o mestre tenha feito a solicitação, o que se chama de transmissão espontânea.

Na sua versão 3.0, o protocolo DNP apresenta cinquenta e sete objetos de dados e funções concebidas para atender todas as necessidades de comunicação dos equipamentos de campo, o endereçamento dos dispositivos é feito por dois bytes (o que permite que mais de 6500 equipamentos sejam conectados na rede), opera praticamente sobre todos os meios físicos (fibras ópticas, radio, telefone, etc.), suporta sequência de comandos do tipo *check before operate* (seleciona / verifica / opera), permite classificar os dados segundo quatro prioridades (alta, média, periódica e nenhuma) e transporta blocos de dados de tamanho variável.

O protocolo DNP foi baseado no protocolo IEC 60870-5-103, que por sua vez adota o modelo OSI de três camadas (aplicação, transporte e enlace).

A camada de enlace é a responsável pela verificação de erros (CRC) e pela montagem dos pacotes de dados, também chamados de *frames*. A camada de transporte é responsável por particionar o bloco de dados para a camada de enlace, quando este bloco for maior que 255 bytes. Na camada de aplicação ocorre a interface entre o protocolo de comunicação e o banco de dados/programa do usuário.

2.2.4. Protocolo IEC 60870-5-103

O protocolo IEC60870-5-103 refere-se a uma coleção de padrões abertos produzidos pela IEC (*International Eletrotechnical Comission*), com descrições funcionais detalhadas para controle de equipamentos e sistemas em processos espalhados geograficamente.

Tanto o DNP3 como o IEC 60870-5-103 são protocolos estruturados em camadas, mas não seguem o modelo OSI de 7 camadas, e sim um modelo simplificado de apenas 3 camadas. O IEC 60870-5-103 possui características muito semelhantes ao protocolo DNP3, porém, ambos não são compatíveis. Sua utilização é bastante comum na Europa, enquanto o protocolo DNP3 é mais utilizado na América, incluindo o Brasil.

2.2.5. Protocolo IEC 61850

As subestações de energia elétrica sempre possuem algum grau de automação, que varia em função, por exemplo, de sua importância no sistema elétrico. No passado o processo de automação era todo desenvolvido baseado em dispositivos analógicos e ligações elétricas, que controlavam o processo automatizado mediante o envio de pulsos elétricos para os dispositivos. A evolução dos microprocessadores possibilitou a criação de dispositivos digitais, chamados de IEDs (*Intelligent Electronic Device*), que são unidades multifuncionais para proteção, controle, medição e monitoramento. Os IEDs podem trocar informações através de redes de comunicação, sendo usado para isso um protocolo de comunicação.

A Figura 12 ilustra a estrutura de comunicação de um sistema de automação de uma subestação, onde os dispositivos podem ser divididos em três níveis: subestação, *bay* e processo. No nível da subestação estão os computadores com bancos de dados, programa de interface homem máquina e canal de comunicação da subestação com o nível remoto (*gateway*). Os equipamentos que fazem parte do nível de *bay* são relés de proteção, medidores, oscilógrafos, etc. E no nível de processo é onde se encontram sensores (TCs e TPs) e atuadores (disjuntores e chaves seccionadoras).

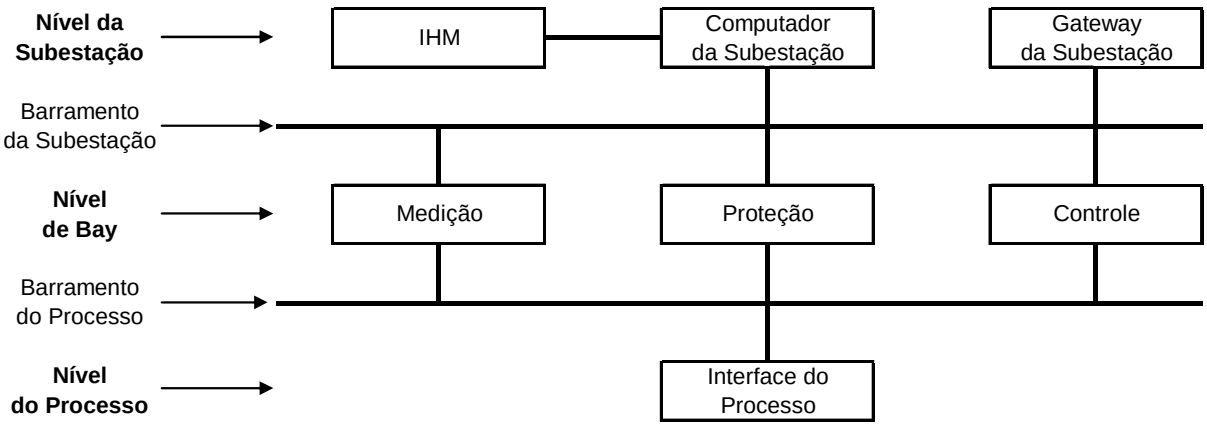

Figura 12 - Níveis da estrutura de automação de subestações (IGARASHI, 2007)

Com o objetivo de integrar seus dispositivos, cada fabricante desenvolveu seu próprio protocolo de comunicação, o que acabou criando complicações para integrar sistemas de diferentes fabricantes. Foi então que, em meados nos anos 90, a IEC reconheceu a necessidade de elaborar um padrão abrangendo redes e sistemas de comunicação em subestações de energia elétrica. Para isso, foram criados alguns grupos de trabalho com o objetivo de desenvolver este padrão, de forma a garantir três características principais: interoperabilidade, liberdade de configuração e estabilidade em longo prazo.

Um dos principais objetivos da IEC61850 é a interoperabilidade entre dispositivos de diferentes fabricantes, permitindo o uso e a troca irrestrita de dados a fim de que sejam realizadas suas funcionalidades individuais sem a necessidade de interfaces de protocolos. O padrão também deve possibilitar a utilização de qualquer filosofia de sistema, ou seja, cada IED pode operar de maneira centralizada (cada dispositivo pode desenvolver diversas funções) ou descentralizada (os dispositivos podem trocar informações entre si para desenvolver suas funções). Além disso, o padrão deve estar apto a seguir o progresso das tecnologias de comunicação, assim como a evolução das exigências do sistema (IGARASHI, 2007).

Para que os requisitos de interoperabilidade, liberdade de configuração e estabilidade em longo prazo fossem atingidos, a IEC61850 utilizou alguns conceitos básicos, como nós lógicos, modelo de dados estruturados e linguagem SCL. Tem-se a seguir uma breve introdução a cada um desses conceitos.

2.2.5.1. Nós Lógicos

Todas as funções de proteção, medição e controle são decompostas em nós lógicos, chamados de LNs, do inglês *Logical Nodes*, que podem estar alocadas em diferentes dispositivos físicos, que podem estar geograficamente distribuídos e conectados em rede. Dessa forma, os dados são trocados entre todos os IEDs que compõem o sistema, mais precisamente, entre as funções alocadas nos dispositivos, onde se define o nó lógico como a menor parte dessas funções. A Figura 13 ilustra esse conceito.

Figura 13 - Comunicação entre os Nós Lógicos

Foram definidos 92 nós lógicos na IEC61850, identificados por uma sigla de quatro letras. A primeira define a qual grupo este nó lógico pertence, por exemplo, nós lógicos iniciados em P são do grupo proteção (PDIF: proteção diferencial), em X do grupo chaveamento (XCBR: disjuntor), em T do grupo transformadores de instrumentos (TCTR: transformador de corrente), etc.

A Figura 14 mostra a decomposição de duas funções em nós lógicos.

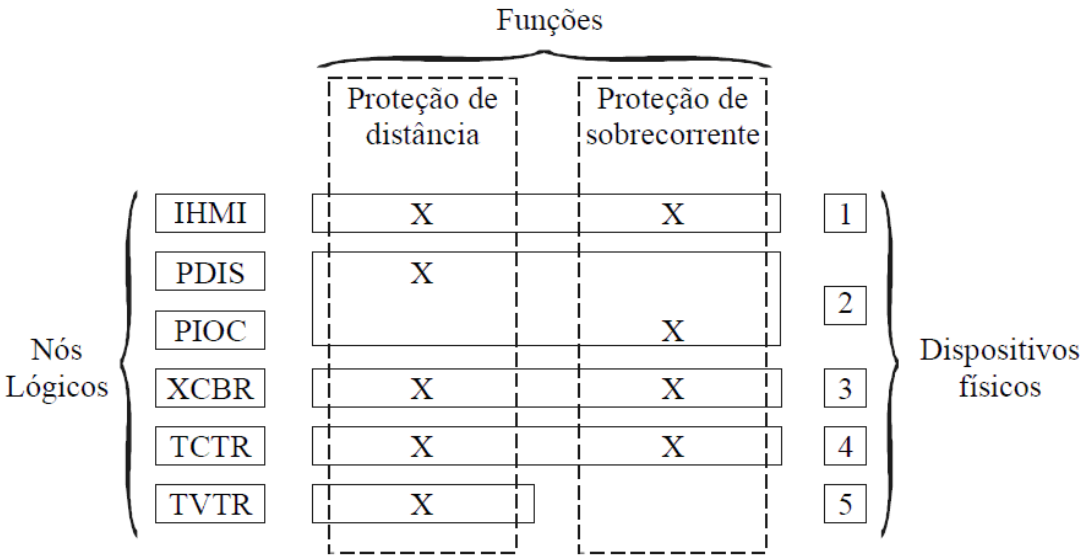

Figura 14 - Exemplo de aplicação do conceito de nó lógico (IGARASHI, 2007)

As duas funções de proteção utilizadas no exemplo, proteção de distância e de sobrecorrente, podem ser decompostas nos nós lógicos IHIM (interface homem máquina), PDIS (proteção de distância), PIOC (proteção de sobrecorrente instantânea), XCBR (disjuntor), TCTR (transformador de corrente) e TVTR (transformador de potencial), que por sua vez estão alocadas nos dispositivos físicos 1 (computar central na sala de operação), 2 (relé multifuncional), 3 (disjuntor), 4 (TC) e 5 (TP).

Observa-se que as funções são executadas por mais de um nó lógico e que esses nós lógicos não precisam estar num mesmo dispositivo físico.

2.2.5.2. Dados estruturados

Os nós lógicos fornecem diversos dados de forma estruturada, onde cada dado é constituído por atributos, conforme ilustrado na Figura 15, que mostra a estrutura de dados do nó lógico XCBR. Como pode ser visto, esse nó lógico é formado por alguns dados como, por exemplo, o dado *Pos* que disponibiliza, entre outras informações, o estado do disjuntor através do atributo *stVal*, que informa se o disjuntor está aberto, fechado ou atuado.

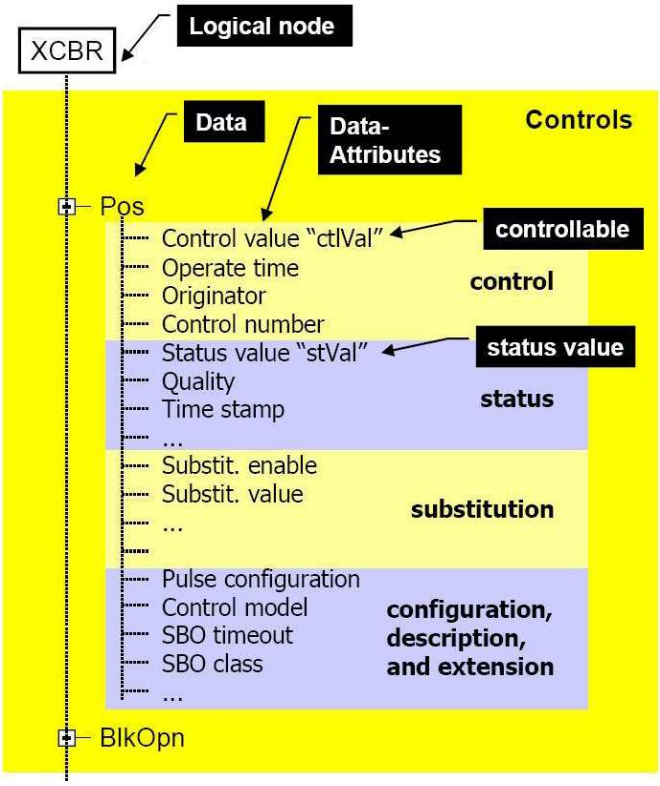

Figura 15 - Estrutura de dados do nó lógico XCBR (GUNTER; ZHANG, 2005)

Os atributos dos dados válidos para o nó lógico XCBR não são exclusivos e também valem para outras aplicações específicas para chaveamento. Nota-se então, que é possível definir modelos padronizados de atributos de dados, chamados pela norma de Classe de Dados Comuns.

Com a utilização desses recursos cria-se uma das grandes inovações da IEC61850, que é a transformação dos dispositivos físicos em dispositivos lógicos, utilizando os nós lógicos com os dados e atributos neles contidos.

2.2.5.3. Linguagem SCL

Para obter interoperabilidade entre IEDs, foi constatada a necessidade de uma descrição formalizada de todos os canais de comunicação do sistema, de modo a garantir a compatibilidade na troca de informações entre os IEDs e entre as ferramentas de engenharia utilizadas no processo. Para isso, a IEC61850 traz a definição da linguagem SCL (*Substation Configuration Language*), estabelecendo para isso um arquivo padrão de configuração denominado arquivo SCL.

Este arquivo padroniza as informações relativas aos diferentes IEDs e agrupa as informações que estabelecem a alocação dos diferentes nós lógicos nos respectivos IEDs, além de informações dos canais de comunicação e das funcionalidades específicas de cada equipamento do sistema, estabelecidos através da representação em diagrama unifilar.

Dessa forma, as ferramentas de configuração passam a apresentar papel significativo nos atuais desenvolvimentos de sistemas de automação de subestações, uma vez que devem tratar corretamente a formatação prevista pela linguagem de configuração da subestação através do arquivo SCL.

A definição da linguagem SCL é uma das grandes vantagens da IEC61850, pois permite a concepção de ferramentas de geração automática de bases de dados em todos os níveis de trabalho. A estruturação dos dados em nós lógicos, dados e atributos com semântica bem definida permite que as informações configuradas nos IEDs possam ser importadas diretamente, sem a necessidade de tabelas de conversão e endereçamentos, fato comum em outros protocolos.

2.2.5.4. Facilidades implementadas com a IEC61850

Um dos grandes benefícios disponibilizados pela IEC 61850 é a comunicação horizontal, onde é possível que IEDs troquem informações entre si, garantindo a funcionalidade específica de cada dispositivo, que pode depender de informações provenientes de outros, tornando possível realizar esquemas mais inteligentes para garantir a operacionalidade de determinadas lógicas de proteção e controle.

Essa comunicação horizontal prevista na norma é realizada através de um modelo de mensagens chamado GSE (*Generic Substation Events*), que prevê um mecanismo rápido e confiável de transferência de dados. Esse modelo de mensagens é subdividido em mensagens GSSE (*Generic Substation State Events*) e GOOSE (*Generic Object Oriented Substation Events*). As mensagens GSSE transmitem valores de estado, já nas mensagens GOOSE também é possível transmitir valores analógicos (MOREIRA, 2009).

Essas mensagens são executadas através do envio de informações do tipo *multicast*, ou seja, as informações são lançadas na camada OSI mais inferior e atingem todos os componentes conectados à rede, mas apenas os dispositivos interessados na mensagem absorvem a informação relevante que lhe é necessária. Desta forma, as informações trafegam de maneira eficiente, permitindo a implementação de intertravamentos e lógicas especiais como, por exemplo, falha de disjuntor e bloqueio reverso (IGARASHI, 2007).

Embora o conceito de comunicação horizontal não seja novo, a IEC61850 traz o benefício de permitir que estas informações sejam trocadas entre IEDs de diferentes fabricantes, fato não permitido até o momento.

2.2.5.5. Possibilidades de integração para o futuro

O desenvolvimento da IEC61850 visou não apenas aspectos associados aos sistemas de proteção das subestações, mas sim o processo de automação como um todo. Desde sua publicação, diversos tópicos relacionados à automação de subestações têm sido abordados em diferentes contextos, sendo o conceito de interoperabilidade o mais explorado até o momento. Entretanto, há outro conceito

previsto pela norma que ainda não foi tão explorado como o da interoperabilidade e que pode mudar a concepção de automação de subestações existente nos dias de hoje. Trata-se do conceito da livre alocação de funções.

A IEC61850 separa os conceitos de aplicação e comunicação através do modelo de dados definido na norma. Essa ruptura entre o domínio da aplicação e comunicação permite que funcionalidades possam ser definidas e mantidas de maneira independente ao desenvolvimento tecnológico dos dispositivos de rede, resultando em uma abertura abstrata da alocação destas funcionalidades (SANTOS, 2008).

Como visto anteriormente, as funções de proteção, medição e controle são decompostas em nós lógicos (LNs) que por sua vez possuem estrutura de dados padronizados. Esse modelo abstrato e flexível permite que estas pequenas partes funcionais possam ser alocadas convenientemente, de acordo com cada necessidade. Dessa forma, é possível estabelecer funcionalidades distribuídas, executadas por diversos dispositivos, ou concentradas, executadas em um mesmo dispositivo.

As funções de um sistema de automação de subestação são divididas de maneira bastante tradicional entre os dispositivos de nível de *bay*, de forma que cada dispositivo possua interfaces para o nível de processo (TCs, TPs, etc.) e de subestação (IHM). Entretanto, o aumento da capacidade de processamento e memória, possibilita que um mesmo dispositivo (IED) seja capaz de processar diferentes funções de maneira simultânea, aumentando a segurança e disponibilidade do sistema e diminuindo custos.

Essa elevada capacidade de processamento dos IEDs modernos viabiliza a migração de funções de controle para os relés de proteção, permitindo que diferentes funcionalidades possam ser integradas. A Figura 16 apresenta a migração da funcionalidade de controle de um *hardware* dedicado para um *hardware* inicialmente utilizado apenas para funções de proteção.

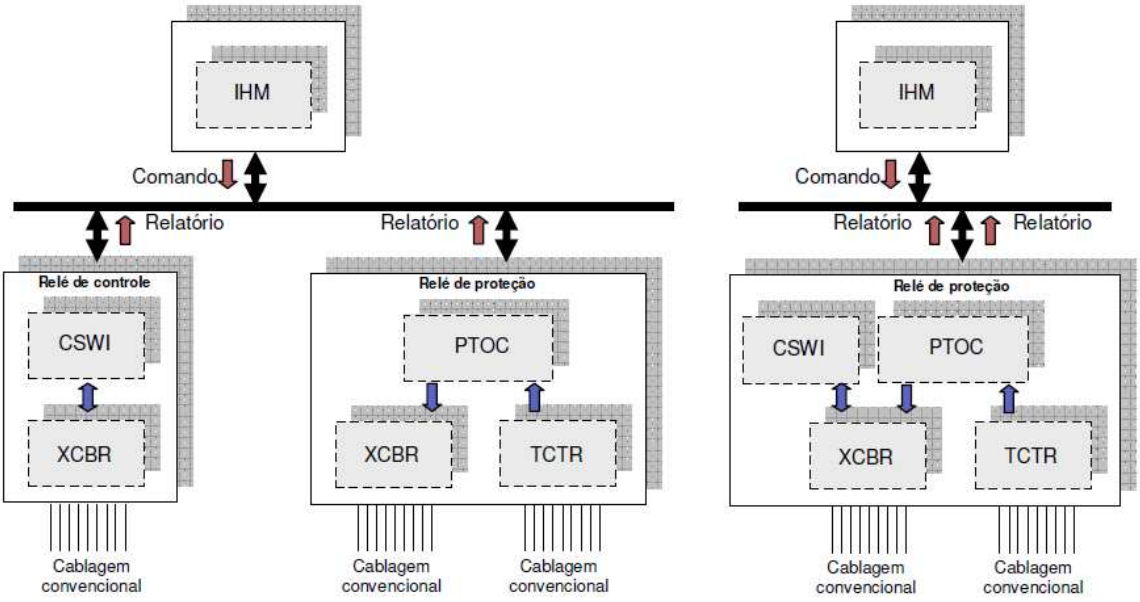

Figura 16 - Integração das funções de controle e proteção em um mesmo IED (SANTOS, 2008)

A figura representa os diversos nós lógicos alocados em seus respectivos IEDs em duas condições distintas. Na primeira, à esquerda, o nó lógico CSWI de controle é alocado em um IED específico, recebendo informações de posição e enviando comandos para o disjuntor, representado pelo nó lógico XCBR. Outro IED é responsável pela função de proteção, que no exemplo considerado é constituído dos nós lógicos PTOC (sobrecorrente temporizada), TCTR (transformador de corrente) e XCBR (disjuntor).

Numa segunda condição, à direita, o nó lógico CSWI de controle é deslocado para o mesmo IED responsável pela proteção, de forma que a funcionalidade de controle é mantida e todos os requisitos e atributos também.

Na prática, o controle local passa a ser feito no IED de proteção, que deve apresentar as mesmas interfaces homem-máquina disponíveis no dispositivo dedicado de controle. Já em um ponto remoto, ao fazer uma solicitação ao nó lógico CSWI, o comando é obedecido, sem que o operador saiba onde o nó lógico está alocado.

