

INTEGRAÇÃO DOS SISTEMAS DE PROTEÇÃO, CONTROLE E AUTOMAÇÃO DE
SUBESTAÇÕES E USINAS - ESTADO DA ARTE E TENDÊNCIAS

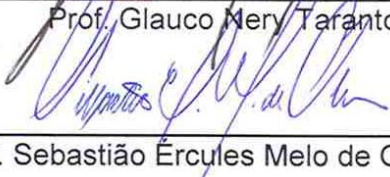
Allan Cascaes Pereira

TESE SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DA COORDENAÇÃO DOS
PROGRAMAS DE PÓS-GRADUAÇÃO DE ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE
FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS
PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM CIÊNCIAS EM ENGENHARIA
ELÉTRICA.

Aprovada por:



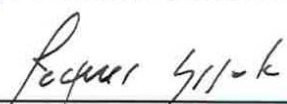
Prof. Glauco Nery Taranto, Ph.D



Prof. Sebastião Ércules Melo de Oliveira, D. Sc.



Prof. Luiz Guilherme Barbosa Rolim, Dr. - Ing.



Prof. Jacques Szczupak, Ph. D.

RIO DE JANEIRO - RJ - BRASIL

ABRIL DE 2005

PEREIRA, ALLAN CASCAES

Integração dos Sistemas de Proteção,
Controle e Automação de Subestações e
Usinas - Estado da Arte e Tendências [Rio
de Janeiro] 2005

XII, 169 p. 29,7 cm (COPPE/ UFRJ,
M.Sc., Engenharia Elétrica, 2005)

Tese - Universidade Federal do Rio
de Janeiro, COPPE.

1. Automação de Subestações
2. Integração de Sistemas Digitais

I. COPPE/UFRJ II.Título (série)

AGRADECIMENTOS

À minha esposa Suellen. Seu amor e compreensão me proporcionaram a força e energia necessárias para seguir em frente.

A meus filhos, pela retribuição ao amor que lhes dedico.

A meus pais. Seu maravilhoso exemplo, ensinamentos e apoio foram fundamentais em minha vida.

Ao amigo e colega, Prof. Paulo Cesar de Almeida, por seu incentivo para a realização deste curso.

Aos colegas de curso e amigos Franklin Clement Veliz e Andrea Pereira Leite, por me ajudarem a vencer os muitos desafios que se apresentaram.

Ao orientador, Prof. Glauco Nery Taranto, pelos ensinamentos, orientações e estímulo

Resumo da Tese apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Ciências (M.Sc.)

INTEGRAÇÃO DOS SISTEMAS DE PROTEÇÃO, CONTROLE E AUTOMAÇÃO DE SUBESTAÇÕES E USINAS – ESTADO DA ARTE E TENDÊNCIAS

Allan Cascaes Pereira

Abril/ 2005

Orientador: Glauco Nery Taranto

Programa: Engenharia Elétrica

O presente trabalho busca analisar e apresentar os novos sistemas integrados de proteção, supervisão, controle e automação que já começam a ser utilizados no Brasil e em outros países, apontar suas vantagens em relação aos sistemas não integrados, bem como comentar as tendências de evolução destes sistemas integrados no futuro.

Para situar melhor o leitor no tema integração, o trabalho é iniciado por uma exposição sobre o que vem a ser um sistema digital de supervisão e controle, como é a arquitetura básica do *hardware* e os algoritmos de filtragem para os sistemas de proteção digital, quais as principais arquiteturas dos sistemas de automação e quais as novas funções de monitoração e controle tornadas disponíveis pelos equipamentos digitais.

Discutem-se, também, no trabalho os pontos positivos e negativos do compartilhamento das informações já disponíveis nos sistemas de proteção e automação com os esquemas de proteção sistêmica (EPSs), destinados a detectar contingências extremas que possam acarretar desligamentos em cascata ou levar o sistema elétrico ao colapso e que têm sido utilizados modernamente em diversos países, incluindo o Brasil.

Dentro do tema em pauta, são ainda analisadas as possibilidades de *retrofit*, isto é, substituição parcial ou total dos equipamentos de proteção, supervisão e controle atualmente em uso em subestações ou usinas existentes por novos sistemas digitais.