Seguindo o conceito da livre alocação de funções, definido pela IEC61850, outra possibilidade que surge é a integração de funções de proteção. Os sistemas de proteção tradicionais são formados por relés de proteção (IEDs) que cobrem certo trecho, *bay* ou equipamento, entretanto, um circuito a ser protegido por uma função

de um dado relé poderia ter essa função alocada em qualquer outro IED e não necessariamente o IED instalado neste próprio circuito. Por exemplo, se um alimentador necessita da proteção de sobrecorrente temporizada (PTOC) esta função pode ser alocada em outro IED, que executa outras funções, e que tenha capacidade para recebê-la. Essa possibilidade permite reduzir o número de relés utilizados num esquema de proteção sem diminuir a confiabilidade do mesmo.

A implantação de ambos os casos (integração das funções de proteção e controle ou diversas funções de proteção em um mesmo IED) esbarram na cultura das empresas, que em muitas vezes possuem departamentos distintos de controle e proteção e que precisariam alterar de forma significativa seus processos de operação e manutenção, já que se um único IED é responsável por diversas funções, uma série de cuidados adicionais devem ser tomados para o manuseio desse dispositivo.

2.2.6. O estado da arte dos protocolos de comunicação

A utilização do protocolo IEC61850 traz algumas possibilidades para o desenvolvimento de novas soluções de comunicação e automação de subestações elétricas, principalmente pelos seus conceitos de interoperabilidade e livre alocação de funções, que abrem perspectiva para sistemas cada vez mais integrados. Muitas das facilidades possibilitadas pela IEC61850 só são viáveis mediante a utilização dos IEDs, já que grande parte das informações que trafegam na rede de comunicação é proveniente desses dispositivos.

Dessa forma, entende-se que a tendência das futuras soluções para os sistemas de proteção e automação de novas subestações elétricas seja através da utilização do protocolo de comunicação IEC61850 juntamente com relés digitais, entretanto, as facilidades proporcionadas pela IEC61850 só podem ser utilizadas em subestações novas, sendo que a questão da integração das informações em subestações existentes ainda permanece, já que essas subestações foram concebidas através de outros conceitos que só podem ser alterados mediante a substituição completa de dispositivos e redes de comunicação, o que muitas vezes não é economicamente viável.

3. RELÉS DE PROTEÇÃO UTILIZADOS NA PESQUISA

Os relés de proteção abordados na dissertação são aqueles destinados a proteger as subestações distribuidoras de energia elétrica, cuja função é conectar pontos de geração aos centros de consumo ou distribuição de energia, garantindo segurança e confiabilidade para as operações e manobras no sistema elétrico.

3.1. Diagrama unifilar da subestação estudada

O objetivo do trabalho é estudar a interação de relés de fabricantes diferentes, a forma que esses relés se comunicam, os dados que podem fornecer e em que formato os dados são fornecidos. Sendo assim, foi estudado um arranjo bem simples e muito comum em subestações de distribuição, composto por um transformador abaixador, alimentado por duas linhas distintas, que por sua vez alimenta um barramento simples com quatro alimentadores de saída de 13,8 kV, conforme ilustrado pelo diagrama unifilar da Figura 17. O estudo de arranjos mais complexos (ver Apêndice A) não agregaria muita coisa ao trabalho, já que o enfoque é a integração dos dados dos relés de proteção, por isso esses arranjos não foram considerados.

O valor eficaz das tensões medido entre fases mais comumente encontrado na entrada das subestações de distribuição é igual ou superior a 69 kV e igual ou inferior a 230 kV, podendo atingir valores maiores que esse quando especificamente definidos pela ANEEL. Para os alimentadores de saída, a tensão deve ser superior a 1 kV e inferior a 69 kV, sendo 13,8 kV o valor mais utilizado (ANEEL – PRODIST, 2011). Já a potência das subestações de distribuição varia de alguns poucos MVAs podendo atingir valores superiores a 100 MVA em alguns casos.

Os relés representados no diagrama unifilar da Figura 17 foram adquiridos para serem utilizados na pesquisa e, nos capítulos seguintes, será explicado como foi feita a escolha desses relés e uma breve descrição sobre cada um deles.

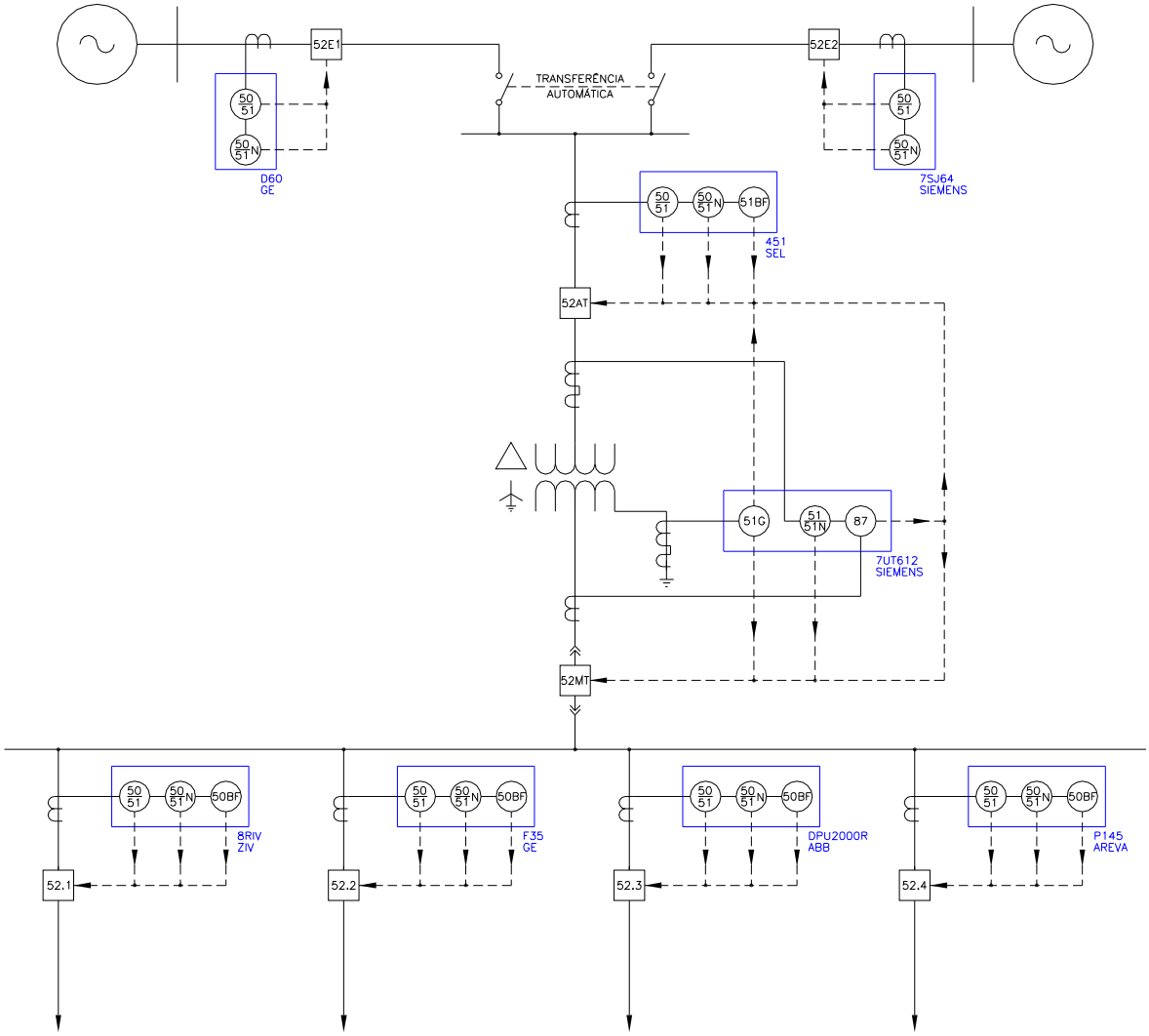

Figura 17 – Exemplo de diagrama unifilar de uma subestação distribuidora

3.2. Levantamento de campo e definição dos relés utilizados na pesquisa

O trabalho desenvolvido não foi implantado dentro de uma subestação existente, pois isso envolveria um ponto crítico da operação do sistema elétrico, que são os relés de proteção das subestações.

Na ocorrência de algum defeito que possa danificar os equipamentos da subestação, os relés de proteção são responsáveis por desligar os trechos defeituosos, eliminando a corrente de falta e mantendo a integridade dos equipamentos, mas como consequência acabam interrompendo o fornecimento de energia para alguns usuários. Por conta disso, não seria possível simular uma

situação de defeito em uma subestação real para fazer os testes necessários, já que a consequência disso seria o desligamento de consumidores. Outra hipótese para realizações de testes seria aguardar a atuação de algum relé, o que também não é viável, pois não se pode prever quando haverá uma atuação e nem o tipo de defeito que vai ocorrer.

Sendo assim, para que se pudesse ter liberdade de experimentação sem colocar em risco os equipamentos instalados em subestações reais e para que uma gama maior de relés de proteção pudesse ser testada, foi desenvolvida uma plataforma de testes, chamada de ProtLab, que simula todo o esquema de proteção de uma subestação de distribuição típica.

Para desenvolver essa plataforma de testes foi realizado um levantamento dos equipamentos pertencentes às subestações de distribuição da CPFL, a fim de definir os relés e funções de proteção a serem estudados, assim como definir os modelos e fabricantes com maior representatividade.

Para o levantamento realizado foi utilizado o cadastro presente nas subestações regionais da CPFL, levando-se em conta o tipo de relé (eletromecânico, estático ou digital), os fabricantes dos equipamentos, os modelos e quantidades, a porcentagem de cada protocolo e os equipamentos mais comuns para cada função.

As figuras a seguir, baseadas em um relatório de P&D desenvolvido para a CPFL, onde foi feito o levantamento mencionado anteriormente, apresentam os resultados obtidos nos levantamentos, começando pelos tipos de tecnologias mais utilizadas.

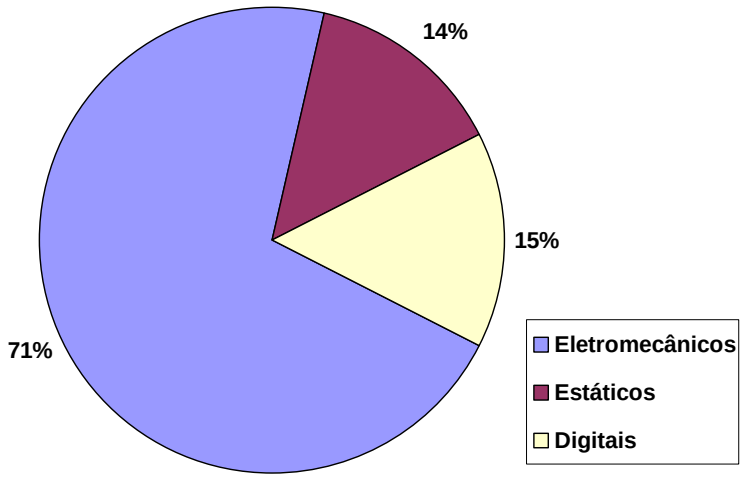

Gráfico 1 - Porcentual das tecnologias utilizadas nas subestações da CPFL

Dentre os relés digitais, que representam 15% do parque instalado, a distribuição dos fabricantes é dada pelo Gráfico 2.

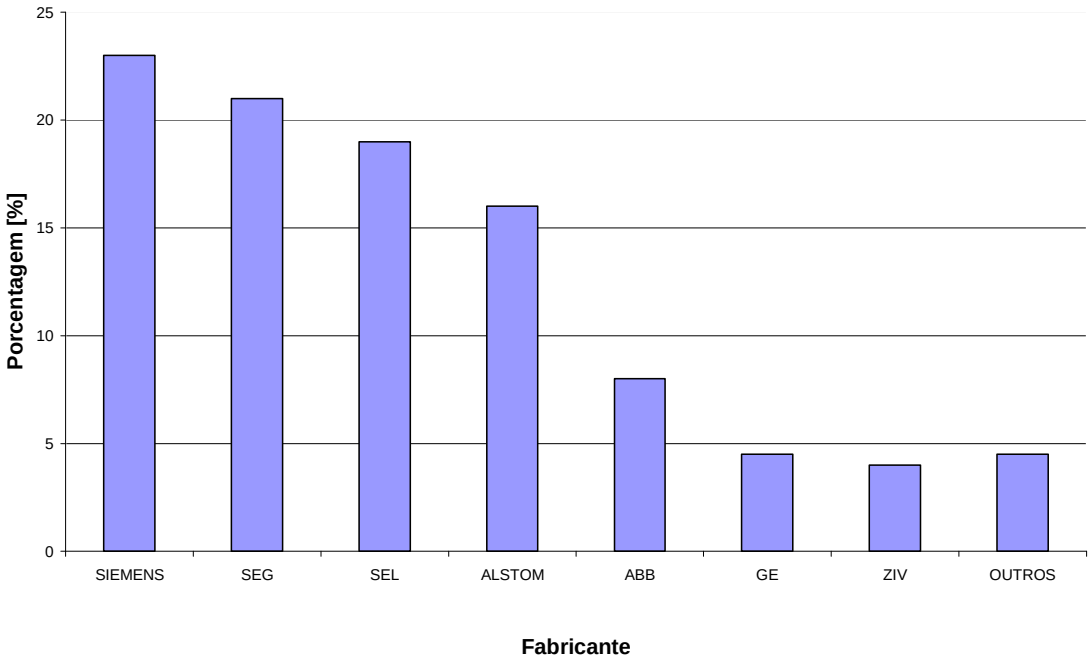

Gráfico 2 - Representatividade entre os fabricantes de relés digitais

As figuras a seguir mostram quais os modelos mais comuns, para as funções de proteção pesquisadas.

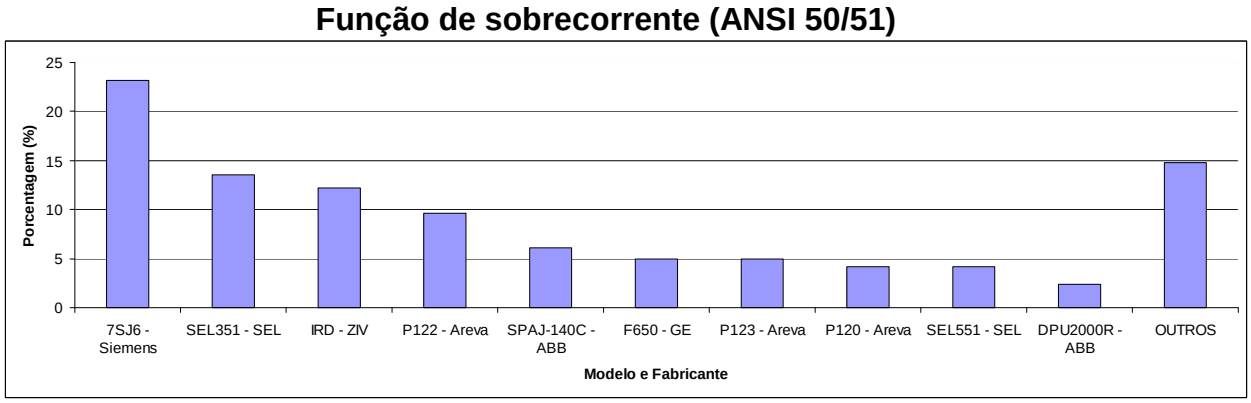

Gráfico 3 - Modelos mais comuns para a função de sobrecorrente

Função direcional (ANSI 67)

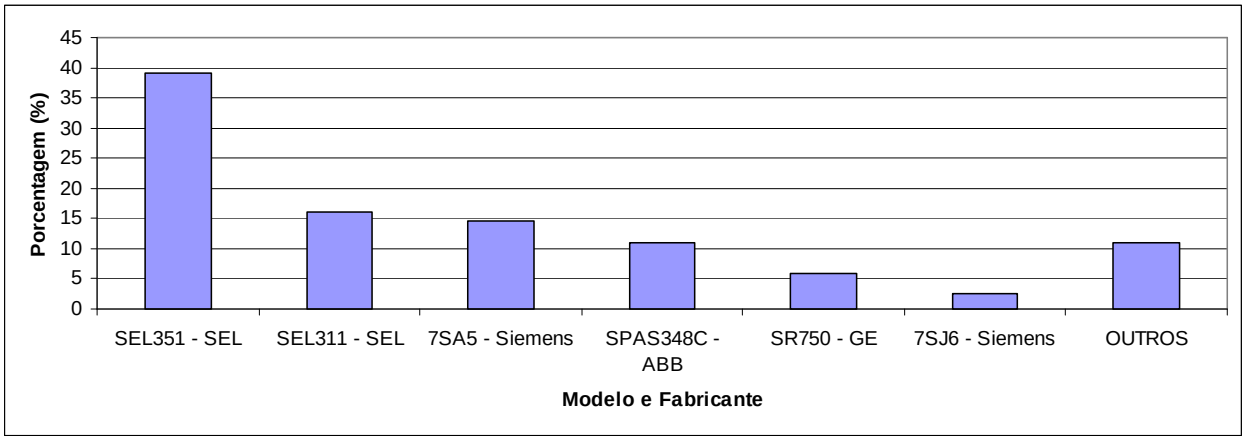

Gráfico 4 - Modelos mais comuns para a função direcional

Função de distância (ANSI 21)

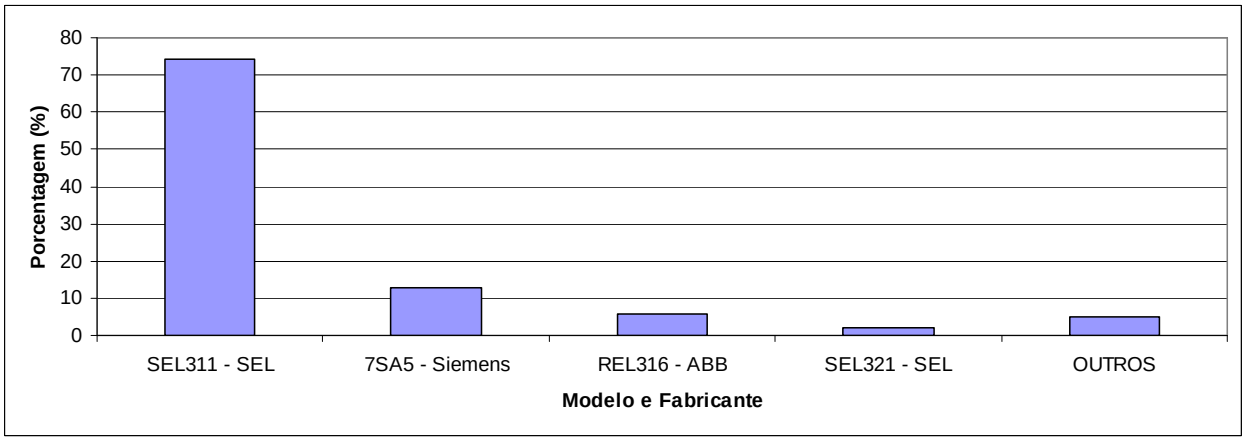

Gráfico 5 - Modelos mais comuns para a função de distância

Função diferencial (ANSI 87)

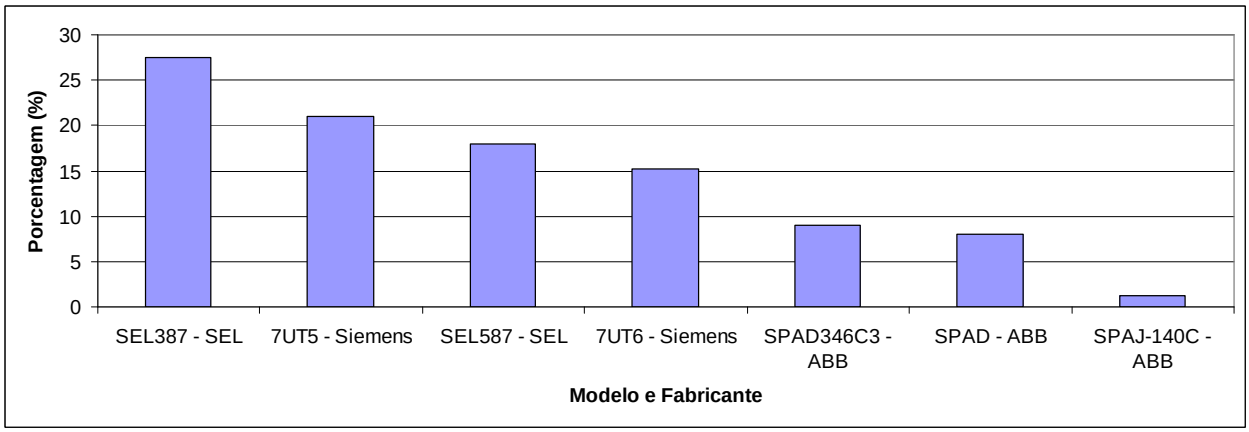

Gráfico 6 - Modelos mais comuns para a função diferencial

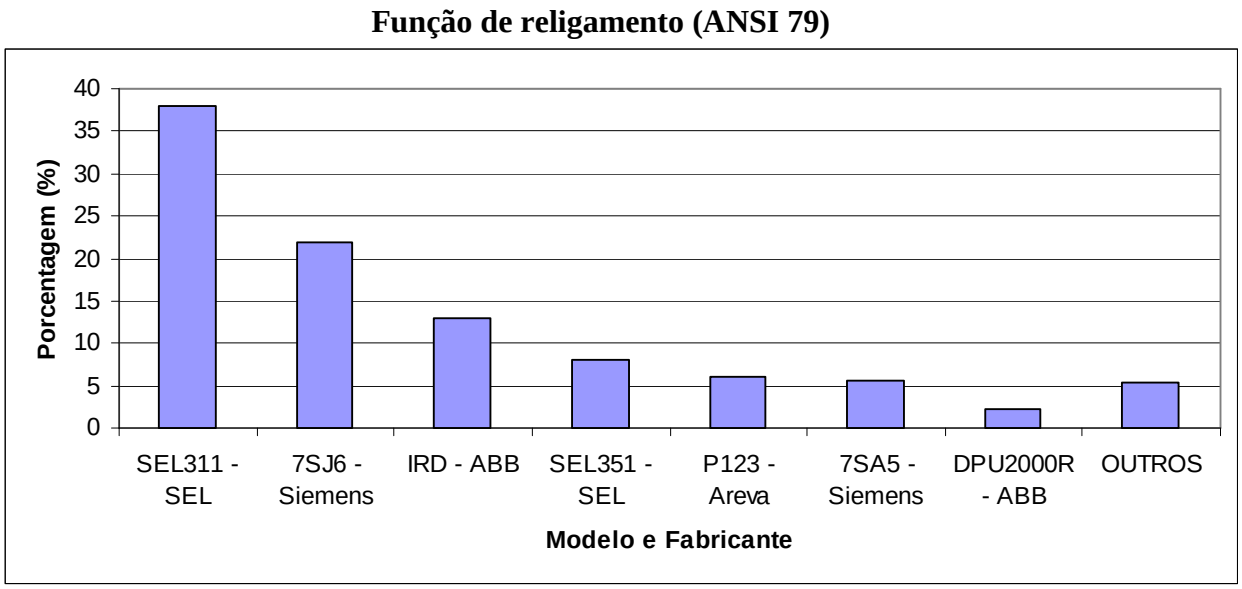

Gráfico 7 - Modelos mais comuns para função de religamento

Outro aspecto analisado na fase de levantamento das características dos equipamentos foram os protocolos de comunicação utilizados. O Gráfico 8 mostra o porcentual dos protocolos com maior incidência nos equipamentos instalados nas subestações da CPFL. Devido à definição do protocolo DNP 3.0 como padrão na compra de equipamentos novos na CPFL, sua representatividade nas subestações é de aproximadamente 50%.

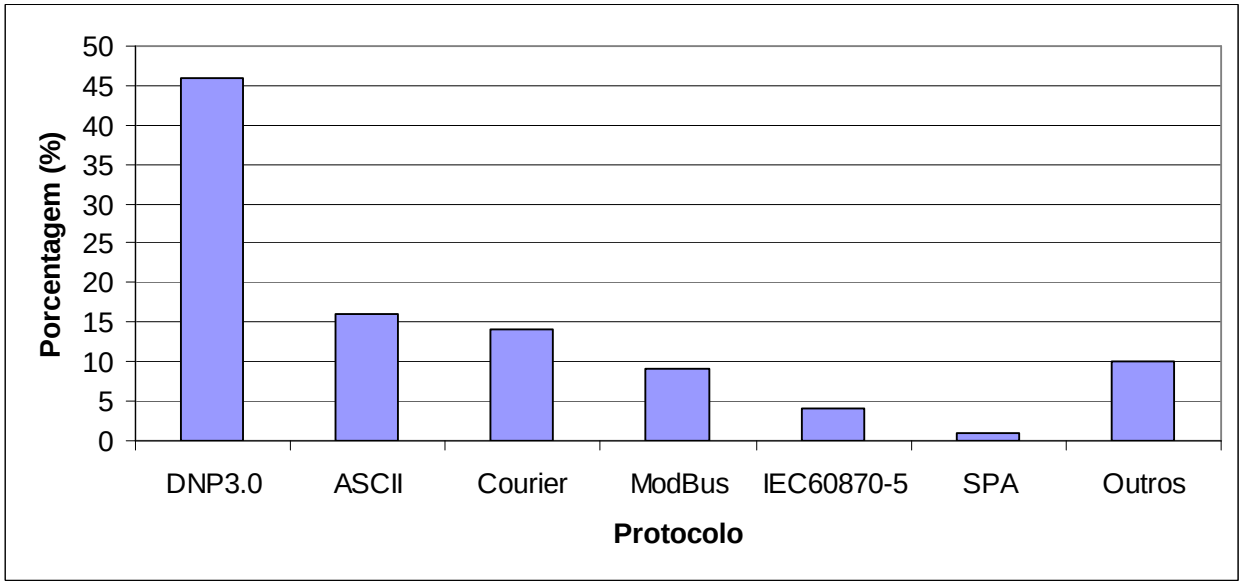

Gráfico 8 - Protocolos mais utilizados pelos relés digitais

Em virtude dos dados apresentados nos gráficos acima e também com o intuito de adquirir equipamentos multifuncionais para que fosse possível testar todas as funções de proteção básicas (ver Apêndice B) e protocolos de comunicação de uma subestação de distribuição típica da CPFL, foram selecionados para serem testados no ProtLab, os relés e os protocolos de comunicação descritos a seguir.

3.2.1. SEL – 451

O relé SEL-451 é destinado à proteção da linha na entrada da subestação distribuidora típica estudada. A seguir algumas das funções de proteção mais relevantes do relé.

- 51P/51N/51GS: sobrecorrente temporizada de fase, neutro e terra
- 50P/50N/50Q: quatro elementos de sobrecorrente de fase, neutro e sequência negativa
- 67/67N: proteção direcional de fase e neutro
- 50BF: falha do disjuntor
- 79: religamento automático

Seus principais protocolos de comunicação disponíveis são: DNP3.0 e IEC61850.

O relé gera o registro de eventos e disponibiliza dados analógicos, dados digitais e os ajustes do relé, armazenados em memória não-volátil. Esse registro de eventos é uma descrição dos dados que o relé registrou, por exemplo, correntes, tensões, saídas de controle, etc., em resposta a um evento de *trigger*.

É possível acessar os eventos somente através das portas de comunicação serial e *Ethernet*, utilizando o *software* AcSELerator. Pelo painel frontal é disponibilizado apenas um resumo do registro de eventos.

Quanto à oscilografia, o relé oferece o *Raw Data Oscillography*, opção que disponibiliza os transientes das formas de onda de tensão e corrente, podendo o ajuste de amostragem ser feito em 8000, 4000, 2000 ou 1000 amostras/segundo. Outra opção é o *Event Report Oscilography from Filtered Data*, opção que disponibiliza, através das taxas de amostragem de 4 e 8 amostras/segundo, informações precisas das grandezas de proteção. Diferente do *Raw Data*, esse

registro contém dados filtrados que o relé utiliza para tomar as decisões de proteção, que são úteis para determinação do motivo pelo qual relé operou por um ajuste em uma determinada condição.

O relé SEL-451 possui funções de medição, disponibilizando informações de corrente, tensão, frequência e potências. Também são fornecidas informações de demanda, que viabilizam a utilização do sistema de forma estratégica e econômica.

Os dados de medição mais significativos disponibilizados são: corrente e tensão nas fases, corrente de sequência zero, positiva e negativa, potência ativa e reativa nas fases, potência ativa e reativa trifásica, fator de potência nas fases, fator de potência trifásico, tensão do banco de bateria, frequência da rede, demanda de corrente das fases e demanda de corrente de sequência zero. Sobre a falta são disponibilizados os *flags* de operação, partida do elemento de sobrecorrente temporizado e o valor da corrente de falta.

3.2.2. GE – D60

O relé GE-D60 é destinado à proteção da linha na entrada da subestação distribuidora típica estudada. A seguir algumas das funções de proteção mais relevantes do relé.

- 50P/50N/50G/50_2: sobrecorrente instantânea de fase, neutro, terra e sequência negativa
- 51P/51N/51G/51_2: sobrecorrente temporizada de fase, neutro, terra e sequência negativa
- 67P/67N/67_2: sobrecorrente direcional de fase, neutro e sequência negativa
- 21: proteção de distância com 5 zonas de configuração
- 21N: proteção de distância de neutro com 5 zonas de configuração
- 50BF: falha do disjuntor
- 79: religamento automático

Seus principais protocolos de comunicação disponíveis são: Modbus, DNP3.0 e IEC61850.

O relé é capaz de armazenar até 1024 eventos, listados de forma cronológica do registro mais recente até o mais antigo. Caso a memória esteja completamente cheia, o registro mais antigo será automaticamente substituído pelo mais recente.

Além do registro de eventos, o relé possibilita armazenar até 15 faltas. Através do painel frontal é possível obter informações resumidas sobre a falta e, para informações mais detalhadas, é necessário utilizar o *software* Enervista.

O número de registros oscilográficos é selecionável, porém o número de ciclos que são capturados em um único registro varia baseado em fatores como a taxa de amostragem e o número de módulos operacionais. Há um valor fixo de memória reservada para a função de oscilografia, possibilitando armazenar até 32 registros a uma taxa de 64 amostras/segundo, porém o tempo de armazenamento é reduzido (9,5 ciclos de registro). Os dados capturados podem ser ajustados através da posição do *trigger*, por exemplo, ajustando-o em 25%, de forma que 25% do tempo total fica destinado ao registro da pré-falta e 75% para o intervalo durante a falta.

O relé possui funções de medição, disponibilizando informações de corrente, tensão, frequência e potências. Os dados de medição mais significativos disponibilizados são: corrente e tensão nas fases, corrente de neutro, potência ativa, reativa e aparente nas fases, potência ativa, reativa e aparente trifásica, fator de potência nas fases, fator de potência trifásico e frequência da rede. Sobre a falta são disponibilizados os *flags* de operação, partida do elemento de sobrecorrente temporizado e o valor da corrente de falta.

3.2.3. GE – F35

O relé GE-F35 é destinado à proteção de um dos alimentadores da subestação distribuidora típica estudada. A seguir algumas das funções de proteção mais relevantes do relé.

- 50/51: sobrecorrente instantânea/temporizada
- 50/51N: sobrecorrente instantânea/temporizada de neutro
- 51GS: sobrecorrente temporizada de terra
- 79: religamento automático

Seus principais protocolos de comunicação disponíveis são: Modbus, DNP3.0 e IEC61850.

As funções de registro de eventos e oscilografia são idênticas as do relé GE-D60, e os dados de medição mais significativos disponibilizados são: corrente e tensão nas fases, corrente de neutro, corrente de terra, corrente de sequência zero, positiva e negativa, potência ativa, reativa e aparente nas fases, potência ativa, reativa e aparente trifásica, fator de potência nas fases, fator de potência trifásico, demanda de corrente das fases e demanda de corrente trifásica. Sobre a falta é disponibilizado a corrente de falta, tipo da falta, elemento que atuou, atuação do religador e contagem de religamentos.

3.2.4. Areva P145

O relé P145 da Areva é destinado à proteção de um dos alimentadores da subestação distribuidora típica estudada. A seguir algumas das funções de proteção mais relevantes do relé.

- 50/51: quatro estágios de sobrecorrente instantânea e temporizada de fase
- 50N/51N: três elementos independentes de sobrecorrente temporizada de neutro
- 51GS: sobrecorrente temporizada de terra
- 67/67N: possibilidade de ajustar quaisquer das unidades de sobrecorrente mencionadas anteriormente de forma direcional
- 46: quatro estágios de sobrecorrente de sequência negativa
- 50BF: falha de disjuntor
- 79: quatro disparos de religamento do disjuntor, com checagem de sincronismo

Seus principais protocolos de comunicação disponíveis são: Courier e IEC61850.

Existe uma área de memória reservada para o registro de distúrbios. A quantidade de registros depende na duração que foi escolhida para a gravação de cada distúrbio. Tipicamente o relé armazena 50 registros, com duração de 1,5 segundos cada um. A taxa de amostragem tomada é de 24 amostras por ciclo.

Os tempos antes e depois da atuação do registro da falta são ajustados em uma combinação de duração e posição do *trigger*. Não é possível fazer a visualização dos registros de distúrbios através do painel frontal do relé, para tanto deve ser utilizado o *software* MiCOM S1.

O relé disponibiliza uma variedade de grandezas medidas e calculadas do sistema de potência. Esses valores medidos são atualizados a cada segundo e podem ser vistos diretamente no visor de LCD frontal do relé ou via *software* MiCOM S1. Os dados de medição mais significativos disponibilizados são: corrente e tensão nas fases, corrente de neutro, corrente de sequência zero, positiva e negativa, potência ativa, reativa e aparente nas fases, potência ativa, reativa e aparente trifásica, fator de potência nas fases, fator de potência trifásico e demanda de corrente das fases. Sobre a falta é disponibilizado a fase que ocorreu a falta, valor da corrente no momento da falta, frequência da corrente de falta e tempo de duração da falta.

3.2.5. ZIV 8IRV

O 8IRV da ZIV é destinado à proteção de um dos alimentadores da subestação distribuidora típica estudada. A seguir algumas das funções de proteção mais relevantes do relé.

- 50/50Q/50N: sobrecorrente instantânea de fase, sequência e neutro
- 51/51Q/51N/51GS: sobrecorrente temporizada de fase, sequência, neutro e terra
- 67/67N//67Q: possibilidade de ajustar quaisquer das unidades de sobrecorrente mencionadas anteriormente de forma direcional
- 46: sobrecorrente de sequência negativa
- 50BF: falha de disjuntor
- 79: religamento

Seus principais protocolos de comunicação disponíveis são: Procome, Modbus e DNP3.0.

A capacidade do equipamento é de 200 registros de eventos em memória não volátil. Os sinais que geram os eventos são selecionáveis pelo usuário e seu registro é realizado com uma resolução de 1ms. O sistema incorpora registro de relatórios de

falta no qual é armazenada a informação mais relevante relacionada com as 15 últimas faltas registradas pelo equipamento e é oferecida para consulta através das portas de comunicação.

Quanto à oscilografia, a frequência de amostragem e armazenamento é de 32 amostras por ciclo, com 15 segundos de armazenamento total. É garantida a permanência da informação, com o equipamento desconectado da alimentação, durante 27 dias. Podem ser registradas as grandezas analógicas, as entradas digitais do equipamento e os sinais internos gerados pela proteção, religamento e a lógica programável.

O relé possui funções de medição, disponibilizando informações de corrente, tensão, frequência e potências. Os dados de medição mais significativos disponibilizados são: corrente e tensão nas fases, conteúdo de harmônicos até a oitava ordem de corrente e tensão, correntes e tensões de sequência positiva, negativa e zero, potência ativa, reativa e aparente, fator de potência e frequência da rede. Sobre a falta são disponibilizados os *flags* de operação, partida do elemento de sobrecorrente temporizado e o valor da corrente de falta.

3.2.6. ABB DPU-2000R

O relé DPU-2000R da ABB é destinado à proteção de um dos alimentadores da subestação distribuidora típica estudada. A seguir algumas das funções de proteção mais relevantes do relé.

- 51P/51N: sobrecorrente temporizada de fase e neutro
- 50P/50N: sobrecorrente instantânea de fase e neutro
- 51GS: sobrecorrente sensível a terra
- 46: sobrecorrente de sequência negativa temporizada
- 67/67N: sobrecorrente direcional de fase e de neutro
- 79: religamento

Seus principais protocolos de comunicação disponíveis são: Modbus e DNP3.0.

O registro de faltas do relé contém informação das últimas 32 faltas, disponibilizando apenas informações sobre uma falta por vez. O relé disponibiliza informações como

o número da sequência de religamentos, elemento que causou o disparo, resistência da falta, tempo de operação do relé, magnitude e ângulos das correntes de fase e neutro, tensões, sequência positiva e negativa das tensões, entre outras.

O espaço em memória para o armazenamento dos registros oscilográficos das faltas é fixo, podendo ser configurado para salvar oito, quatro, duas ou apenas uma falta, porém o número de ciclos oscilografados é inversamente proporcional ao número de faltas ao qual o relé está programado, sendo 8 ciclos quando configurado para registrar oito faltas até 64 ciclos para registro de uma única falta. A taxa de amostragem é de 32 pontos por ciclo. O relé ainda pode ser programado para começar registrar as formas de onda alguns ciclos antes da falta ocorrer.

O relé possui funções de medição, disponibilizando informações de corrente, tensão, frequência e potências pelo *software* WinECP. Também são fornecidas informações de demanda e demanda de pico, que viabilizam a utilização do sistema de forma estratégica e econômica. Os dados de medição mais significativos disponibilizados são: corrente e tensão nas fases, corrente de neutro, corrente de sequência negativa e positiva, fator de potência, frequência da rede, potência ativa e reativa nas fases e potência ativa e reativa trifásica. Sobre a falta é disponibilizado o elemento que atuou, tempo de operação do relé, número da sequência de religamento, correntes de fase e neutro e tensões.

3.2.7. Siemens - 7SJ64

O relé Siemens 7SJ64 é destinado à proteção da entrada de linha da subestação distribuidora típica estudada. A seguir algumas das funções de proteção mais relevantes do relé.

- 50/51/50N/51N: sobrecorrente instantânea e temporizada para fase e neutro
- 51GS: sobrecorrente temporizada de terra
- 67/67N: possibilidade de ajustar quaisquer das unidades de sobrecorrente mencionadas anteriormente de forma direcional
- 46: proteção de sequência negativa
- 67N(s)/50N(s): proteção direcional ou não direcional sensíveis a faltas à terra
- 50BF: falha no disjuntor

- 79: religamento

Seus principais protocolos de comunicação disponíveis são: Modbus, DNP3.0, IEC60870-5-103 e IEC61850.

O registro de faltas e a oscilografia do relé contém valores instantâneos das grandezas medidas, amostrados em intervalos de 1,67 ms e armazenados em *buffer* cíclico (12 amostras por período). Durante uma falta no sistema, esses dados são armazenados por um tempo que pode ser ajustado, com tempo máximo de 5 segundos para cada gravação de falta, sendo que até 8 faltas podem ser armazenadas. Durante uma gravação oscilográfica pode ser determinado o instante que o programa começa salvar a falta (instante pré-falta) e também a duração da gravação.

Os dados podem ser salvos via interfaces seriais por meio de um computador pessoal e avaliados com o programa de processamento dos dados de proteção DIGSI® 4 e o *software* de análise gráfica SIGRA 4.

A transferência dos dados oscilografados pode ser feita de forma automática, podendo ser ajustada para enviá-los a cada detecção de falta ou somente após um disparo, via protocolo IEC61850.

Os dados de medição mais significativos disponibilizados são: corrente e tensão nas fases, corrente de sequência zero, positiva e negativa, potência aparente e frequência da rede. Sobre a falta é disponibilizado o elemento que atuou, tempo de operação do relé, sequência de religamento, correntes de fase e neutro e tensões.

3.2.8. Siemens - 7UT612

O relé 7UT612 da Siemens é destinado à proteção de transformador abaixador da subestação distribuidora típica estudada. A seguir algumas das funções de proteção mais relevantes do relé.

- 87: proteção diferencial
- 87N: proteção de falta à terra restrita
- 51P/51N: sobrecorrente temporizada para correntes de fase e residual
- 51GS: sobrecorrente temporizada de terra

- 49: proteção de sobrecarga térmica
- 50BF: proteção de falha do disjuntor

Seus principais protocolos de comunicação disponíveis são: Modbus, DNP3.0, IEC60870-5-103 e IEC61850.

As características do relé quanto aos registros de faltas e oscilografia são idênticas ao relé 7SJ64 da Siemens, descrito no item anterior.

O relé possui funções de medição, disponibilizando dados de corrente (nos dois lados), tensão, frequência, potências e características específicas do transformador. Os dados de medição mais significativos disponibilizados ao sistema são: corrente lado 1 e lado 2 nas fases, corrente lado 1 e lado 2 de sequência zero, positiva e negativa, ângulo de fase lado 1 e 2, potência aparente, frequência da rede, corrente diferencial e corrente de restrição. Sobre a falta é disponibilizado o elemento atuado, valor da corrente de atuação, tempo de atuação do relé entre outros.

3.2.9. Relés eletromecânicos e estáticos

Conforme constatado no levantamento de campo, as subestações da CPFL são constituídas, em sua maioria, por relés eletromecânicos e estáticos. Para tentar reproduzir uma subestação real da melhor forma possível, foram analisados dois relés eletromecânicos e um relé estático, com funções de sobrecorrente, diferencial e religamento, mesmo com a maior dificuldade de se obter informações desses relés.

3.2.9.1 Relé eletromecânico de sobrecorrente – GE IAC

Este relé de sobrecorrente possui elementos de atuação instantânea e temporizada (curva inversa). A Figura 18 mostra as principais partes de ajuste da unidade IAC.