Finalmente, como objetivo principal do trabalho, são enfocados os sistemas integrados de automação de subestações e usinas propriamente ditos, incluindo seu conceito, razões para sua utilização, arquiteturas que podem ser usadas, protocolos de comunicação, bem como alguns exemplos de sistemas integrados em uso ou já comercializados.

Abstract of Thesis presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for degree of Master of Science (M.Sc)

INTEGRATION OF SUBSTATION AND POWER PLANT PROTECTION, CONTROL AND AUTOMATION SYSTEMS – STATE OF THE ART AND TRENDS

Allan Cascaes Pereira

April/ 2005

Advisor: Glauco Nery Taranto

Department: Electrical Engineering

This paper intends to present and analyze the new protection, supervision, control and automation integrated systems that are already being applied in Brazil and in other countries, to point out their advantages regarding the non-integrated systems, as well as to comment the evolution trends of those integrated systems in the future.

In order to better introduce the reader into the digital integration subject, a brief explanation about what is a digital supervision and control system, how is the basic hardware architecture and the filtering algorithms for the digital protective relays, what are the main automation systems configurations and what are the new monitoring and control functions now made available by the digital equipments.

Discussion is also presented about the pros and cons of sharing the information already available from the protection and automation systems with the wide area system protection schemes (SPS), which have been modernly applied in several countries, including Brazil. These SPS schemes are developed to detect extreme severe contingencies that may cause cascade tripping of power system areas or lead to a system collapse.

As part of the present subject, the possibilities of retrofit, i.e., a partial or total substitution of protection, supervision and control equipment currently in use in substations or power plants by new digital systems, are also being analyzed.

Finally, as the main scope of this work, integrated protection and automation systems of substations and power plants are focused, including their basic concepts, the reasons to apply them, the architectural configurations that may be used, as well as a few examples of integrated systems that are now being used or available on the market.

ÍNDICE

CAPÍTULO 1.....	1
INTRODUÇÃO	1
1.1 Resumo do Trabalho	1
1.2 Estrutura da Dissertação	4
1.3 Histórico da Evolução Tecnológica dos Sistemas de Proteção e Controle	7
1.4 Contribuições Fornecidas Por Esta Dissertação	15
1.5 Publicações e Orientação de Trabalhos Gerados Por Esta Dissertação.....	16
CAPÍTULO 2.....	18
O QUE É UM SISTEMA DIGITAL DE SUPERVISÃO E CONTROLE ?	18
CAPÍTULO 3.....	20
QUAIS AS VANTAGENS DO USO DOS SISTEMAS DE CONTROLE E AUTOMAÇÃO DIGITAIS ?	20
3.1 No Aspecto Operacional	23
3.2 No Aspecto de Engenharia	23
3.3 No Aspecto da Segurança	24
3.4 No Aspecto da Manutenção	25
3.5 No Aspecto da Redução dos Custos de Instalação e Manutenção	25
CAPÍTULO 4.....	27
RELÉS DE PROTEÇÃO MICROPROCESSADOS - QUAL SUA ARQUITETURA BÁSICA? ..	27
4.1 Introdução	27
4.2 Subsistema de Entradas Analógicas	27
4.3 Subsistema de Entradas Digitais ou Discretas	31
4.4 Subsistema de Saídas Digitais ou Discretas.....	32
4.5 Memórias	33
4.6 Processador	33
4.7 Subsistema de Comunicação.....	34
4.8 Teclado Local e Visor de Cristal Líquido.....	34
4.9 Fonte de Alimentação.....	35
4.10 Arquiteturas Típicas	35
CAPÍTULO 5.....	40
RELÉS DIGITAIS - NOÇÕES SOBRE OS ALGORITMOS DE FILTRAGEM UTILIZADOS ..	40
5.1 Introdução	40
5.2 Algoritmos Para Proteção de Distância	40