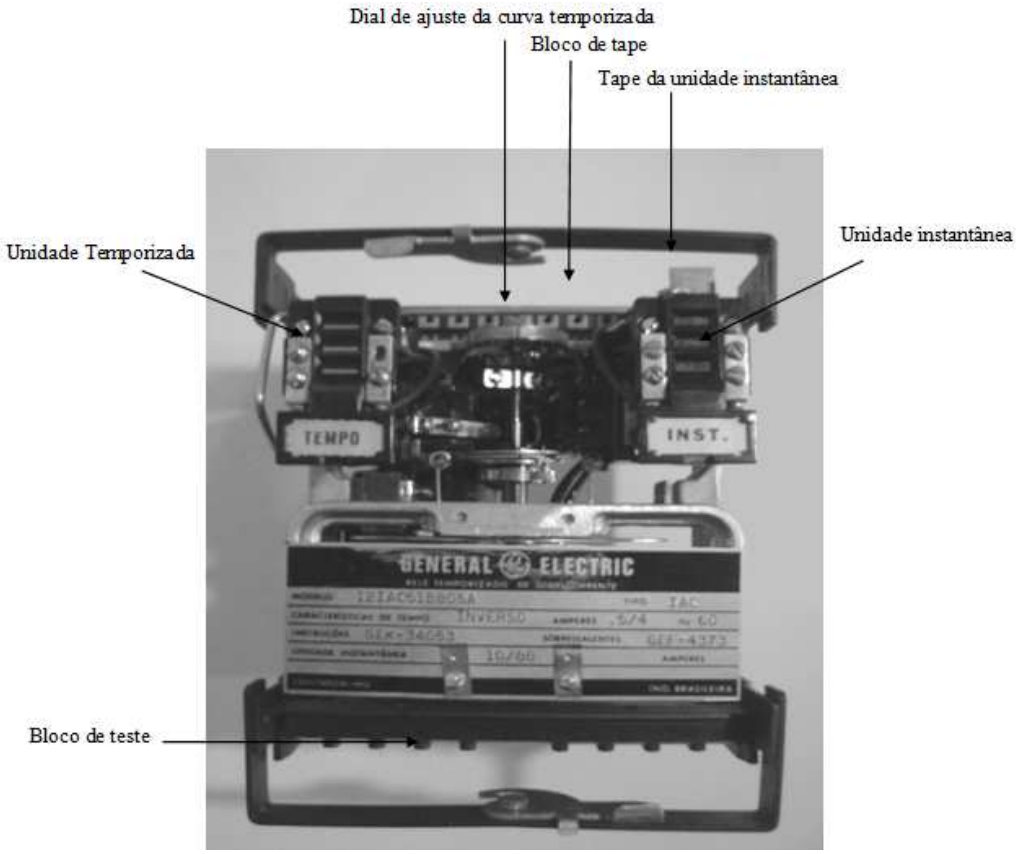

Figura 18 - Vista interna do relé de sobrecorrente IAC da GE

Para parametrizar o relé IAC é necessário fazer os ajustes da unidade instantânea (tape) e da unidade temporizada (tape, tipo de curva e dial de tempo).

Diferentemente do que ocorre nos relés digitais, onde é possível escolher o tipo de curva que é utilizada pela unidade temporizada, nos relés eletromecânicos o tipo de curva faz parte das características construtivas, não havendo a possibilidade de alterá-la. No modelo utilizado, a curva de temporização é do tipo normalmente inversa.

Em caso de necessidade de extração do relé, seja por manutenção ou por outro motivo, é necessário remover a palheta presente no bloco de teste, que tem por função fazer o *by-pass* do relé sem que haja o desligamento do transformador de corrente, que pode continuar ligado em série a outro relé.

O relé IAC da GE, assim como todos os relés eletromecânicos, não disponibiliza o sinal de partida do elemento de sobrecorrente temporizado. Dessa forma, foi necessário utilizar um dispositivo especial para simular o sinal de partida do relé, através do sinal da corrente que deve ser monitorada por esse dispositivo.

3.2.9.2 Relé eletromecânico diferencial – GE BDD

Este relé é utilizado para proteger transformadores de dois enrolamentos. A Figura 19 mostra as principais partes de ajuste da unidade BDD.

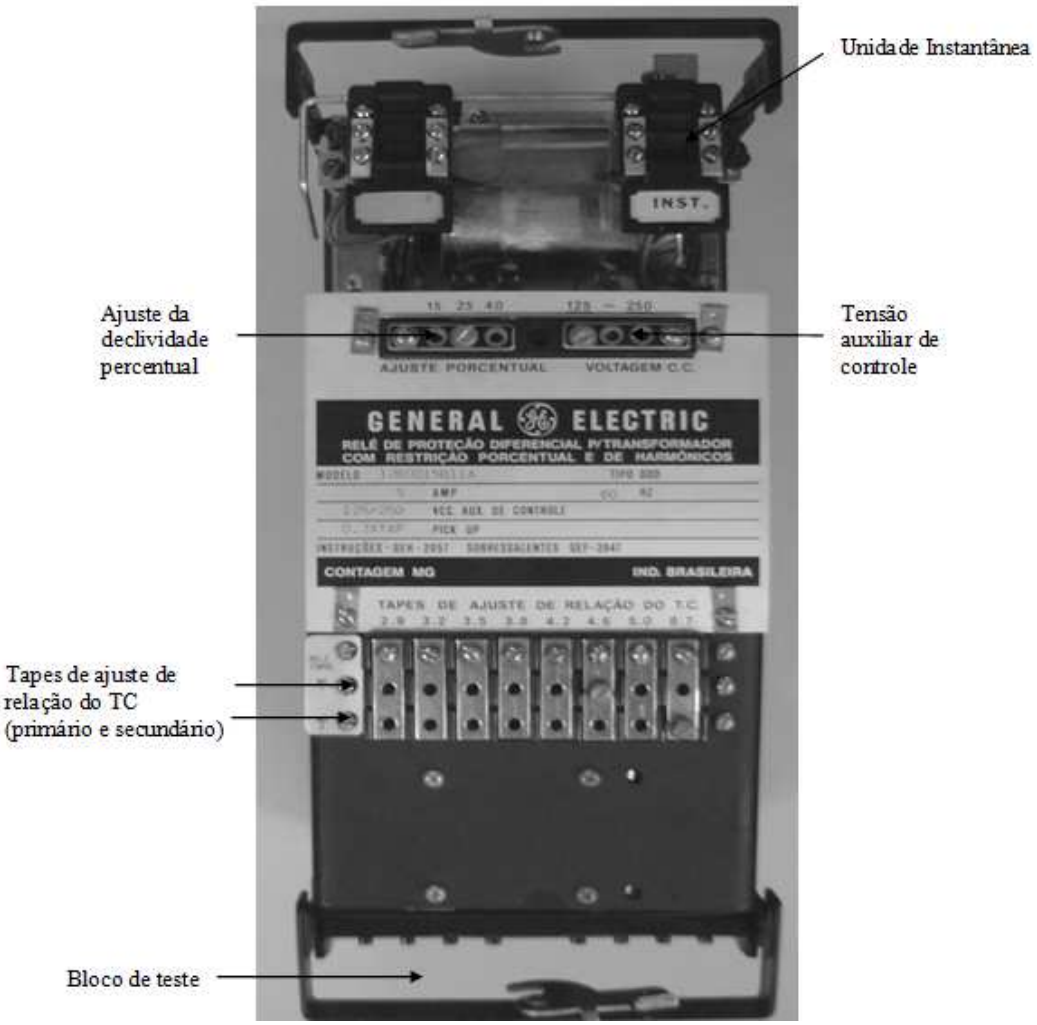

Figura 19 - Vista interna do relé diferencial BDD da GE

O relé utilizado é do tipo com restrição percentual e de harmônicos, e possui também uma unidade de sobrecorrente instantânea. Para ser feita a parametrização do relé diferencial é necessário definir as relações de transformação dos TC's instalados no primário e secundário do transformador de potência, a declividade da curva de operação e o tape do elemento instantâneo, caso o mesmo esteja configurado para atuar. Os valores de restrição de harmônicos são fixos, não há como mudá-los.

3.2.9.3 Relé estático de religamento

No vão dos alimentadores costuma ser instalado um relé de religamento, pois boa parte dos curtos-circuitos é de natureza transitória e, após a atuação da proteção, o religador entra em operação e tem a função de restabelecer o fornecimento elétrico na expectativa que a falta tenha sido sanada.

Em caso de permanência da falta, o religador religa o disjuntor por um determinado número de vezes, e em seguida vai para bloqueio, travando o disjuntor na posição aberto e impedindo que o mesmo seja religado. A Figura 20 apresenta uma vista frontal do relé de religamento que foi estudado.

Figura 20 - Vista frontal do relé religador RCSE da Westinghouse

O relé possibilita a manipulação do número de disparos para bloqueio, número de disparos instantâneos, tempos de religamento (tempo morto) e rearme.

3.3. Adaptação das funções dos relés não digitais

O uso dos relés não digitais descritos no item anterior gera uma dificuldade, pois devido à inexistência de portas de comunicação para conexão em rede, não é possível integrar os dados desses dispositivos e, dessa forma, torna-se necessário a

utilização de um equipamento intermediário que faça a extração de sinais desses relés e que armazene seus registros oscilográficos.

Uma característica importante que esse equipamento intermediário deve ter é a capacidade de suportar até 20 * I_{NOM}, pois o mesmo deve ser instalado no TC de proteção e não no TC de medição, que satura para correntes próximas de 4 * I_{NOM}. O TC de proteção é dimensionado para não saturar nem em condições anormais (curtos-circuitos), já os TC's de medição saturam após um determinado nível de corrente e, consequentemente, apresentam erros nas leituras para altas correntes, embora sejam mais precisos fora da zona de saturação. Como o sistema deve registrar a corrente de falta que sensibiliza o relé, torna-se necessário a utilização de um equipamento de medição que suporte corrente de até 20 * I_{NOM}, instalado no TC de proteção, igual a um relé de proteção.

Visando atender aos requisitos de comunicação com o sistema, a suportabilidade às altas correntes de curto-circuito e a capacidade de monitorar sinais de disparo dos relés eletromecânicos de proteção, atuação do relé de religamento e contatos presentes nos vãos do alimentador e retaguarda, foi selecionado registrador digital de perturbações da Areva (Bitronics) para ser utilizado na pesquisa.

3.3.1. Registrador digital de perturbações (Bitronics)

Antes do desenvolvimento deste item é importante classificar os sinais em dois grupos, os sinais de contatos rápidos e contatos lentos. Os sinais de contatos rápidos correspondem à atuação dos relés de proteção, onde o tempo entre o fechamento e abertura do contato é da ordem de milissegundo, já os contatos lentos correspondem às chaves e relés de bloqueio, que não precisam ser monitorados em resolução de milissegundo, pois permanecem em uma posição (aberto/fechado) por um longo intervalo de tempo e o exato momento da mudança de estado não é crítico.

O registrador digital de perturbações (Bitronics), modelo M872, possui resolução de milissegundo e por isso foi usado para monitorar os sinais de contatos rápidos. Tem-se a seguir algumas características importantes do equipamento.

- 6 entradas de tensão e 6 entradas de corrente, que possibilitam ao medidor fazer simultaneamente a leitura de tensão e corrente dos vãos do alimentador e de retaguarda;
- 40 entradas digitais distribuídas em 5 placas de aquisição com 8 sinais de entrada e 4 sinais de saída em cada uma, responsáveis por monitorar os contatos dos relés eletromecânicos com varreduras de canal a canal na resolução de 200 milissegundos;
- Comunicação via rede *Ethernet*, através dos protocolos DNP 3.0 e IEC61850;
- O equipamento possibilita que *triggers* sejam acionados através de eventos, como a mudança de estado de uma entrada digital ou a obtenção de um determinado valor de corrente.

A Figura 21 mostra como o Bitronics seria instalado no vão de um alimentador real. Pode ser observado que o equipamento fica em serie com os relés eletromecânicos de fase e a corrente de neutro é obtida através da soma vetorial das correntes das fases, da mesma forma feita por alguns relés digitais.

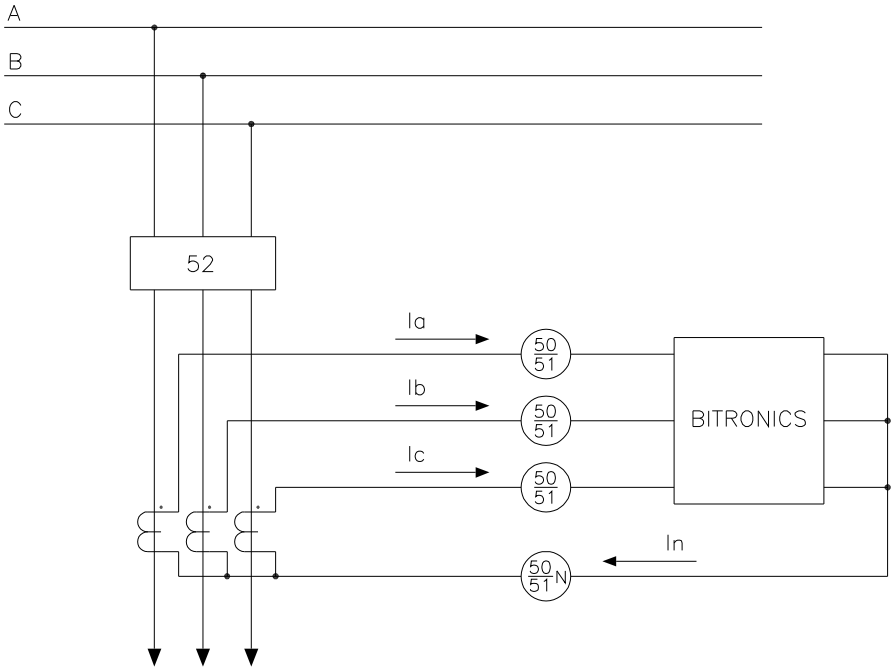

Figura 21 - Esquema de ligação do Bitronics no vão eletromecânico do alimentador

Um exemplo prático da utilização do Bitronics pode ser melhor visualizado para o relé de sobrecorrente IAC da GE, que não disponibiliza o sinal de partida do elemento de sobrecorrente temporizado. Com a utilização do Bitronics é possível

simular a corrente de partida desse relé através dos dados de corrente do vão que são monitorados.

A Figura 22 apresenta a curva de operação de um relé eletromecânico de sobrecorrente, onde podem ser verificadas as regiões de operação (Região 2) e não-operação (Região 1).

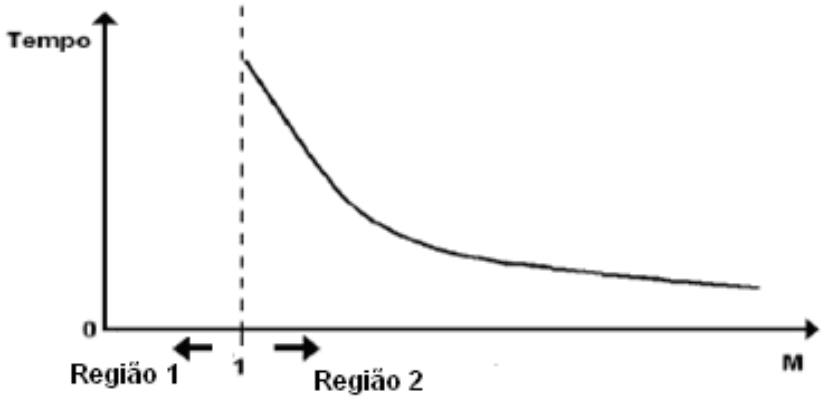

Figura 22 - Curva inversa do relé de sobrecorrente temporizado

O Bitronics monitora a corrente do vão e é ajustado para simular a partida do relé temporizado de sobrecorrente para os valores de corrente maiores que a corrente de atuação, pertencentes à região 2, acionando a contagem de tempo.

Os dados disponibilizados ao sistema através do Bitronics, com o uso do protocolo IEC 61850 ou do DNP 3.0, são: corrente e tensão nas fases, potência ativa, reativa e aparente nas fases e trifásica.

Os valores de corrente e tensão eficaz são amostrados a uma taxa de quatro amostras/ciclo. Já os valores calculados (potência ativa, reativa e aparente) são amostrados a uma taxa de uma amostra/ciclo. Os contatos de disparo e de religamento também são monitorados.

3.3.2. GE C30

Para monitorar os sinais de contatos lentos, foi adquirido o equipamento C30 da GE, com algumas de suas características descritas a seguir.

- Uma placa de aquisição com 32 entradas digitais que monitoram as chaves, relés de bloqueio e contatos responsáveis por fazer a sinalização do funcionamento dos relés
- Comunicação via rede *Ethernet* através do protocolo DNP 3.0

Como o C30 faz o monitoramento de contatos que podem permanecer em uma mesma posição por um longo intervalo de tempo, foi definido o tempo de 16ms para que o C30 faça uma nova checagem de estado dos contatos para confirmar se contato continua no mesmo nível lógico.

3.4. Seleção das variáveis adquiridas dos relés de proteção

As informações a serem adquiridas do sistema de proteção dependem do propósito da integração, tendo-se um conjunto distinto de variáveis que devem fazer parte do banco de dados integrado em função do departamento da concessionária interessado (manutenção, operação, planejamento, etc.). Por exemplo, o departamento de planejamento está interessado em dados como demanda do sistema, cadastro dos equipamentos, número de manobras, etc., já um departamento interessado no diagnóstico dos sistemas elétricos está mais interessado na atuação da proteção, quais foram os relés e funções que atuaram, o valor da corrente de falta, o instante da atuação e os ajustes dos relés. O enfoque da dissertação está justamente neste último caso, ou seja, os dados relacionados com o diagnóstico dos sistemas elétricos, que possibilitam a analise de casos de atuação da proteção, elaboração de diagnósticos sobre as faltas e realização de estudos de coordenação.

Atualmente, quando ocorre a atuação da proteção em uma subestação da CPFL, é preciso aguardar a divisão de serviços de campo fazer a coleta das informações necessárias para a análise dos eventos que ocasionaram a atuação da proteção. Dependendo da localização da subestação atingida pela falta, pode demorar até semanas para que os dados sejam coletados, dificultando o imediato diagnóstico do evento ocorrido.

Nesse ponto ficam claras as vantagens possibilitadas pela a integração das informações do sistema de proteção de uma subestação, já que após a aquisição

das informações pertinentes os dados podem ser enviados diretamente ao departamento interessado (nível remoto) de forma a agilizar e otimizar os trabalhos que dependem de informações provenientes dos sistemas de proteção.

No estudo realizado, o enfoque foi as informações relacionadas com a atuação da proteção, ou seja, correntes e tensões nas fases, correntes de sequência positiva, negativa e zero, partida das funções de sobrecorrente temporizadas, instante das atuações dos relés, funções que atuaram, duração das correntes de falta, entre outras. Ressalta-se que o conjunto de variáveis escolhidas para fazer parte do banco de dados pode ser diferente em função do usuário que faz uso dessas informações, ou então, pode-se fazer a aquisição do maior número de informações possíveis e filtrar os dados direcionados para cada tipo de usuário.

Nesse contexto, o levantamento das características dos relés feito nos itens anteriores é importante para a definição dos dados que devem fazer parte da base de dados integrada, já que os dados utilizados são função das informações disponibilizadas pelos relés de proteção.

4. PROTOCOLOS DE COMUNICAÇÃO E O SISTEMA *MULTIDRIVER*

A automação das subestações é um processo lento, gradual e custoso, por esse motivo, as subestações possuem relés de proteção de diferentes idades, tecnologias e protocolos de comunicação que devem coexistir. A integração das informações dos diversos relés de uma subestação é dificultada pelos diferentes protocolos de comunicação e os dados que cada tecnologia disponibiliza.

Para possibilitar a comunicação entre equipamentos que utilizam diferentes protocolos é necessário utilizar uma interface de protocolos que, usualmente, são implantadas em *hardware* dedicado e *software* desenvolvido através de linguagens de programação estruturadas ou orientada a objetos. Essas interfaces de protocolos podem ser utilizadas para permitir a integração de novos equipamentos com os já existentes, visto que as iniciativas para adoção de um protocolo padrão só fazem sentido em subestações novas ou com total substituição dos equipamentos existentes.

Na pesquisa, para integrar os dados dos relés de proteção de uma subestação de distribuição, foi utilizado um servidor OPC (OLE *for Process Control*) que, em linhas gerais, é um *software* dotado de interfaces padronizadas que possibilita a comunicação com diferentes protocolos, bem como fornece uma interface comum de acesso que independe do tipo de relé, protocolo de comunicação e fabricante.

4.1. O sistema Multidriver

O estudo considerou a utilização de diversos relés de proteção que se comunicam através de diferentes protocolos de comunicação, de forma que mesmo com toda a possível diversidade existente numa subestação real, deve ser possível adquirir informações de todos os relés do sistema de proteção da subestação.

Surge então a necessidade de desenvolver um módulo computacional responsável por se comunicar com diferentes relés, traduzir as informações adquiridas e armazená-las numa base de dados em linguagem padronizada. Esse módulo computacional foi denominado de *Multidriver*, constituído por uma CPU que abriga a

plataforma OPC, onde os diversos relés de proteção foram conectados via rede *Ethernet* e serial, de forma que os dados (estado, medição, disparos, etc.) possam ser processados, armazenados em um banco de dados, utilizados para executar operações locais ou enviados para níveis remotos.

Para tanto, o sistema *Multidriver* foi dividido em duas camadas, sendo a primeira correspondente à camada de conexão física e comunicação com os relés, onde foi utilizado o servidor OPC com a finalidade de estabelecer comunicação com diferentes protocolos presentes nos relés e disponibilizar suas informações de forma padronizada. Já a segunda camada corresponde ao *software* que acessa o servidor OPC, fazendo a coleta dos dados de cada relé de proteção.

Os relés utilizados na pesquisa disponibilizam comunicação através de diversos protocolos de comunicação distintos. Em função das possibilidades existentes foi feita uma seleção de alguns protocolos para serem testados, sendo eleitos os protocolos IEC61850, IEC60870-5-103, DNP3.0, ModBus e Courier.
Tendo em vista esses protocolos selecionados, os relés foram conectados ao sistema *Multidriver* de acordo com a topologia física apresentada na Figura 23.

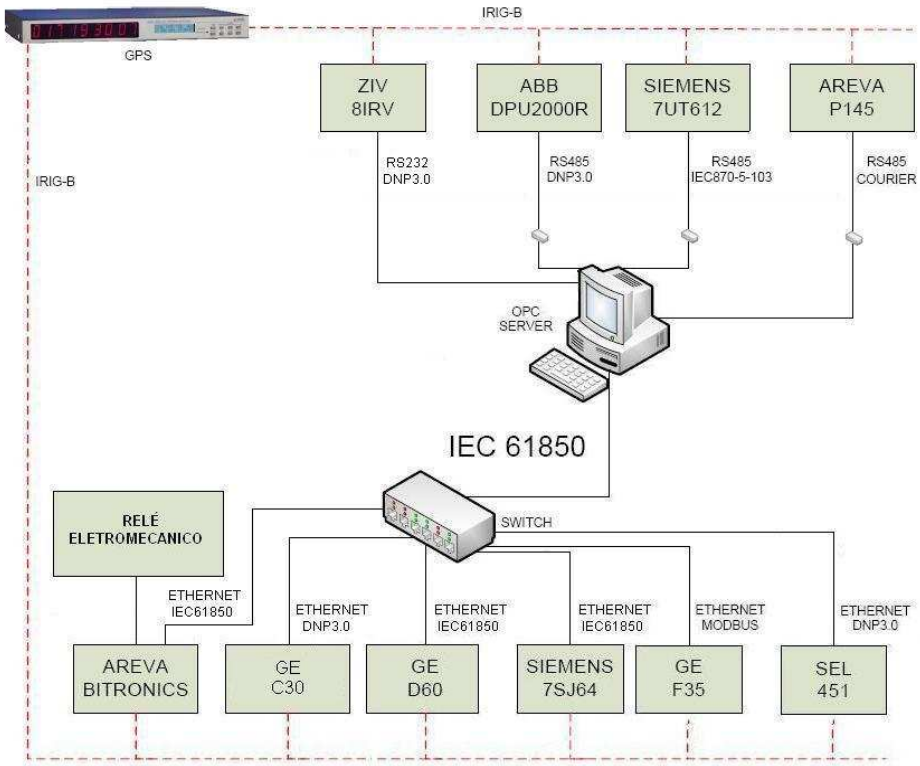

Figura 23 - Diagrama de conexão do servidor OPC com os relés

Para eliminar o conflito que pode ocorrer no trafego de dados vindos de diferentes protocolos sobre uma única rede RS485, foi necessária a criação de redes separadas para o tratamento individual de cada protocolo. O motivo disso é que o *software* utilizado no *Multidriver* trabalha com os diversos *drivers* de comunicação de forma independente, ou seja, não há organização entre eles quando se comunicam com os relés, podendo ocorrer conflito de dados quando mais de um *driver* estiver se comunicando sobre a mesma rede. Já na rede *Ethernet*, os dados vindos de diferentes *drivers* são encapsulados e enviados através de um único protocolo de rede, o TCP/IP, de forma que não ocorre conflito no fluxo de dados quando vários *drivers* se comunicam simultaneamente sobre a mesma rede.

Os dados dos relés de proteção que compõe a rede foram integrados através da plataforma OPC e os detalhes desse processo, assim como algumas das características do padrão OPC, estão descritos nos capítulos seguintes.

4.2. Padrão OPC (*OLE for Process Control*)

O padrão OPC é um conjunto de especificações desenvolvido para atender requisitos de comunicação da indústria, tendo em vista a flexibilidade e simplicidade de implementação (SOUZA et al., 2000). Esse padrão estabelece as regras para que sejam desenvolvidos sistemas com interfaces padronizadas para comunicação dos dispositivos de campo (CLPs, sensores, etc.) com sistemas de monitoração, supervisão e gerenciamento.

A primeira versão foi desenvolvida em 1996, resultando do trabalho conjunto de fornecedores de sistemas de automação auxiliados pela Microsoft, com a organização OPC Foundation responsável pelo conjunto de especificações e seu aperfeiçoamento. Em resumo, o padrão OPC trouxe as seguintes vantagens para automação industrial:

- Padronização das interfaces de comunicação entre os servidores e clientes de dados em tempo real, facilitando a integração e manutenção dos sistemas;
- Eliminação da necessidade de *drivers* de comunicação proprietários;

- Redução dos custos e tempo para desenvolvimento de interfaces e *drivers* de comunicação, com consequente redução do custo de integração de sistemas;
- Interoperabilidade entre sistemas de diversos fabricantes;
- Facilidade de desenvolvimento e manutenção de sistemas e produtos para comunicação em tempo real.

A primeira especificação OPC, chamada de *Data Access*, teve por objetivo padronizar a aquisição de dados do processo em tempo real, mas diferentes especificações que tratam de outros tipos de dados, como dados históricos e dados de alarmes e eventos também foram desenvolvidas. Tem-se a seguir uma breve descrição de algumas das especificações OPC[6].

- OPC Data Access (OPC DA): Usada para transferir dados em tempo real dos dispositivos de campo para IHMs, sistemas supervisórios e outros clientes.
- OPC *Historical Data Access* (OPC HDA): Diferentemente do OPC DA que permite o acesso em tempo real aos dispositivos, o OPC *Historical Data Access* provê acesso a dados já gravados, onde arquivos históricos podem ser recuperados para análise.
- OPC *Alarms & Events* (OPC A&E): Ao contrário do fluxo contínuo de dados da OPC DA, essa especificação disponibiliza notificações de alarmes e eventos, como mensagens sonoras ou não sonoras, ações do operador e alarmes do processo.
- OPC *Data Exchange* (OPC DX): Essa especificação transforma a arquitetura cliente/servidor na arquitetura servidor/servidor, definindo como os servidores OPC trocam dados com outros servidores OPC de forma homogênea, permitindo a interoperabilidade entre equipamentos de diferentes fabricantes.

O padrão OPC vem se consolidando no mercado e hoje é amplamente utilizado em processos de automação industrial e sistemas elétricos. A constante atualização e evolução das especificações do padrão, juntamente com a aderência dos fabricantes, garantem sua adequação às necessidades de utilização.

O desempenho do padrão OPC é dependente da forma como são implementados os clientes e os servidores, descritos nos próximos itens.

---

[6] Detalhes mais específicos sobre as especificações OPC podem ser acessados diretamente no site da OPC *Foundation* <www.opcfoundatition.org>.

4.3. Servidor OPC

O padrão OPC apresenta dois níveis de camadas: servidor e cliente. O servidor é responsável por fazer a comunicação com os equipamentos de campo, ou seja, é o servidor que estabelece comunicação com os relés de diversos fabricantes com diferentes tipos de protocolos e onde os dados são padronizados. Já o cliente OPC corresponde à camada de monitoração de dados (IHM's, sistemas supervisórios, etc.), onde é feita a leitura dos dados adquiridos pelo servidor.

Entre as camadas servidor e cliente está o DCOM (*Distributed Component Object Model*), que consiste em um conjunto de definições para permitir a implantação de aplicações distribuídas em uma arquitetura cliente-servidor no ambiente operacional Windows. Dessa forma, um cliente pode acessar informações provenientes de diferentes servidores ao mesmo tempo, e um servidor pode disponibilizar suas funcionalidades para diferentes clientes simultaneamente. Apesar disso, na pesquisa foi considerado somente um servidor e um cliente.

Todos os desenvolvedores OPC seguem as mesmas regras para o desenvolvimento de servidores e clientes OPC, ou seja, independentemente do fabricante, a arquitetura OPC sempre é a mesma, porém os protocolos de comunicação contemplados por diferentes desenvolvedores podem variar dependendo do foco de sua aplicação. A Figura 24 apresenta a arquitetura cliente-servidor OPC, já com os protocolos analisados na pesquisa.

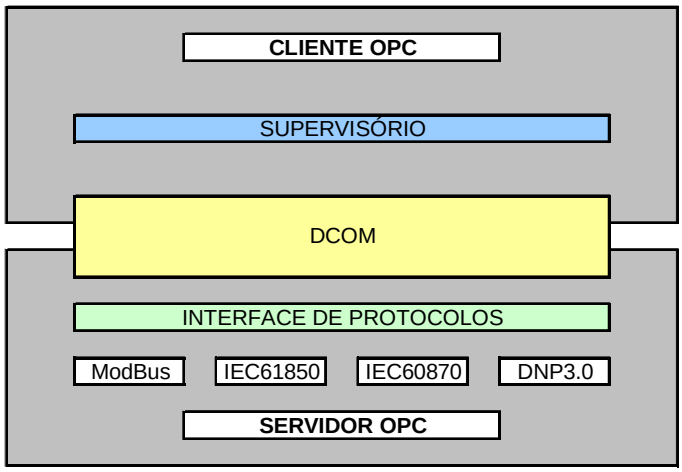

Figura 24 - Arquitetura do padrão OPC (OLE for Process Control)

Visando atender a todos os protocolos de comunicação estudados, foi feito um levantamento com diversos fabricantes de servidores OPC, sendo que somente dois desses fabricantes apresentaram o conjunto de protocolos necessários. Através de uma análise comparativa técnico-financeira entre esses produtos, foi selecionado o *software* IOserver para ser utilizado na pesquisa.

4.3.1. Grupos e itens OPC

Além do cliente e servidor, a arquitetura do padrão OPC pressupõe a existência de mais dois objetos básicos, grupo e item. Para o cliente, o servidor é apenas uma estrutura de armazenamento de grupos que, por sua vez, tem como função básica armazenar os itens.

Os itens são os elementos mais simples nas especificações OPC e representam conexões aos pontos de entrada e saída, ou seja, o item não é um valor, mas apenas o meio de acesso para um valor. Assim, uma variável de entrada ou saída pode ser representada por itens distintos, com propriedades distintas, e compartilhadas por mais de um cliente (SOUZA et al., 2000).

O Grupo OPC corresponde à estrutura onde são organizadas e definidas as características de leitura e escrita dos itens. Existem determinados tipos de dados que precisam ser atualizados mais rapidamente que outros, ou mesmo, dados que não precisam ser atualizados o tempo todo. Para tanto, o servidor OPC possibilita a criação de diferentes tipos de grupos para que assim seja possível agrupar os itens que contenham as mesmas características de leitura e de escrita. Os principais tipos de leitura que podem ser configurados no servidor OPC estão descritos a seguir.

- Leitura Síncrona: depende de uma confirmação de execução antes de uma nova leitura e, enquanto isso, o cliente OPC fica inoperante;
- Leitura Assíncrona: o cliente continua fazendo novas solicitações enquanto o servidor busca os dados requisitados anteriormente e o servidor pode aceitar, simultaneamente, varias solicitações de dados;
- Leitura cíclica: os dados são enviados sempre que o cliente requisitar;

- Leitura por mudança de estado: o servidor é o responsável por enviar para o cliente os itens que sofreram alteração de estado, existindo ainda a possibilidade de determinar limites de banda morta para um determinado item, ou seja, quando o dado de um determinado item ultrapassar um valor pré-estabelecido pelo usuário, o servidor envia automaticamente a informação para o cliente.

A escrita de dados funciona de forma independente da leitura, podendo ser síncrona ou assíncrona, entretanto, os comandos de escrita são executados imediatamente pelo servidor e enviados diretamente para os relés.

O *software* possibilita uma taxa de varredura de dados de até 1 milissegundo, porém este valor pode ser influenciado dependendo do *hardware* onde o servidor OPC está instalado e também da rede de comunicação utilizada.

4.3.2. Configuração do Servidor OPC

Nesse capitulo é apresentado o conjunto de parâmetros necessários para estabelecer a comunicação entre o servidor OPC e os relés de proteção, a forma como são criados e configurados os grupos OPC e como são adicionados itens aos grupos OPC.

4.3.2.1 Configuração dos parâmetros da rede de comunicação

O *software* disponibiliza comunicação do tipo *Ethernet* (via TCP/IP) e serial (via RS485) e os parâmetros que devem ser configurados no servidor OPC, em cada caso, para estabelecer comunicação com os relés de proteção estão descritos a seguir.

- *Ethernet* (via TCP/IP)
  Os valores que devem ser inseridos ao programa são, basicamente, endereço IP do equipamento, o número da porta, e o protocolo da camada de transporte.
- Serial (via RS485)

Os principais valores que devem ser inseridos ao programa são, basicamente, endereço da porta serial, velocidade da transmissão, tipo de paridade, *data bits* e *stop bits*.

4.3.2.2 Configuração dos parâmetros de comunicação dos protocolos

O servidor OPC possui *drivers* que se comunicam com diversos protocolos de comunicação, incluindo todos os casos analisados.

Tem-se a seguir os parâmetros básicos que devem ser configurados no servidor OPC para estabelecer comunicação com cada protocolo. Ressalta-se que muitos dos parâmetros são padrões já definidos no *software* e não precisaram ser configurados.

- Modbus: ajuste para o *software* se comportar como mestre, configurar o endereço da estação escravo e selecionar o protocolo Modbus-Ethernet.
- Courier: ajuste para o *software* se comportar como mestre e configurar o endereço da estação mestre e da estação escravo.
- DNP 3.0: ajuste para o *software* se comportar como mestre e configurar o endereço da estação mestre e da estação escravo.
- IEC60870-5-103: ajuste para o *software* se comportar como mestre e configurar o endereço da estação mestre e da estação escravo.
- IEC61850: entrar com o endereço IP do relé.

Após a execução de todas as configurações, a Figura 25 apresenta a tela do *software* do servidor OPC, onde podem ser vistos todos os relés do sistema se comunicando com o servidor.

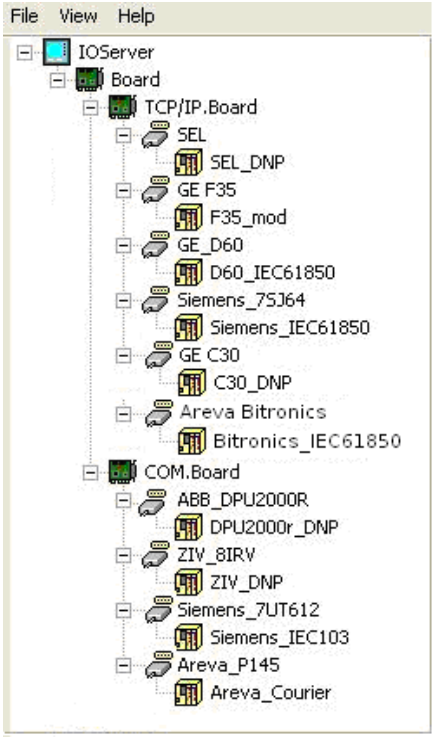

Figura 25 - Tela do servidor OPC

Pode-se verificar que o servidor OPC faz simultaneamente a comunicação com todos os relés, independentemente dos diferentes meios físicos e protocolos de comunicação. Por exemplo, o relé SEL está se comunicando através do protocolo DNP3.0 via rede *Ethernet*, enquanto que o relé 7UT612 da Siemens está se comunicando através do protocolo IEC60870-5-103 via rede serial RS485, e as informações de ambos estão disponíveis.

4.4. Cliente OPC

O servidor OPC concentra as informações dos relés de proteção de diferentes fabricantes e protocolos de comunicação, e o programa cliente OPC conecta-se a esse servidor e aguarda um sinal de atuação de algum relé. Quando isso ocorre o servidor envia um sinal para o cliente indicando que houve mudança nos valores configurados (leitura por mudança de estado) e então o programa cliente busca as informações somente do relé que detectou a falta e promoveu o disparo.

A partir do cliente OPC os dados integrados dos relés de proteção podem ser armazenadas em banco de dados, usados para funcionalidades locais de controle e

monitoramento ou mesmo enviados para níveis remotos. A Figura 26 ilustra o processo de forma simplificada.

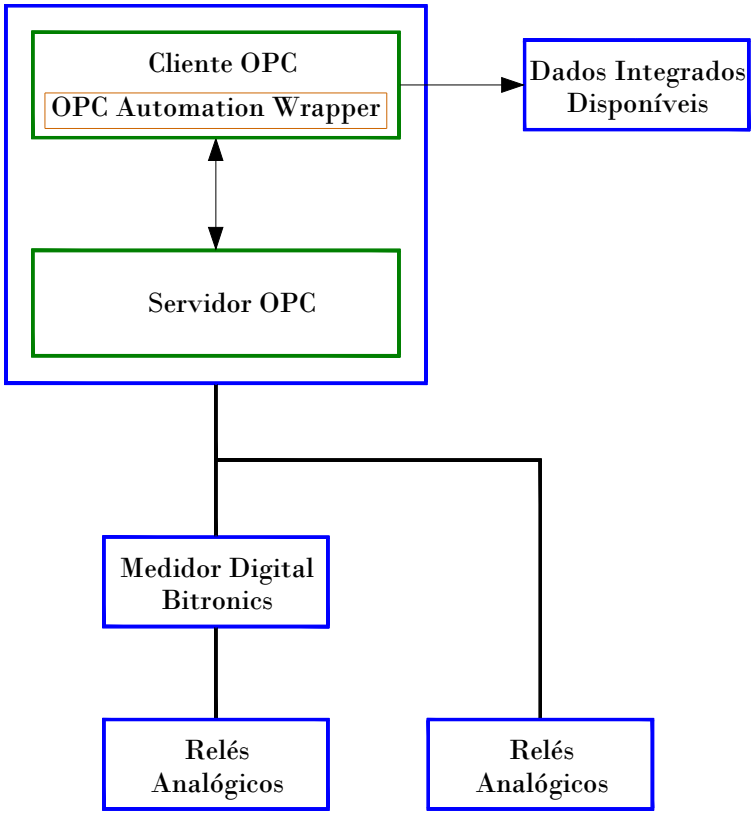

Figura 26 - Visão geral do sistema de integração de dados

O programa de acesso ao servidor OPC foi desenvolvido utilizando uma interface gratuita fornecida pela OPC *Foundation* (*Automation Wrapper DLL*). A estrutura do programa cliente OPC foi dividida em módulos, descritos a seguir.

- Leitura da configuração no arquivo de inicialização;
- Leitura dos dados de configuração dos relés no arquivo XML;
- Conexão com o servidor OPC;
- Criação dos Grupos;
- Inclusão das variáveis aos grupos;
- Aguarda mudança de estado para leitura de valores;
- Leitura e formatação dos dados;
- Disponibilização dos dados integrados.

A Figura 27 ilustra o fluxograma do programa cliente OPC.

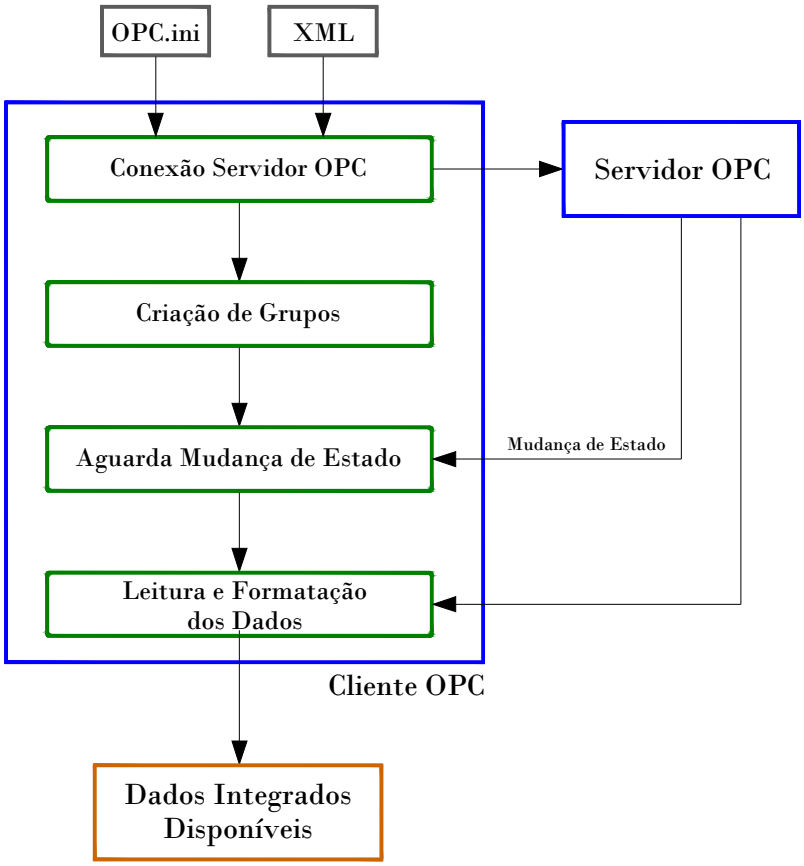

Figura 27 - Fluxograma do programa cliente OPC

A configuração do cliente OPC é lida na inicialização do programa e se encontra no arquivo “OPC.ini”, onde são definidos o servidor OPC, grupos de leitura, as variáveis que são lidas do servidor, valores das variáveis usadas como *trigger* na leitura por mudança de estado e valor utilizado para indicar mudança de estado dessas variáveis.

As informações dos relés referentes ao seu cadastro na subestação se encontram em um arquivo XML, que provê uma representação estruturada dos dados amplamente implementável e fácil de ser desenvolvida.

Cada relé digital apresenta um determinado número de variáveis, onde seus endereços variam em função dos protocolos de comunicação utilizados e entre diferentes fabricantes, por isso, com o objetivo de gerar uma padronização de nomenclatura para identificar as variáveis lidas do servidor, foi criado um código que considera a localização (*bay*) e o tipo de informação que está sendo lida.