5.3	Conceito de Janela de Dados.....	42
5.4	Algoritmo de Fourier	44
5.5	Algoritmo Recursivo de Fourier	48
5.6	Algoritmo de Walsh.....	49
5.7	Algoritmos de Filtragem Digital Baseados em Modelo do Sistema	51
5.8	Algoritmo de Mínimos Quadrados.....	53
CAPÍTULO 6.....		55
POSSIBILIDADES DE DIFERENTES ARQUITETURAS PARA O SISTEMA DIGITAL		55
6.1	Introdução	55
6.2	Sistema Com SC Centralizada.....	55
6.3	Sistema Com P e SC Fisicamente Distribuídos	56
6.4	Sistema Com Arquitetura Física e Funcionalmente Descentralizada.....	59
6.5	Redundância das Informações.....	60
6.6	Exemplos de Algumas Arquiteturas Utilizadas	61
CAPÍTULO 7		64
FUNÇÕES DE MONITORAÇÃO E CONTROLE OFERECIDAS PELOS RELÉS DIGITAIS		64
7.1	Registro Seqüencial de Eventos	64
7.2	Registro de Valores de Medição Indicativa	65
7.3	Oscilografia	65
7.4	Autoteste e Autodiagnose	66
7.5	Teclado, Visor e LEDs	66
7.6	Interface Homem-Máquina Remoto.....	67
7.7	Comunicação	68
7.8	Sincronismo.....	68
7.9	Localização de Faltas	68
7.10	Monitoração do Disjuntor	68
7.11	Monitoração do Circuito de Disparo	68
7.12	Relatórios de Falta	69
7.13	Deteção de Falha na Abertura ou Fechamento do Disjuntor	69
7.14	<i>Software</i> de Comunicação.....	69
7.15	Configuração das Entradas e Saídas Digitais.....	70
7.16	Grupos de Ajustes	70
7.17	Monitoração da Qualidade da Energia Fornecida	71
CAPÍTULO 8.....		72

SISTEMAS INTEGRADOS DE PROTEÇÃO E AUTOMAÇÃO	72
8.1 O Que é Um Sistema Integrado de Proteção e Automação ?	72
8.2 Razões Para Evoluir Para Um Sistema Integrado	74
8.3 Análise da Possibilidade de Utilização dos TCs de Proteção na Medição Indicativa	78
8.4 Arquiteturas Típicas de Um SAS.....	79
8.5 Funções Que Podem Ser Implementadas em Um SAS	82
8.6 Exemplos de Arquitetura de um SAS	83
8.7 O Sistema de Automação da COPEL	89
8.8 Uso do Conceito de Vão Típico em Um SAS	91
8.9 Por que as Subestações Existentes Devem Ser Automatizadas ?	94
8.10 SADISP – Um Sistema Integrado em Desenvolvimento pelo CEPEL.....	97
8.11 Integração dos Esquemas de Proteção Sistêmica com o SAS	99
8.12 Monitoração e Integração dos Reguladores Digitais de Tensão e Velocidade de Geradores	101
8.13 Linguagem CIM XML Aplicada a Sistemas Elétricos	103
8.14 O Padrão IEC 61850 – Sua Implantação e Aplicações	106
8.15 Utilização das Informações de Monitoração e Controle Disponíveis nos Relés .	121
CAPÍTULO 9.....	126
DESENVOLVIMENTOS FUTUROS	126
9.1 Uso da tecnologia da Internet	126
9.2 Sistemas Agentes Remotos Aplicados às Proteções Principal e de Retaguarda	127
CAPÍTULO 10.....	130
CONCLUSÕES.....	130
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	132
Livros	132
Apostilas.....	132
Artigos Técnicos Publicados	132