Dessa forma é possível padronizar a nomenclatura das informações provenientes de diferentes relés para o cliente OPC, por exemplo, o código para a operação da função de sobrecorrente instantânea da fase A do alimentador 1 pode ser expressa por 0001_PRO_PIOC_OpA, onde 0001 define a posição do relé dentro da subestação, PRO indica que é um dado associado à proteção, PIOC diz que o dado é proveniente de uma função de sobrecorrente instantânea e OpA que houve atuação do relé para a fase A.

4.5. Conjunto de variáveis para a base de dados da proteção

Resolvido o problema de identificação das variáveis no cliente OPC, notou-se que alguns relés apresentam informações que outros não apresentam e, por isso, foi determinado um conjunto de variáveis que cada relé deve fornecer, dentro do propósito da pesquisa, ou seja, variáveis associadas à atuação da proteção. A seguir é apresentado esse conjunto de variáveis que os relés testados devem disponibilizar ao sistema, de forma que o mesmo possa executar todas as suas funcionalidades, independentemente do fabricante e protocolo de comunicação utilizado.

Os relés 8IRV (ZIV), DPU2000R (ABB), F35 (GE), D60 (GE), P145 (Areva), 451 (SEL) e 7SJ64 (Siemens) devem fornecer as seguintes informações ao sistema.

- Partida da função de sobrecorrente temporizada de fase
- Partida da função de sobrecorrente temporizada de neutro
- Partida da função de sobrecorrente temporizada de terra
- Operação da função de sobrecorrente temporizada de fase
- Operação da função de sobrecorrente temporizada de neutro
- Operação da função de sobrecorrente temporizada de terra
- Operação da função de sobrecorrente instantânea de fase
- Operação da função de sobrecorrente instantânea de neutro
- Corrente de falta nas fases
- Bloqueio da função de sobrecorrente temporizada de fase
- Bloqueio da função de sobrecorrente temporizada de neutro
- Bloqueio da função de sobrecorrente temporizada de terra

- Bloqueio da função de sobrecorrente instantânea de fase
- Bloqueio da função de sobrecorrente instantânea de neutro
- Contatos 86A

Para relé 7UT612 (Siemens) além do conjunto de variáveis descritas anteriormente também foram coletadas outras informações, já que o interesse neste relé é testar a função diferencial. Foram adquiridos então os valores das correntes de falta de fase, tanto no lado de alta tensão, como no lado de média, e o sinal de operação da função diferencial em cada fase.

Para os relés não digitais foi utilizado o equipamento de medição digital Bitronics, que deve fornecer ao sistema as mesmas informações provenientes dos relés IAC (GE), BDD (GE) e RCSE (Westinghouse).

Ressalta-se que, na pesquisa, o interesse de se integrar as informações dos relés de proteção é analisar a atuação da proteção. A partir desse objetivo, as variáveis descritas foram selecionadas e, caso o interesse da integração fosse outro, por exemplo, planejamento de ampliações ou manutenção, as variáveis eleitas para participar da integração poderiam ser outras.

4.6. Integração das informações dos relés

A partir da utilização da interface de protocolos OPC, implantada através do sistema *Multidriver*, juntamente as configurações e parametrizações descritas nos itens anteriores, foi possível integrar os dados de diversos relés de proteção, independentemente das tecnologias e protocolos de comunicação empregados.

A diversidade de tecnologias encontrada em subestações existentes, representada na pesquisa pelo conjunto de relés de proteção utilizados, pode ser tratada de maneira uniforme com a implantação do padrão OPC para a interface dos diversos protocolos de comunicação.

Os resultados obtidos com a utilização do padrão OPC, descritos nos capítulos seguintes, mostraram-se adequados e eficientes para a finalidade da pesquisa, ou seja, integrar os dados dos relés de proteção de subestações existentes.

5. PLATAFORMA DE TESTES

O sistema desenvolvido não foi implantado dentro de uma subestação existente, já que os relés de proteção são essenciais para a correta operação do sistema elétrico e por isso não haveria liberdade para executar todos os testes necessários. Sendo assim, para que se pudesse ter liberdade de experimentação sem que fossem colocados em risco equipamentos de nenhuma subestação real e para que uma gama maior de relés de proteção pudesse ser testada, foi desenvolvida uma plataforma de testes que permitiu simular todo o esquema de proteção de uma subestação de distribuição típica. Nessa plataforma de testes, denominada ProtLab, foi possível ter acesso a diversos relés de proteção de diferentes tecnologias, com diferentes funções de proteção e que se comunicam através de diferentes protocolos.

5.1. Especificação dos materiais e montagem do ProtLab

Conforme pode ser visto na Figura 23, existe uma rede de comunicação usada para conectar os relés ao sistema *Multidriver*. Os relés disponibilizam dois tipos de portas de comunicação, uma designada para executar a parametrização, onde são feitos ajustes relacionados à proteção, e a outra correspondente à porta de supervisão, utilizada para se comunicar com o sistema *Multidriver*.

Os relés que estão conectados via RS485 não puderam ser ligados diretamente ao PC utilizado, pois o mesmo não possui porta RS485, tornando-se assim necessária a utilização de conversores do tipo RS485/USB. Já os equipamentos que se comunicam via *Ethernet* foram conectados ao sistema *Multidriver* através de um *switch*, que dispõem de 10 portas *Ethernet* e tem a característica de fazer o gerenciamento do fluxo de dados que circulam pela rede.

A Figura 28, descreve a montagem do ProtLab, com a alocação dos equipamentos nos três *racks* e a ligação da rede de comunicação.

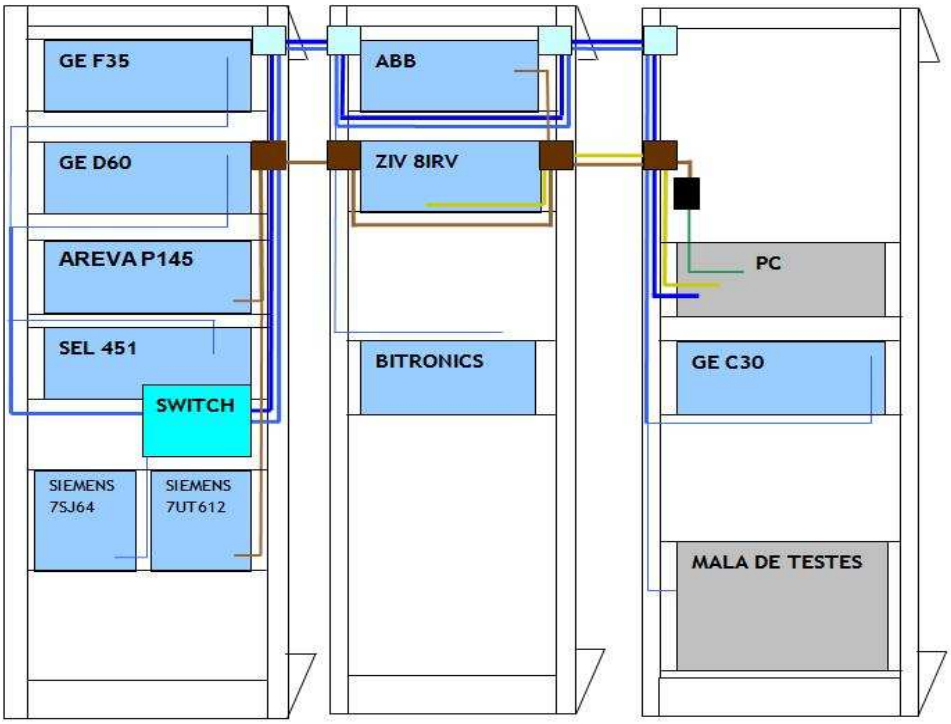

Figura 28 - Esquema de montagem do ProtLab

Onde:

Cabo *Ethernet*: _____

Cabo *Ethernet* do Switch: _____

Cabo Serial RS485: _____

Cabo USB: _____

Cabo Serial RS232: _____

Borneira de cabos seriais: ■

Borneira de cabos *Ethernet*: □

Conversor RS485 / USB: ■

No *rack* 1 encontram-se instalados 4 relés (F35, D60, SEL 451 e 7SJ64) que se comunicam via *Ethernet* e 2 relés (P145 e 7UT612) que se comunicam via RS485. Optou-se pela instalação do *switch* nesse *rack*, devido à maior concentração de relés que se comunicam via *Ethernet*. O *switch*, que tem por destino a conexão com o PC, é conectado à borneira de cabos *Ethernet* que se encontra no canto superior direito do *rack* 1 e os relés que se comunicam via RS485 são ligados diretamente às borneiras de cabo serial que também se encontram no canto superior direito do *rack* 1.

No *rack* 2 encontram-se instalados 2 relés (DPU2000R e 8IRV) que se comunicam via RS485 e RS232, e o medidor bitronics que se comunica via *Ethernet*. O medidor bitronics é ligado à borneira de cabos *Ethernet* que se encontra no canto superior esquerdo do *rack* 2, que tem por destino a conexão ao *switch*. Os relés estão ligados à borneira de cabos serial que se encontra no canto superior direito do *rack* 2. Nesse ponto também estão presentes as ligações dos relés vindos do *rack* 1.

No *rack* 3 encontram-se instalados o C30, a mala de testes e o sistema *Multidriver* (instalado no PC). O C30 e a mala de testes, por se comunicarem via *Ethernet*, são ligados ao *switch* presente no *rack* 1, por intermédio do *rack* 2. A passagem da rede é feita pelos bornes *Ethernet* presentes no canto superior esquerdo do *rack* 3. Ainda nesse *rack* chegam as redes de comunicação serial (RS232 e RS485) vindas dos *rack*s 1 e 2. Os relés 7UT612, P145 e DPU2000R são conectados ao conversor RS485/USB, que por fim podem se comunicar com o *software* do sistema *Multidriver,* instalado no PC.

Os itens seguintes descrevem, de forma resumida, alguns dos equipamentos que fazem parte do ProtLab, excetuando os relés de proteção, já descritos em capítulos anteriores.

5.1.1. Simulador digital (Mala de testes)

O simulador digital é um sistema integrado de testes, projetado para testar relés e esquemas de proteção, a fim de simular todos os eventos de faltas possíveis de ocorrerem em uma subestação real. O instrumento utilizado na pesquisa foi o CMC-256-6 da Omicron, que possui, em uma única unidade, fontes de tensão e corrente, entradas e saídas lógicas e temporizadores.

5.1.2. Sincronizador de tempo

A função do sincronizador de tempo é gerar uma base única de tempo usada como referência por todos os equipamentos constituintes do ProtLab e viabilizar os testes

nos relés digitais considerando diferentes esquemas de proteção. O sincronizador de tempo utilizado foi sincronizador modelo RT420, do fabricante Reason.

5.1.3. *Switch*

O *switch* utilizado (3SWT da ZIV) conecta, através de rede *Ethernet*, os relés D60, F35, 7SJ64, SEL 451, C30 e o medidor Bitronics ao sistema *Multidriver*, e tem a função de fazer o gerenciamento do fluxo de dados que circulam na rede.

5.1.4. Central (CPU)

O sistema desenvolvido em nível local corresponde a um PC onde está instalado o *software* do sistema *Multidriver*, que tem a função de coletar as informações dos diversos relés de proteção e disponibilizá-las de forma padronizada e homogênea, para que funcionalidades locais possam ser executadas. O funcionamento do *software* depende da capacidade de processamento do computador que deve ser robusto o suficiente para suportar as condições de uma subestação, já que esse computador deve operar dentro da uma subestação real.

O computador (PC) utilizado possui processador com velocidade de 2.2 GHz, capacidade de armazenamento de 160 GB, memória RAM de 1 GB, com uma porta serial RS-232, oito portas USB e placa de rede *Ethernet* 100 Mbits/s.

5.2. Representação dos disjuntores

Num primeiro momento, foi simulado um sistema composto apenas pelo vão de um alimentador e de sua respectiva retaguarda, conforme diagrama unifilar simplificado representado na Figura 29.

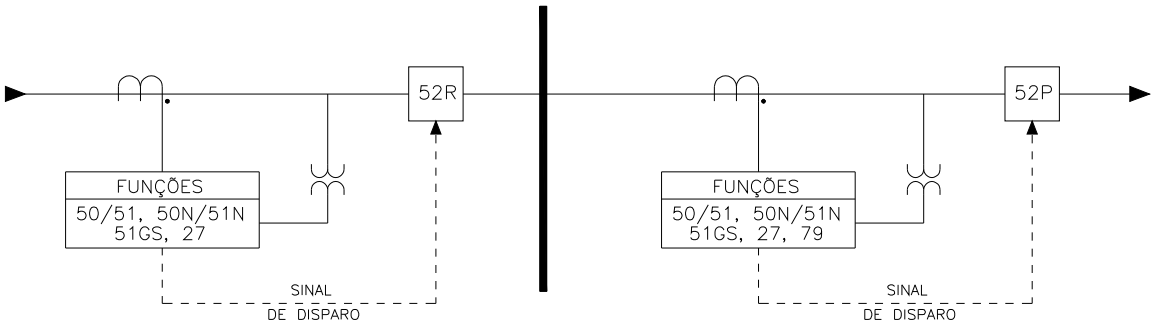

Figura 29 - Diagrama Unifilar dos vãos da SE de distribuição considerados

A partir desse diagrama, pode-se observar que os relés de proteção atuam sobre os disjuntores do alimentador (52P) e o de retaguarda (52R). Considerando que a atuação da proteção se inicia com o disparo de um relé, nota-se que essa mesma atuação se conclui apenas com a mudança de estado do disjuntor, por esse motivo, surge a necessidade de disjuntores instalados na plataforma de testes.

Devido ao alto custo e a impossibilidade de simular falhas de operação em disjuntores reais, foi criado um *software* para a simulação dos disjuntores. A partir de diagramas funcionais de comando de disjuntores foi criado um conjunto de regras sobre a manobra e comando desses dispositivos, visando identificar manobras incorretas e falhas de disjuntor ou equipamentos associados a ele. Esse conjunto de regras leva em consideração todas as chaves de acionamento manual, chaves de bloqueio de funções, disparos de qualquer uma das funções de proteção, relés auxiliares para detecção de falha na alimentação em corrente contínua e problemas no próprio disjuntor, que impedem seu correto funcionamento.

O *software* de simulação do disjuntor foi implantado na plataforma de testes através da programação computacional em um PC, comandado numa tela *Touch-Screen*, com os diversos comandos e chaves representados graficamente. Esse aparato computacional gera também sinalizações e alarmes para os operadores da plataforma de testes.

5.3. Desempenho do sistema

O objetivo da pesquisa foi desenvolver um sistema de aquisição de dados capaz de se comunicar com relés de proteção de diferentes tecnologias, fabricantes e protocolos de comunicação, reproduzindo o ambiente de muitas subestações de distribuição existentes. Esse sistema de aquisição de dados, por sua vez, tem o objetivo de integrar os dados dos sistemas de proteção das subestações distribuidoras, possibilitando a criação de uma base de dados integrada, contendo informações de toda a subestação, independentemente da diversidade de tecnologias e protocolos de comunicação que possa existir. Essa base de dados integrada pode ser usada para diversas funcionalidades, locais e remotas, sendo que uma das possibilidades foi explorada em um P&D da CPFL, onde a base de dados foi utilizada por um sistema especialista responsável por executar funções inteligentes de filtragem e análise da atuação da proteção.

Nesse contexto, o método indireto utilizado para analisar o desempenho do sistema de aquisição de dados estudado nesse trabalho foi baseado na repetição de testes, com o auxílio do ProtLab, para vários eventos que provocam a atuação da proteção, com o intuito de verificar se o sistema é capaz de processar cada teste corretamente sem enviar mensagens erradas sobre atuação da proteção.

Os testes realizados foram bem sucedidos, apresentando apenas falhas associadas ao protocolo ModBus, que não fornece estampa de tempo ao servidor OPC, que faz a aquisição das variáveis a cada 500 ms, de forma que não foi possível obter o intervalo de tempo com precisão suficiente entre a partida e a operação do elemento de sobrecorrente temporizado. Essa falha identificada é uma limitação do protocolo de comunicação e não descaracteriza o desempenho correto e preciso do sistema de integração de dados dos relés de proteção estudado na dissertação.

6. CONCLUSÃO

O objetivo desse trabalho foi propor uma metodologia eficiente para integrar as informações do sistema de proteção de subestações distribuidoras existentes que convivem e que ainda vão conviver por algumas décadas com uma grande variedade de tecnologias de relés de proteção e de protocolos de comunicação.

Para isso foram estudadas as tecnologias dos relés de proteção (eletromecânicos, estáticos e digitais) e os protocolos de comunicação mais utilizados em subestações de energia (Modbus, DNP3.0, IEC60870-5-103 e IEC61850). Verificou-se que a tendência das futuras soluções para os sistemas de proteção de subestações elétricas deve incluir a tecnologia digital dos relés de proteção juntamente com o protocolo IEC 61850, entretanto, os benefícios e facilidades proporcionadas por essas tecnologias só podem ser usufruídas por subestações novas, sendo que a questão da integração de dados em subestações existentes ainda permanece.

Nesse contexto, para que qualquer estudo pudesse ser realizado, era imprescindível a utilização de relés de proteção que reproduzissem uma subestação existente, de forma que foi feito um levantamento utilizando o cadastro presente nas subestações regionais da CPFL para selecionar alguns relés de proteção mais representativos, ou seja, de fabricantes, funções de proteção e protocolos de comunicação mais utilizados nas subestações da CPFL.

De posse dos relés de proteção, foi proposta a utilização da interface de protocolos OPC para coletar os dados provenientes desses relés e disponibilizá-los a uma base de dados onde essas informações pudessem ser tratadas de maneira uniforme e organizadas de forma estruturada. Para isso, foi feita uma breve discussão sobre a plataforma OPC, apresentando sua arquitetura de natureza cliente/servidor, suas funcionalidades e as configurações utilizadas no trabalho.

Para a realização dos testes necessários a liberdade de experimentação era de grande importância, entretanto, não é possível fazer testes em subestações reais, já que isso pode trazer graves consequências ao sistema elétrico. Dessa forma, foi criada uma plataforma de testes chamada de ProtLab, onde foram instalados os relés de proteção, uma mala de testes para simular defeitos que possam vir a

ocorrer no sistema elétrico, dispositivos de rede de comunicação e um computador para abrigar o servidor e o cliente OPC.

Após a conclusão da montagem do ProtLab foi possível simular uma subestação real e realizar todos os testes necessários para avaliar o desempenho da metodologia proposta. Os resultados obtidos constataram a validade de tudo que foi discutido e proposto ao longo da dissertação.

7. DESENVOLVIMENTO FUTURO

O trabalho desenvolvido até aqui possibilita a integração de dados provenientes de relés de proteção de diferentes tecnologias e que utilizam diferentes protocolos de comunicação. As informações integradas podem ser disponibilizadas a um banco de dados, onde possam ser tratadas de forma homogênea, viabilizando o desenvolvimento de funcionalidades locais, como um sistema baseado em inteligência artificial capaz de analisar essas informações e gerar diagnósticos referentes à atuação da proteção.

Esse sistema baseado em inteligência artificial pode ser um sistema especialista, que nada mais é que um programa capaz de lidar com problemas dentro de um domínio específico de conhecimento, imitando o comportamento de um especialista.

A inteligência desse tipo de sistema é baseada em um conjunto de regras, que necessita de um banco de dados de apoio com informações sobre o arranjo da subestação, tipos de equipamentos de proteção instalados, curvas de atuação e parametrizações dos relés e dados históricos do sistema. Também é necessário verificar, a todo instante, os estados de chaves e contatos dos disjuntores da subestação, visando adquirir dados suficientes para determinar com precisão o estado do sistema elétrico que está sendo monitorado, bem como a ocorrência de faltas, respectiva atuação dos relés que protegem os equipamentos da subestação e todos os demais dados relacionados com a atuação da proteção.

A metodologia desenvolvida nesse trabalho fornece os subsídios necessários para a viabilidade da criação desse sistema especialista capaz de analisar a atuação da proteção em qualquer subestação de distribuição existente, independentemente da variedade de tecnologias de relés de proteção e protocolos de comunicação utilizados.

Referências Bibliográficas

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST: Cartilha de acesso ao sistema de distribuição. Brasília, DF, 2011.

ALMEIDA, M. A. D. “Apostila de Proteção de Sistemas Elétricos”. Universidade Federal do Rio Grande do Norte, 2000.

ARAÚJO, C. A. S.; DIAS, M. P.; et al. “Proteção de Sistemas Elétricos”. Editora Interciência, Rio de Janeiro, 2005.

CACERES, D.; PEREIRA, A. C., et al. “Sistemas de Proteção e Automação de Subestações de Distribuição e Industrias usando a Norma IEC 61850”. XIII Encontro Regional Iberoamericano do Cigré. Argentina, 2009.

CAMINHA, A. C. “Introdução à Proteção dos Sistemas Elétricos”. Editora Edgard Blücher Ltda., 1983.

CÂNDIDO, R. V. B. “O Padrão OPC: Uma Alternativa de Substituição dos Drivers Proprietários para Acessar Dados de PLCs”. Universidade FUMEC, Belo Horizonte (MG), 2004.

CAUNCE, B. R. J.; KLIMEK, A.; et al. “Overcurrent relay based integrated protection scheme for distribution systems”. International Conference on Power System Technology, 2006.

CAUNCE, B. R. J.; KLIMEK, A.; et al. “Integrated protection of power”. International Conference on Power System Technology, 2006.

CHEMIM NETTO, U. “Aplicações de controle e supervisão distribuídas em subestações de energia elétrica através do uso de relés digitais de proteção”. Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica, Escola de Engenharia de São Carlos - USP, São Carlos (SP), 2008.

COMPANHIA PAULISTA DE FORÇA E LUZ – CPFL. <www.cpfl.com.br>. Acesso em setembro de 2011.

CORREITA, J. R. G.; PEREIRA, A. C.; PELLIZZONI, R.; et al. “Automação de Subestações e Usinas – Estado da Arte e Tendências Utilizando a Norma IEC 61850”. VII Simpósio de Automação de Sistemas Elétricos, Rio de Janeiro (RJ), 2009.

COSTA, N. S. “Proteção de sistemas elétricos considerando aspectos de segurança da rede de comunicação”. Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica, Escola de Engenharia de São Carlos - USP, São Carlos (SP), 2007.

COURY, D. V.; et al. “Técnicas digitais aplicadas ao problema de localização de faltas em linhas de transmissão”. Escola de Engenharia de São Carlos – USP, São Carlos (SP), 2008.

COURY, D. V.; OLESKOVICZ, M.; et al. “Proteção digital de sistemas elétricos de potência: dos relés eletromecânicos aos microprocessados inteligentes”. Escola de Engenharia de São Carlos – USP, São Carlos (SP), 2007.

CPFL Energia; FDTE; Expertise Engenharia. “Sistema Multi-tecnologia e Multi-plataforma para Interpretação e Análise da Atuação da Proteção em Subestações Distribuidoras”. Projeto de Pesquisa e Desenvolvimento nº 136, 2007 a 2009.

Documentação do site da OPC Foundation. <www.opcfoundation.org>. Acesso em janeiro de 2010.

FONSECA, M. O. “Comunicação OPC – Uma abordagem prática”. VI Seminário de Automação de Processos, Vitória (ES), 2002.

GUNTER, C. A.; ZHANG, J. “IEC 61850 - Communication Networks and Systems in Substations: An Overview of Computer Science”. University of Illinois at Urbana-Champaign [ca. 2005].

HEWITSON, L. G.; et al. “Practical Power System Protection”. Editora Elsevier, 2004.

IGARASHI, G. “Estudo da IEC61850 e o seu impacto no sistema de automação de subestações”. Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica, Escola Politécnica da USP, São Paulo (SP), 2007.

IWANITZ, F.; LANGE, J. “OLE for Process Control – Fundamentals, Implementation and Application”. Hüthig Verlag Heidelberg, 2001.

JARDINI, J. A. “Sistemas digitais para Automação da geração, Transmissão e distribuição de energia Elétrica”. Livro, São Paulo (SP), 1996.

LIMA, D. K., SANTOS, J. C. “Transformadores para instrumentos ópticos: sua viabilidade no setor elétrico brasileiro”. Revista O Setor Elétrico, São Paulo (SP), v. 54, jul. 2010.

MASON, C. R. “The art and science of protective relaying”. <www.gedigitalenergy.com>. Acesso em 2009.

MODICON, Inc., Industrial Automation Systems “Modbus Protocol – Reference Guide”, rev. J, junho, 1996.

MOREIRA, V. M. “Avaliação do desempenho da comunicação de dados baseada na IEC 61850 aplicada a refinarias de petróleo”. Trabalho de conclusão de curso em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Pernambuco, Recife (PE), 2009.

OLIVEIRA JR., C. A. “Desenvolvimento de um protocolo de comunicação para automação de subestações móveis via satélite”. Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal (RN), 2005.

PARADELO JR., R. C. “Proteção de sobrecorrente em sistemas de distribuição de energia elétrica através de abordagem probabilística”. Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica, Escola Politécnica da USP, São Paulo (SP), 2006.

PAREDES, A. E. R. O. “Integração de sistemas de supervisão, proteção e automação de subestações de energia elétrica”. Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Itajubá, Itajubá (MG), 2002.

PEREIRA, A. C. “Integração dos Sistemas de Proteção, Controle e Automação de Subestações e Usinas - Estado da Arte e Tendências”. Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Rio de Janeiro (RJ), 2005.

PEREIRA, M.; SANTOS, L. F. “Uma abordagem prática do IEC61850 para automação, proteção e controle de subestações”. VII Simpase, Salvador (BA), 2007.

PEREIRA, M.; SANTOS, L. F. “Integração de Funções de Proteção e Controle Utilizando Recursos da Norma IEC61850 – Possibilidades e Desafios”. IX Seminário Técnico de Proteção e Controle, Belo Horizonte (MG), 2008.

RUFATO JR., E. “Viabilidade técnica e econômica da modernização do sistema de proteção da distribuição”. Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica, Escola Politécnica da USP, São Paulo (SP), 2006.

SANTOS, L. F. “Novas soluções em proteção e controle de subestações utilizando recursos da norma IEC61850”. Revista Alcoolbrás, São Paulo, v. 112, p. 113-109, 2007.

SANTOS, L. F. “Modern Bay Protection Solutions Based on IEC61850 Substation Automation Systems”. X STPC Seminário Técnico de Proteção e Controle, Recife (PE), outubro de 2010.

SENGER, E. C. “Proteção digital de sobrecorrente”. Tese de Doutorado em Engenharia Elétrica, Escola Politécnica da USP, São Paulo (SP), 1990.

SILVA, M. S. “Modelagem das Funções de uma Subestação Automatizada Empregando Modelos Orientados a Objeto”. Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica, Escola Politécnica da USP, São Paulo (SP), 2002.

SOUTO, A. O.; GUIEIRO, G. A.; KIERULFF, J. P.; et al. “Testes de Desempenho e Interoperabilidade Utilizando a Norma IEC61850”. 13° Seminário de Automação de Processos, São Paulo (SP), outubro de 2009.

SOUZA, L. C. A.; FILHO, C. S.; PENA, R. T. “Padrão de Acesso a Dados OPC e sua Implementação em um Driver OPC-MODBUS”. Universidade Federal de Minas Gerais, [ca 2000].

WILEY, J., et al. “Power system relaying”. Horowitz S H and Phadke AG, 1996.

APÊNDICE A – Arranjos

Nas subestações elétricas existem várias maneiras de promover as ligações entre seus diversos componentes, sendo que tais ligações definem o arranjo da subestação, que está intimamente relacionado com a qualidade de fornecimento de energia elétrica em diversas condições de operação. As características operativas de uma subestação são definidas pelos equipamentos de manobra e pelo seu arranjo, conceito que está relacionado também com a filosofia de proteção a ser adotada.

Cada arranjo possui suas vantagens e desvantagens, sendo a escolha definida em função da relação confiabilidade/custo requerida para cada situação. Tem-se a seguir uma breve descrição de alguns dos arranjos mais utilizados.

Barramento simples ou singelo

O arranjo de subestação mais simples está indicado na Figura 30.

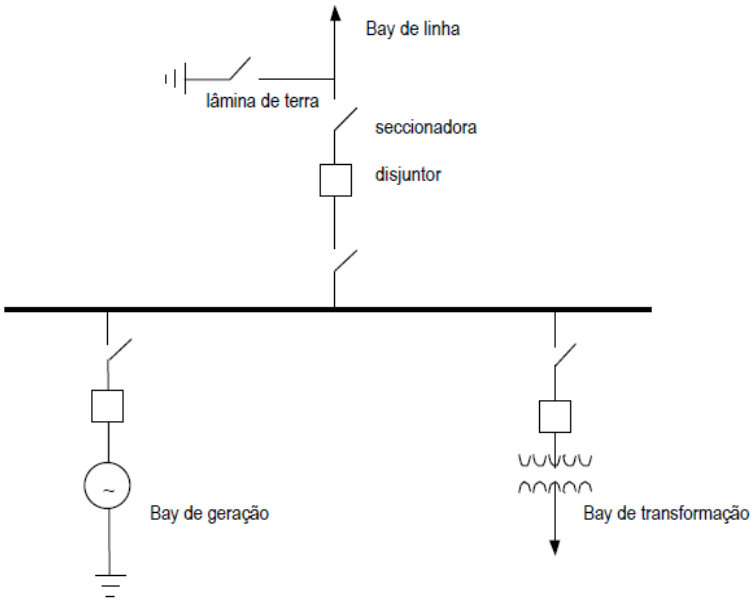

Figura 30 - Barramento simples ou singelo (JARDINI, 1996)

Esse arranjo, por ser o mais simples, além de apresentar o menor custo de investimento, apresenta também boa visibilidade da instalação, o que reduz o perigo de manobras errôneas por parte do operador, entretanto, apesar dessas vantagens, esse arranjo apresenta reduzida flexibilidade operacional, pois em casos de distúrbios ou trabalhos de manutenção no barramento ou no disjuntor é necessário desligar toda a subestação (PAREDES, 2006).

É mais utilizada em subestações de distribuição, onde a segurança da alimentação dos consumidores pode ser obtida por intermédio de comutações (redes interligadas formando malhas) ou em pontos da rede para as quais não há necessidade de fornecimento contínuo, isto é, sem interrupção.

Barramento principal e de transferência

Caso o consumidor conectado à subestação não admita perder o fornecimento de energia elétrica durante a manutenção do disjuntor, pode-se optar pelo arranjo da barra principal e de transferência, conforme a Figura 31.

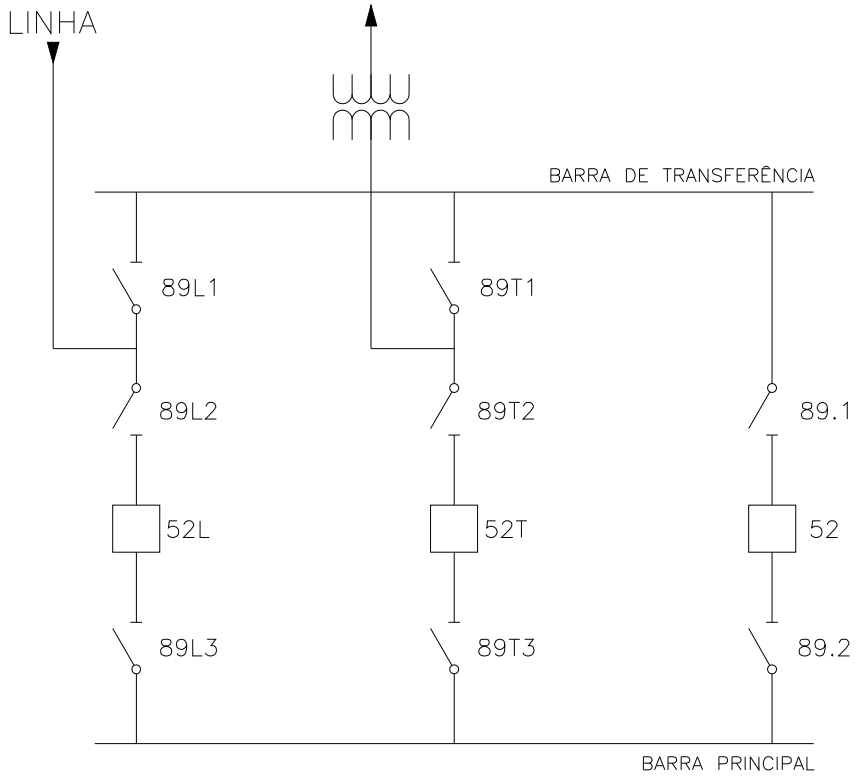

Figura 31 - Barra principal e de transferência

Neste arranjo, a operação normal ocorre com as chaves 89L2, 89L3, 89T2 e 89T3 e os disjuntores 52L e 52T fechados, enquanto os demais dispositivos ficam abertos. Em ocasiões de manutenção, por exemplo, no disjuntor 52L, deve-se fechar as chaves 89L1, 89.1 e 89.2 e em seguida o disjuntor 52, para só então abrir o disjuntor 52L e em seguida isolá-lo abrindo as chaves 89L2 e 89L3. Por fim, deve haver a transferência da proteção da linha, de forma que esta atue no disjuntor 52 ao invés do 52L. Com essa nova configuração, a corrente da linha passa por 89L1, barra de transferência, 89.1, 52, 89.2 e chega até a barra principal, viabilizando a manutenção do disjuntor 52L sem interrupção de fornecimento de energia.
A grande vantagem oferecida por esse arranjo em relação ao anterior é a livre possibilidade de manobra quando qualquer disjuntor precisar de manutenção, sendo que a derivação correspondente não precisa ser desligada e o fornecimento aos consumidores é contínuo.

Barramentos duplos

Os arranjos com barramento duplo permitem que as linhas de transmissão de entrada se conectem aos dois barramentos, possibilitando o fornecimento contínuo de energia elétrica aos consumidores no caso da manutenção ou de defeito em um dos barramentos. Esta nova possibilidade amplia a confiabilidade da instalação, já que falhas ou manutenções em um barramento, não afetam o outro, entretanto, o custo dessa solução é muito mais elevado que o dos arranjos anteriores.

Existem algumas possibilidades de arranjos com barramento duplo e a Figura 32 ilustra um dos mais utilizados, o arranjo disjuntor e meio.

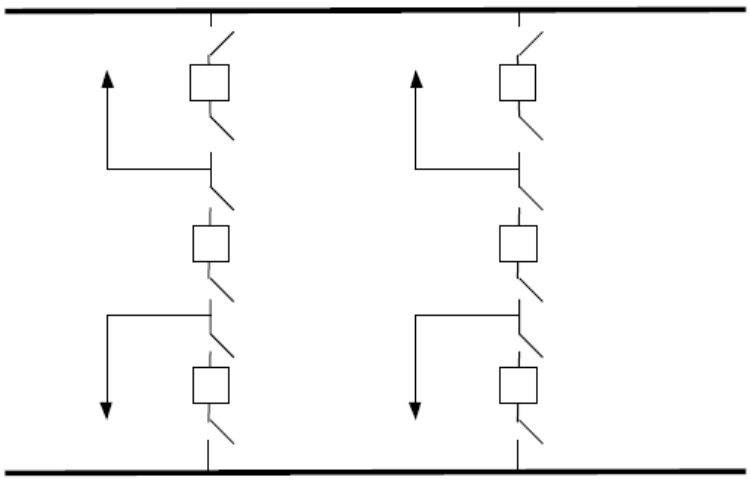

Figura 32 - Barramento duplo com disjuntor e meio (JARDINI, 1996)

A partir da figura pode-se observar que para cada dois circuitos se utilizam três disjuntores (um disjuntor e meio para cada circuito). Na verdade o que ocorre é que para cada dois circuitos há um disjuntor reserva que pode ser utilizado no momento da manutenção ou falha de algum dos disjuntores principais.

Barramento em Anel

Por fim, pode-se mencionar o arranjo em anel, que apresenta a desvantagem de impedir a operação de partes completas da instalação no caso de dois disjuntores serem desligados. A Figura 33 ilustra o arranjo em anel.

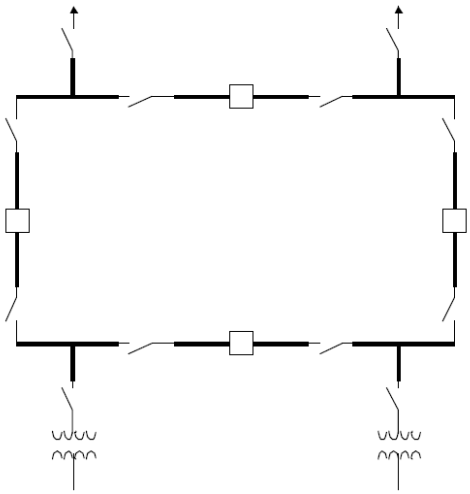

Figura 33 - Barramento em anel (JARDINI, 1996)

APÊNDICE B – Funções de Proteção

Os itens seguintes têm por objetivo descrever, de forma sucinta, as principais funções de proteção usadas em subestações de distribuição de energia elétrica.

Função de sobrecorrente (ANSI 50/51, 50N/51N)

A função de sobrecorrente é a mais utilizada em sistemas de distribuição. Funciona baseada na corrente passante pelo circuito no qual o relé está instalado e atuando caso o valor dessa corrente ultrapasse um valor de referência, dentro de uma característica de tempo específica. A atuação do relé implica em envio de sinal de disparos para o disjuntor associado e sinalização para o sistema de supervisão.

A função de sobrecorrente é classificada em instantânea (ANSI 50) e temporizada (ANSI 51) em função da característica de “tempo de atuação *versus* corrente”, o que define se o relé atua de forma instantânea, sem nenhum atraso intencional, ou de forma temporizada, respondendo a uma curva característica de atuação. Essas características se aplicam tanto à proteção de fases como à proteção de neutro, sendo designadas nesse último caso por 50N e 51N, para a proteção instantânea e temporizada, respectivamente.

O gráfico a seguir ilustra as curvas de um relé de sobrecorrente instantâneo (azul), temporizado de tempo independente (vermelho) e temporizado de tempo inverso (verde), sendo que a inclinação da curva do relé de tempo inverso é padronizada pela IEC 60255-3 em normalmente inversa, muito inversa e extremamente inversa, variando em função de uma equação cujos parâmetros são os múltiplos da corrente de atuação e algumas variáveis definidas pela norma.

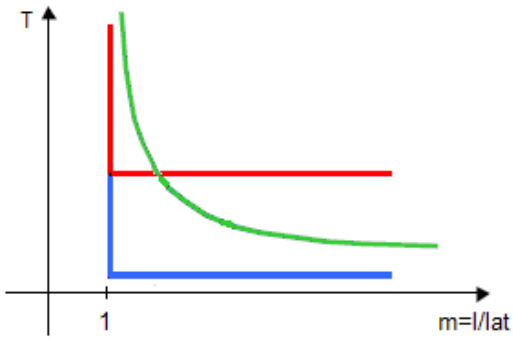

Figura 34 - Curvas de atuação do relé de sobrecorrente

Além da possibilidade de alterar a inclinação, as curvas inversas também podem ser deslocadas ao longo do eixo dos tempos em função de um multiplicador de tempo, antigamente conhecido como *dial* de tempo, utilizado para permitir o ajuste da coordenação entre diversos dispositivos ou relés de proteção. Cabe ainda salientar que na abscissa do gráfico têm-se os valores de múltiplos da corrente de atuação, ou seja, “m” igual a um, significa que a corrente passante no circuito é exatamente a corrente de atuação (*pick-up*) ajustada.

Um esquema típico de proteção de um alimentador radial, trifásico e aterrado, utilizando relés eletromecânicos pode ser visto na Figura 35.

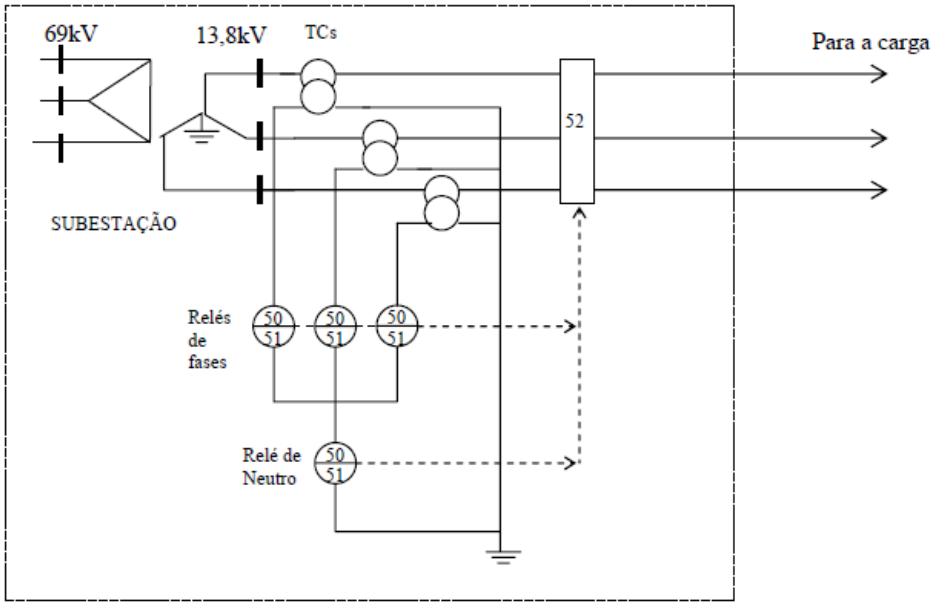

Figura 35 - Proteção por sobrecorrente em alimentador primário (ALMEIDA, 2000)

Os relés de fase proporcionam proteção ao alimentador contra os curtos-circuitos que envolvam, principalmente, as fases (trifásico e bifásico). O relé de neutro proporciona proteção contra os curtos para a terra (fase-terra e bifásico-terra).

Antes de um relé de sobrecorrente assumir a proteção de um determinado trecho, este deve ser parametrizado, sendo que a primeira informação necessária é a relação de transformação do transformador de corrente responsável por alimentar o relé, já que o valor de corrente que o relé recebe não é o valor real do circuito de potência e sim um valor reduzido em função da relação de transformação do TC.

Outra informação necessária é o tipo de curva de atuação do relé temporizado, se normalmente, muito ou extremamente inversa. Para fins de coordenação, é interessante que exista uma diferença significativa entre o tempo de atuação para falhas no início e no fim do trecho protegido, essa diferença de tempo de atuação depende da variação da corrente de curto-circuito no início e no fim do trecho e do tipo da curva utilizada. Se o trecho protegido for curto, a corrente de curto-circuito varia pouco, por isso é conveniente utilizar uma curva extremamente inversa. No caso de trechos mais longos, a corrente de curto-circuito varia bastante, nesse caso, é mais interessante utilizar a curva moderadamente inversa.