ANEXO 1

CONCEITOS BÁSICOS SOBRE COMUNICAÇÃO DE DADOS E REDES LOCAIS

1. INTRODUÇÃO	1
2. TRANSMISSÃO/RECEPÇÃO.....	1
3. MODULAÇÃO	4
3.1 Modulação AM (amplitude) por Chaveamento (ASK).....	5

3.2	Modulação em Frequência por Chaveamento (FSK)	6
3.3	Modulação em Fase por Chaveamento (PSK).....	6
3.4	Modems Digitais (DATA SET).....	6
4.	INTERFACE DE COMUNICAÇÃO DE DADOS.....	7
5.	TIPOS DE LIGAÇÃO DE DADOS	8
5.1	Ponto a Ponto Dedicado	8
5.2	Ponto a Ponto Comutado.....	8
5.3	Multiponto	9
5.4	Multiponto com Multiplex.....	9
5.5	Multiponto com Concentrador.....	10
5.6	Ponto a Ponto Radial.....	10
5.7	Multiponto com Unidade de Derivação Analógica (UDA).....	11
5.8	Multiponto com Unidade de Derivação Digital (UDD)	11
6.	REDES DE MICROCOMPUTADORES	12
6.1	Objetivos de uma Rede de Microcomputadores	12
6.2	Classificação de Rede Quanto à Estrutura	13
7.	CARACTERÍSTICAS DO MEIO.....	15
7.1	Par Trançado.....	15
7.2	Cabo Coaxial	16
7.3	Fibras Óticas.....	17
8.	ACESSO AO MEIO DE COMUNICAÇÃO	18
8.1	Métodos Baseados em Disputa	18
8.2	Métodos Baseados em Acesso Ordenado ao Meio.....	18
8.3	Protocolos de Acesso ao Meio	18
9.	USO DE PROTOCOLOS DE COMUNICAÇÃO PADRONIZADOS.....	20
9.1	Protocolos de Linha	21
9.2	Aplicação de Protocolos em Sistemas Integrados	21
9.3	Principais Tipos de Protocolos de Comunicação	23
9.4	O Surgimento de Protocolos Padronizados	26
9.5	Comparação Entre os Protocolos IEC 60870-5-104 e IEC 61850	29
10.	REQUISITOS DE SINCRONIZAÇÃO	31
10.1	Protocolos Inerentemente Síncronos.....	31
10.2	TDMA - Time Division Multiple Access.....	32
10.3	Relógios Independentes.....	32

GLOSSÁRIO

ACSI	<i>Abstract Communication Service Interface</i>
API	Applicative Program Interface
CIM	<i>Common Information Model</i>
CLP	Controlador Lógico Programável
COR	Centro de Operação Regional
COS	Centro de Operação do Sistema
DLG	<i>Directed Labeled Graph</i>
DTD	<i>Documet Type Definition</i>
ECE	Esquema de Controle de Emergência
ECS	Esquema de Controle de Segurança
EMS	<i>Energy Management System</i>
EPA	<i>Enhanced Performance Architecture</i>
EPRI	Electric Power Research Institute
EPS	Esquema de Proteção Sistemica
ERAC	Esquema Regional de Alívio de Carga
FCR	Fator de Correção de Relação
FDDI	<i>Fiber Distributed Data Interface</i>
Firewall	Sistema de segurança contra acesso não autorizado
GOOSE	<i>Generic Object Oriented Substation Event</i>
GPS	Global Positioning System
I/O	<i>In/ Out</i>
ICD	<i>IED Configuration Description</i>
IEC	<i>International Electric Commission</i>
IED	<i>Intelligent Electronic Device</i>
IEM	Interferência Eletromagnética
IHM	Interface Homem-Máquina
IP	<i>Internet Protocol</i>
ISO	<i>International Standards Organization</i>
LAN	<i>Local Area Network</i>
MAP	<i>Manufacturing Automation Protocol</i>
MMS	<i>Manufacturing Message Specification</i>
MT/AT/EAT	Média, Alta e Extra-Alta Tensão

NIM	Network Interface Module
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
OSI	<i>Open System Interconnection</i>
PMU	Phase Measuring Unit
RDF	<i>Resource Description Framework</i>
SADISP	Sistema para Aquisição e Processamento de Dados para a Integração da Supervisão, Controle e Proteção
SAS	<i>Substation Automation System</i>
SCADA	<i>Supervision Control And Data Acquisition</i>
SCD	System Configuration Description
SCL	<i>Substation Configuration description Language</i>
SCSM	<i>Specific Communication Service Mapping</i>
SSD	<i>System Specification Description</i>
TCP/IP	Transmission Control Protocol / Internet Protocol
TDMA	<i>Time Division Multiple Access</i>
UAC	Unidade de Aquisição e Controle
UCA	<i>Utility Communication Architecture</i>
UCC	Unidade Central de Controle
UCP	Unidade Central de Processamento
UML	<i>Unified Modeling Language</i>
URI	<i>Uniform Resource Identifier</i>
UTR	Unidade Terminal Remota
WAN	<i>Wide Area Network</i> (rede remota)
XML	<i>EXtensible Markup Language</i>
XSL	<i>XML Transformations</i>

CAPÍTULO 1

INTRODUÇÃO

1.1 Resumo do Trabalho

Os sistemas de proteção, controle e automação de subestações e usinas experimentaram importantes mudanças desde o advento dos processadores digitais de alta capacidade de processamento, juntamente com a expressiva evolução dos sistemas de comunicação digital. Sistemas inteligentes, multifuncionais e com capacidade de comunicação, denominados IEDs (Intelligent Electronic Devices) substituíram os tradicionais conglomerados de painéis contendo dispositivos eletromecânicos e estáticos [1].