A corrente de atuação é outra característica que deve ser ajustada, levando-se em consideração que os valores para essa grandeza variam para cada função de proteção (50, 51, 50N e 51N).

No caso da proteção temporizada de fase, a corrente de atuação deve ser maior que a corrente máxima de carga multiplicada por um fator de projeto e menor que a mínima corrente de curto-circuito no trecho considerado, geralmente a bifásica.

Para a proteção temporizada de neutro, a função 51N deve atuar para a mínima corrente de curto-circuito fase-terra do trecho protegido e não deve atuar para a máxima corrente de desequilíbrio em condição de carga nominal. A vantagem da utilização dessa função é que a corrente de atuação ajustada pode ser mais baixa do que a corrente de atuação ajustada para a função 51, pois a corrente máxima de desequilíbrio é muito mais baixa que a máxima corrente de carga.

As curvas de atuação das funções de fase e neutro devem ser escolhidas de modo a atender a seletividade com os equipamentos de proteção à jusante e a montante, no caso de existirem relés de proteção principal e de retaguarda. Para obter

seletividade entre esses dois conjuntos de relés, as curvas de atuação dos relés principais devem estar acima das curvas dos relés de retaguarda, no mínimo por uma fração de segundo, em todo o trecho protegido.

A função de sobrecorrente instantânea, tanto de fase como de neutro, é usada para melhorar o desempenho das funções temporizadas. A corrente de atuação da proteção instantânea não deve ser sensível a defeitos localizados depois do primeiro equipamento de proteção instalado à jusante do relé sendo que, geralmente, é ajustada para proteger uma dada porcentagem do trecho compreendido entre sua localização e o primeiro equipamentos de proteção à jusante. A utilização da função 50 torna-se interessante em alimentadores mais longos, onde a diferença entre a corrente de curto-circuito no início e no fim do trecho é significativa.

Por fim, deve-se ajustar o multiplicador de tempo (*dial* de tempo). Esse ajuste é feito de forma a garantir a seletividade entre o relé principal e o de retaguarda, ou seja, a curva de atuação deve ser deslocada no eixo dos tempos de forma que a curva da proteção de retaguarda fique sempre acima da curva da proteção principal.

Com o advento da tecnologia digital os quatro relés do esquema da Figura 35 são substituídos por um único relé digital que realiza as funções 50 e 51 de fase e neutro através de um algoritmo que utiliza o mesmo princípio dos relés eletromecânicos.

Uma característica interessante que vem sendo utilizada nos dias atuais é a seletividade lógica, obtida através da troca de informação entre os diversos relés que compõe o sistema de proteção. Essa comunicação é estabelecida através de mensagens GOOSE e, resumidamente, opera com duas unidades instantâneas, sendo que ambas detectam a corrente de curto-circuito e a unidade que se encontra mais próxima do defeito envia um sinal de bloqueio para o relé que se encontra à montante. Esse sinal de bloqueio é retirado após um tempo pré-estabelecido, de forma que, em caso de falha, o relé de retaguarda pode atuar e eliminar o defeito em tempo menor que o esperado se este fosse parametrizado através da função temporizada.

Função direcional (ANSI 67)

A função direcional é implementada através de relés que só sensibilizam com correntes de falta em um determinado sentido e, caso o defeito provoque uma circulação de corrente no sentido contrário, os relés não atuam. Alguns relés de proteção são direcionais por natureza, como os de distância Mho, outros necessitam de unidades direcionais acopladas, como os de sobrecorrente.

A característica direcional é necessária para garantir seletividade em circuitos cujas correntes de falta podem fluir em dois sentidos, como é o caso da Figura 36, que mostra uma rede em anel, ou para linhas em paralelo. Os relés direcionais inibem as medições de corrente reversas, evitando atuações indevidas e desligamentos de grandes trechos do sistema.

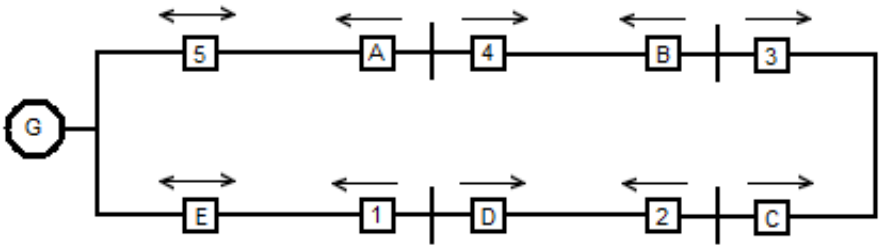

Figura 36 - Circuito em anel protegido por relés direcionais (ALMEIDA, 2000)

Através da figura, pode-se observar pelo sentido das setas que os relés associados aos disjuntores A, B, C e D só atuam para correntes no sentido anti-horário e os relés associados aos disjuntores 1, 2, 3 e 4 só atuam para correntes no sentido horário.

Supondo que os relés direcionais estão associados a relés de sobrecorrente temporizados com as temporizações $t_5 > t_4 > t_3 > t_2 > t_1$ no sentido horário e $t_E > t_D > t_C > t_B > t_A$ no sentido anti-horário, pode-se observar que o sistema de proteção é seletivo, pois uma falta em qualquer trecho será eliminada pela ação dos dois relés mais próximos da falta.

Os relés direcionais necessitam de duas grandezas de entrada, uma de operação ou atuação e outra de polarização ou referência, sendo que a identificação da direção da corrente é feita utilizando o ângulo de defasagem da grandeza de operação em

relação à grandeza de polarização. As unidades direcionais mais comuns são do tipo tensão-corrente, onde a grandeza de polarização é uma tensão e a de atuação é uma corrente.

Nos relés digitais, as unidades direcionais são usadas para bloquear as correspondentes unidades de sobrecorrente quando a corrente flui no sentido contrário ao do parametrizado. Outra característica interessante que pode ser implementada nos relés digitais é a “memória de tensão”, que no caso de faltas que possam levar a tensão de polarização à zero, mantêm a tensão de polarização no valor de pré-falta por alguns milissegundos, tempo suficiente para que a proteção atue sem perder sua referência.

Função de distância (ANSI 21)

A função de distância é muito usada na proteção de linhas de transmissão, onde os valores de corrente de carga máxima podem ser muito próximos dos valores de corrente de curto-circuito mínimo, devido a grandes variações de potência da fonte.

Esta função de proteção responde a uma estimativa de impedância de sequência positiva do trecho de linha entre o relé e o ponto de falta, calculada por sua unidade de medição alimentada por duas grandezas de entrada, tensão e corrente, amostradas por TP’s e TC’s conectados ao sistema elétrico protegido. Como a impedância de sequência positiva, em Ω/km, é constante ao longo da linha, o relé responde indiretamente à distância da falta.

O relé de distância atua se a impedância calculada se localizar dentro de sua zona de atuação, que é representada no plano R–X. A zona de atuação deve ser ajustada de forma que a impedância calculada para qualquer tipo de falta se encontre dentro da zona principal de atuação e que as impedâncias em qualquer condição de carga se encontrem fora da zona de atuação.

Existem várias características de atuação para os relés de distância, como a característica tipo impedância, Mho e quadrilateral.

A característica de atuação dos relés de distância tipo impedância é apresentada no plano R-X por uma circunferência cuja origem coincide com centro do sistema de

eixos. Observa-se então que esse tipo de atuação não possui uma característica direcional, pois pode atuar para faltas em qualquer direção, ou seja, a impedância pode se situar em qualquer quadrante do plano R-X. Para a operação seletiva, os relés de distância tipo impedância necessitam da função direcional associada e, dessa forma, a função de distância atua somente na área hachurada do gráfico, que é delimitada pela característica direcional associada, conforme ilustrado pela Figura 37, onde se observa também a existência de três zonas distintas de atuação.

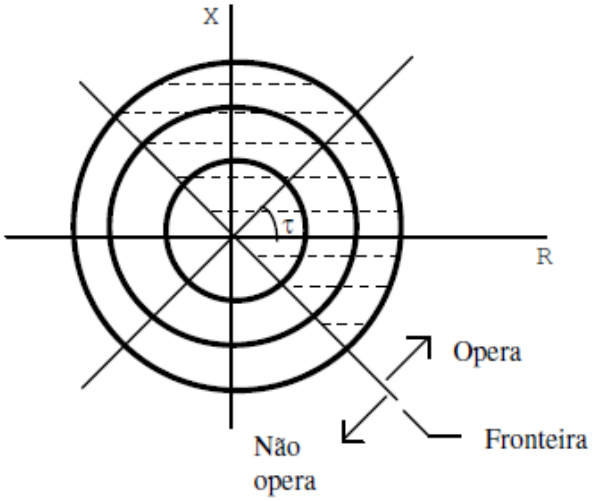

Figura 37 - Função direcional associada ao relé de distância tipo impedância (ALMEIDA, 2000)

As três zonas de proteção são usadas para prover proteção de retaguarda a sistemas compostos por mais de uma linha, ou seja, a zona 1 opera de forma instantânea e cobre quase que a totalidade do trecho principal, já as outras duas zonas são temporizadas e cobrem trechos maiores, alcançando as linhas subsequentes. O alcance máximo de cada zona é determinado ajustando-se a impedância limite que se deseja que cada zona cubra.

Outra característica utilizada na função de distância é a Mho, que é inerentemente direcional, ou seja, não necessita da função direcional associada para operar de forma seletiva com outros relés, como pode ser visto na Figura 38.

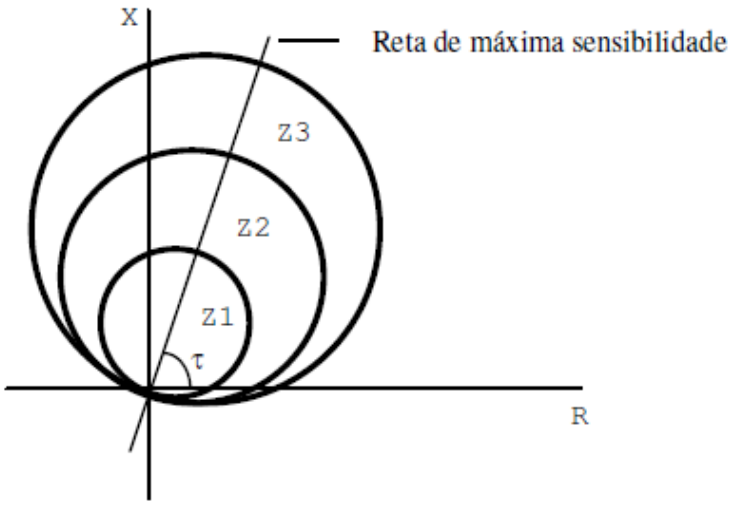

Figura 38 - Três zonas de atuação de um relé Mho (ALMEIDA, 2000)

Por fim, com o advento da tecnologia digital, os relés de distância podem operar com as mais diversas características de atuação como, por exemplo, a característica quadrilateral, muito usada para proteção de faltas a terra. A Figura 39 ilustra essa característica.

As setas indicadas no gráfico abaixo indicam que as linhas são ajustáveis, e podem ser definidas de acordo com as características de operação de cada sistema.

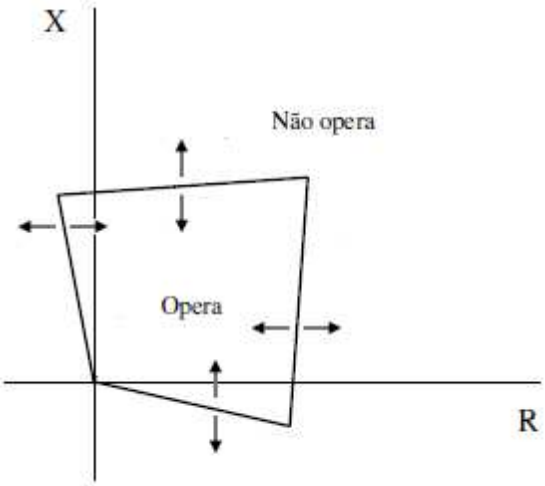

Figura 39 - Atuação de um relé de distância tipo quadrilateral (ALMEIDA, 2000)

Essa característica é interessante para faltas envolvendo a terra, onde exista uma resistência de falta (R_F). Nesse caso, o valor da impedância calculada pelo relé pode estar fora da área de atuação, pois se soma uma componente de fase zero ao vetor

da impedância da linha (Z' = Z_{LINHA} + R_F). Com o relé quadrilateral é possível ajustar o formato da curva desejado para cobrir esse efeito.

Função diferencial (ANSI 87)

A proteção diferencial é a técnica mais eficiente para proteger componentes do sistema elétrico como, transformadores, geradores, grandes motores, barramentos, etc. Essa proteção só deve atuar para faltas dentro da zona protegida, por exemplo, para um curto-circuito interno devido à falha entre espiras de um transformador. A operação do relé depende exclusivamente da diferença vetorial entre as correntes circulantes no início e no fim da zona protegida. A Figura 40 ilustra o princípio de funcionamento da proteção diferencial.

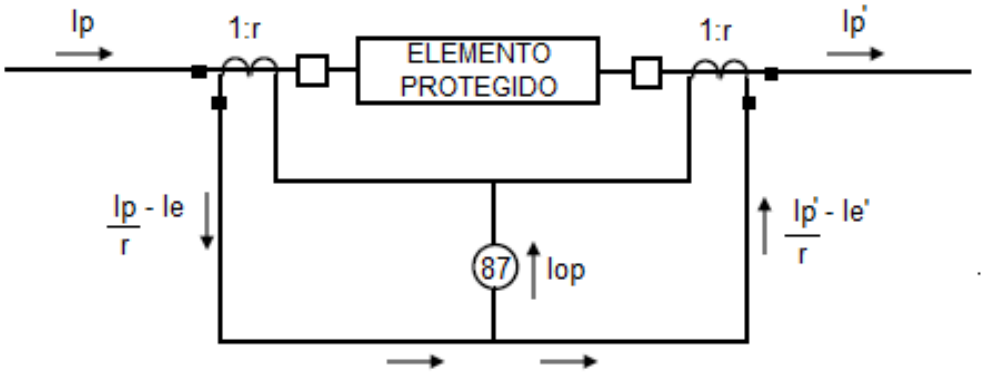

Figura 40 - Esquema funcional da proteção de sobrecorrente

Através da Figura 40, observa-se que a corrente de operação (Iop), em condições normais de operação (Ip = Ip'), é igual à diferença entre as correntes de excitação dos dois TC's (Ie' – Ie). Nesse caso, o relé diferencial deve ser parametrizado para atuar com valores de corrente de operação maiores do que essa diferença. No caso de um defeito interno é fácil observar que a corrente Ip' se inverte e, dessa forma, a corrente de operação será igual a $\frac{Ip + Ip'}{r} - (Ie + Ie')$, ocasionando a operação do relé diferencial. É interessante observar que não é necessário que a corrente de curto-circuito venha de ambos os lados do defeito para causar circulação e, consequentemente, atuação do relé diferencial.

Um problema desse esquema é que correntes de faltas externas à zona de proteção podem causar operações indevidas do relé diferencial, pois durante o transitório da corrente de curto-circuito as precisões dos TC's podem variar, produzindo valores diferentes entre as correntes secundárias. Também pode haver atuação indevida durante a energização dos transformadores protegidos, o que produz transitórios de correntes elevadas, ou mesmo devido a erros inerentes aos TC's. Para minimizar esses problemas eram usadas bobinas de restrição associadas à bobina principal dos relés eletromecânicos, o que se dava o nome de esquema diferencial percentual.

A corrente diferencial requerida para operar esse relé tem valor variável, devido ao efeito da bobina de restrição. A corrente diferencial na bobina de operação é proporcional a Ip – Ip' e a corrente equivalente na bobina de restrição é proporcional a $\frac{Ip + Ip'}{2}$, já que a bobina de operação é conectada ao centro da bobina de restrição. A característica de operação do esquema diferencial percentual é apresentada na Figura 41, onde se observa que para haver atuação a corrente resultante na bobina de operação deve ser maior que o valor I_S ajustado.

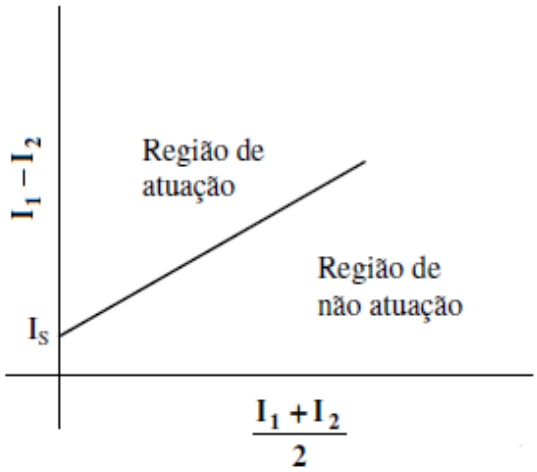

Figura 41 - Característica de atuação do relé diferencial percentual

A vantagem desse esquema é que a probabilidade de ocorrer uma operação indevida devido a possíveis saturações dos TC's é menor, pois a corrente diferencial necessária para causar atuação cresce com o aumento da corrente passante pela bobina de restrição, diferente do que acontece com o esquema sem a bobina de

restrição, onde basta a corrente de operação ultrapassar um valor pré-determinado para que ocorra a atuação.

Em relés digitais pode-se alterar o valor da inclinação da reta para diferentes valores de corrente de restrição, pois quanto maior o valor da corrente passante numa falta externa, maior a chance de ocorrer saturações indevidas.

Função de sobre/subfrequência (ANSI 81)

Os relés digitais de frequência são equipamentos que monitoram e analisam o comportamento da frequência dos sinais de tensão no sistema elétrico, estimando o valor da frequência, através de sofisticados métodos matemáticos, como a técnica de passagem pelo zero, que consiste em determinar o tempo entre duas passagens consecutivas do sinal de tensão pelo eixo das abscissas.

O princípio de funcionamento é bem simples. Se a frequência ultrapassar o valor máximo ($f_{CALCULADA} > f_{MÁX}$) ou regredir do valor mínimo ($f_{CALCULADA} < f_{MÍN}$), o relé atua, comandando a abertura de disjuntores e sinalizando ao sistema de monitoramento.
A aplicação deste relé é destinada ao controle e monitoramento da frequência do sistema frente a variações de carga como, por exemplo, durante a partida de grandes motores ou quando há uma retirada abrupta de carga.

Função de sub/sobretensão (ANSI 59/27)

Os relés de sobre (59) e sub-tensão (27), operam de forma similar aos relés de sobrecorrente, atuando quando os valores de tensão atingem níveis acima ou abaixo dos ajustes previamente executados.

A função de subtensão é usada para desligar o circuito quando o valor da tensão cai abaixo do ajuste. Isso é interessante para proteger cargas sensíveis à tensão, como motores de indução, onde a queda de tensão do sistema acarreta em aumento da corrente, que por sua vez produz aquecimento no motor. Outra aplicação comum do relé de subtensão é em quadros de baixa tensão, onde o relé pode comandar a transferência automática de fontes.

A função de sobretensão é usada para desligar o circuito quando o valor da tensão atinge níveis acima do permitido. O aumento da tensão pode diminuir os níveis de isolamento dos cabos, podendo causar defeitos por falha de isolação.

Função de religamento (79)

A função de religamento é de suma importância em redes aéreas de distribuição primária, onde grande parte dos defeitos é de natureza temporária como, por exemplo, o contato de galhos de árvores com a rede ou devido à presença de aves nas proximidades da rede, que podem causar faltas entre fases.

Nessas condições a função de religamento é essencial, pois evita que toda a rede seja desligada para um defeito temporário, possibilitando o restabelecimento do sistema sem a necessidade do envio de uma equipe de manutenção.

A função de religamento comumente opera associada à função de sobrecorrente, sendo acionada quando ocorre o disparo das unidades de sobrecorrente.

Para o funcionamento da função de religamento alguns parâmetros devem ser ajustados, como o tempo morto, também conhecido como tempo de religamento, que corresponde ao intervalo de tempo entre a abertura e o fechamento do disjuntor.

O ciclo de religamento corresponde ao número de vezes que o disjuntor permanece aberto aguardando o término do tempo morto para efetuar um religamento, sendo que após a última tentativa de religamento, se o defeito persistir, o disjuntor fica travado na posição aberto, podendo ser fechado apenas manualmente.

Função falha no disjuntor (50BF)

No caso da ocorrência de uma falta num determinado trecho, o relé de sobrecorrente principal é sensibilizado e atua, enviando um sinal de disparo para o disjuntor associado, que elimina a corrente de falta após ter sido aberto.

Na prática, o disjuntor pode falhar e não abrir, permitindo assim que a corrente de falta continue circulando pelo sistema. Nesse caso, a proteção de sobrecorrente de retaguarda deve atuar de forma seletiva, após um tempo pré-ajustado.

O uso da função contra falha no disjuntor (50BF: *breaker failure*) pode diminuir o tempo de atuação da proteção de retaguarda, o que traz muitos benefícios para o sistema elétrico protegido. Caso exista uma falha de operação no disjuntor principal, a função de falha no disjuntor entra em ação, enviando um sinal de disparo para os disjuntores à montante do disjuntor principal, eliminando assim a corrente de defeito no alimentador mais rapidamente.