Apesar desta evolução, porém, a maioria dos sistemas digitais atualmente em serviço é constituída por subsistemas independentes, existindo um limitado nível de comunicação entre os mesmos. Como resultado, cada um dos subsistemas utilizados (proteção, supervisão e controle, SCADA, oscilografia, CLPs para proteção sistêmica, equipamentos de controle de tensão e velocidade de geradores etc.) possui a interface com o processo realizada de forma independente dos demais subsistemas. Tal situação conduz a uma multiplicação de sinais (correntes, tensões, temperaturas, estado de equipamentos, alarmes, comandos etc.) que são trazidos desde o processo (junto aos equipamentos da subestação ou usina) até o local de instalação do IED, acarretando um aumento considerável no número de cabos e estruturas para contê-los (eletrodutos, canaletas, dutos, caixas de passagem, bandejas etc.), bem como do *hardware* de interface necessário, contribuindo para aumentar o custo global da instalação.

Para reduzir o número de pontos de interface com o processo, diminuir o custo dos equipamentos e cablagem e, ao mesmo tempo, oferecer ao pessoal de operação e manutenção informações mais completas sobre o estado dos equipamentos, propõe-se a integração dos diversos IEDs e o uso de redes de comunicação local (LAN) altamente confiáveis e com protocolos abertos [2]. Esta solução corresponde agora ao estado da arte na área de automação de subestações e usinas. A tendência para uma integração cada vez maior entre os equipamentos digitais está presente nos novos empreendimentos, gerada pelo progresso tecnológico e pela competição por menor custo com melhor desempenho, que passou a fazer parte do dia a dia das empresas de energia elétrica.

O desenvolvimento de subestações totalmente integradas deverá, agora, se acelerar como resultado da aprovação, em junho de 2004, do protocolo de comunicação padronizado e aberto IEC 61850.

O presente trabalho procura analisar e apresentar os novos sistemas integrados de proteção, supervisão, controle e automação que já começam a ser utilizados no Brasil e em outros países, apontar vantagens em relação aos sistemas não integrados, bem como comentar as tendências de evolução destes sistemas integrados no futuro.

Discutem-se, também, no trabalho os pontos positivos e negativos do compartilhamento das informações já disponíveis nos sistemas de proteção e automação com os esquemas de proteção sistêmica (EPSs), destinados a detectar condições extremas que possam acarretar desligamentos em cascata ou levar o sistema elétrico ao colapso e que têm sido utilizados modernamente em diversos países, incluindo o Brasil. Estes esquemas são desenvolvidos para iniciar ações que reconduzam o sistema elétrico a uma condição segura e necessitam adquirir do processo, parte das mesmas informações já adquiridas pelos sistemas de proteção e automação [3].

Para situar melhor o leitor no tema integração, o trabalho é iniciado por uma exposição sobre o que vem a ser um sistema digital de supervisão e controle, quais as vantagens de um sistema de automação digital, como é a arquitetura básica do *hardware* e os algoritmos de filtragem para os sistemas de proteção digital, quais as principais arquiteturas dos sistemas de automação e quais as novas funções de monitoração e controle tornadas disponíveis pelos sistemas digitais [4, 5, 9].

Ainda a título de preparação conceitual, o trabalho faz um breve histórico da evolução tecnológica dos sistemas de proteção e controle desde a fase de tecnologia convencional até os dias atuais [1, 6, 7]

Dentro do tema em pauta, são ainda analisadas as possibilidades de *retrofit*, isto é, substituição parcial ou total dos equipamentos de proteção, supervisão e controle atualmente em uso em subestações ou usinas existentes por novos sistemas digitais.

Finalmente, como objetivo principal do trabalho, são enfocados os sistemas integrados de automação de subestações e usinas propriamente ditos, incluindo seu conceito, razões para sua utilização, arquiteturas que podem ser usadas, bem como alguns

exemplos de sistemas integrados em uso ou já comercializados.

São analisadas algumas experiências de implantação de sistemas integrados e não integrados no Brasil e em outros países, buscando-se apontar pontos positivos e negativos em cada caso.

Para que se possa verificar a validade dos conceitos de integração de *hardware* e *software* desenvolvidos no presente trabalho, são apresentados dados de uma plataforma de desenvolvimento de um sistema integrado que está sendo construída no CEPEL. Serão mostrados a arquitetura do *hardware*, os diversos módulos do *software* e informações sobre o sistema de comunicação de dados e sobre os protocolos de comunicação utilizados.

Ainda como parte do trabalho em pauta, são mencionadas possibilidades de integração parcial dos equipamentos de regulação de tensão e velocidade dos geradores com o sistema de automação da usina e subestação.

É mencionado que o sistema de supervisão e controle de uma subestação ou usina, por sua vez, tem o objetivo de fornecer ao operador indicação do estado (aberto ou fechado) dos equipamentos de manobra (disjuntores e chaves seccionadoras), indicação dos alarmes e grandezas elétricas e mecânicas de interesse (corrente, tensão e potência em cada circuito, temperatura e posição do *tap* dos transformadores), possibilitar mudanças topológicas nas subestações (comandos de abertura e fechamento de equipamentos de manobra), assim como o controle da tensão. Este sistema, também, requer ligação, através de cabos, desde os equipamentos no pátio até os painéis na casa de controle [4, 5, 8].

Às funções de proteção e controle acima são ainda agregadas funções de automação, oscilografia, localização de faltas, registro seqüencial de eventos, funções de segurança como intertravamentos, verificação de sincronismo etc., além de proteções que envolvam todo um setor da subestação, como as proteções de barra e de falha de disjuntor.

Em função da necessidade de as grandes empresas de energia elétrica possuírem um controle centralizado sobre as diversas ações e eventos que possam ter lugar nas subestações ou usinas surgiram os sistemas *SCADA* (*Supervision, Control And Data Acquisition*), constituídos por Unidades Terminais Remotas - UTRs localizadas localmente e os sistemas de controle e supervisão localizados nos centros de controle.

Como consequência, mais cabos de controle foram necessários para interligar os equipamentos do pátio com as UTRs.

O surgimento da tecnologia digital veio possibilitar que os relés de proteção, os painéis de supervisão e controle e o equipamento de oscilografia se transformassem em equipamentos inteligentes (IEDs - *Intelligent Electronic Devices*).

Embora o objetivo do presente trabalho seja analisar os sistemas integrados de proteção, supervisão e controle, serão apresentadas, inicialmente, informações básicas sobre os sistemas de supervisão e controle digital não integrados e sobre os relés microprocessados, assim como um histórico da evolução destes sistemas até os dias atuais, para familiarizar o leitor com estes sistemas [1, 7, 10].

1.2 Estrutura da Dissertação

A presente dissertação de mestrado está distribuída em capítulos, cujo conteúdo está resumido a seguir:

Capítulo 1 – Introdução

Este capítulo inicia-se por um resumo e informações gerais sobre os demais capítulos, inclui informações sobre a estrutura desta dissertação e um histórico da evolução tecnológica dos sistemas de proteção e controle, terminando por informar sobre as contribuições fornecidas pelo presente trabalho e sobre as publicações geradas pelo mesmo.

Capítulo 2 - O Que É Um Sistema Digital de Supervisão e Controle ?

Com o objetivo de iniciar o leitor no tema, o capítulo apresenta os sistemas digitais de supervisão e controle não integrados aplicados a subestações e usinas, informando o que são, como funcionam e quais suas principais partes constituintes.

Capítulo 3 - Quais as Vantagens do Uso dos Sistemas de Controle e Automação Digitais ?

Neste capítulo são informadas as inúmeras vantagens da utilização de sistemas digitais para supervisão e controle de subestações e usinas, em comparação com os sistemas não digitais, constituídos por grande quantidade de dispositivos instalados em painéis e interligados entre si por cabos. São examinados os aspectos operacional,

de engenharia, de segurança, de manutenção e de custo.

Capítulo 4 - Relés de Proteção Microprocessados - Qual Sua Arquitetura Básica?

Os relés microprocessados são apresentados ao leitor, incluindo sua arquitetura básica, suas principais partes constituintes, tais como multiplexador, conversor A/D, processador, memórias e sistemas de entradas e saídas analógicas e digitais, assim como noções de como é feita a amostragem dos sinais de corrente e tensão. São, também, mostrados alguns tipos de arquitetura utilizadas para o *hardware*.

Capítulo 5 - Relés Digitais - Noções Sobre os Algoritmos de Filtragem Utilizados

As ondas de corrente e tensão podem estar fortemente “contaminadas”, particularmente durante a ocorrência de uma falta. Esta contaminação consiste em transitórios exponenciais, harmônicos superiores etc. Este problema é resolvido pelos relés digitais, em boa parte dos casos, mediante a implementação de algoritmos de filtragem digital.

Neste capítulo são apresentadas algumas noções sobre os principais algoritmos de filtragem digital empregados nos relés microprocessados, incluindo o conceito de janela de dados deslizante e mostrando a resposta de frequência dos filtros nos estados estável e transitório para alguns dos filtros mais utilizados.

Capítulo 6 - Possibilidades de Diferentes Arquiteturas Para o Sistema Digital

Neste capítulo são mostrados diversos tipos de arquitetura que podem ser usados em um sistema digital de proteção e automação de subestações e usinas, desde os mais centralizados até aqueles física e funcionalmente distribuídos, discorrendo-se sobre as vantagens e desvantagens de cada tipo. São apresentados, também, exemplos de sistemas redundantes em que os dados são aquisitados duplamente, sendo um deles selecionado como dado válido através de um conjunto de lógicas e regras específicas.

Capítulo 7 - Funções de Monitoração e Controle Oferecidas Pelos Relés Digitais

As principais funções de monitoração e controle disponíveis na maioria dos relés digitais são mostradas brevemente neste capítulo para que o leitor entenda que o relé digital não é um dispositivo dedicado somente às funções de proteção, podendo vir a ser, também, um componente importante de um sistema integrado de supervisão,

controle e automação.

Capítulo 8 - Sistemas Integrados de Proteção e Automação

Neste capítulo são enfocados os sistemas integrados de proteção e automação de subestações e usinas propriamente ditos (identificados, de forma genérica, como SAS – *Substation Automation Systems*) e que são o objeto principal da presente dissertação, incluindo a informação sobre em que consistem e como funcionam, suas principais funções e as razões para a tecnologia de SAS evoluir para sistemas integrados. Discorre-se, neste capítulo, sobre as dificuldades encontradas na área de comunicação, relativamente ao uso de protocolos padronizados que sejam utilizados por todos os grandes fabricantes e que possibilitem a interligação segura entre os diferentes IEDs de uma subestação ou usina. Inclui-se, também, neste capítulo, uma apresentação do SADISP, que é um sistema integrado em desenvolvimento pelo CEPEL. São também analisadas as possibilidades de integração do SAS com os esquemas de proteção sistêmica e com os reguladores digitais de tensão e velocidade de geradores.

Ainda como parte deste capítulo é apresentada a linguagem CIM XML aplicada a sistemas elétricos, a qual constitui um recurso importante no sentido de se obter uma forma padronizada de descrever a topologia de uma subestação. Finalmente, a conquista mais importante alcançada em 2004 na área de integração entre IEDs em subestações, o padrão IEC 61850, que veio possibilitar a comunicação rápida e confiável entre IEDs, é também, analisada neste capítulo.

Capítulo 9 – Desenvolvimentos Futuros

Neste capítulo, são apresentados comentários sobre o estado da arte dos sistemas de automação digitalizados que já se encontram disponíveis no mercado e sobre os novos desenvolvimentos esperados para futuro próximo, incluindo o uso da tecnologia de Internet, a filosofia de agentes remotos aplicados à proteção principal e de retaguarda, o uso das informações disponíveis nos relés, além de outros desenvolvimentos.

Capítulo 10 – Conclusões

Neste capítulo, são mostrados os fatores que contribuem para a rápida e importante modificação que está ocorrendo nos sistemas de proteção e automação em subestações e usinas em face dos novos requisitos impostos pelos usuários e como a integração entre os diversos IEDs poderá contribuir para melhorar significativamente o desempenho e ampliar a gama de utilização destes sistemas.

Anexo 1 - Conceitos Básicos Sobre Comunicação de Dados e Redes Locais

Este anexo contém uma revisão dos conceitos básicos de comunicação digital, incluindo redes de microcomputadores, características do meio físico, técnicas de acesso ao meio e requisitos de sincronização. Contém, também, informações sobre o uso de protocolos de comunicação padronizados e uma comparação entre o protocolo IEC 60870-5-104, um dos protocolos usados até agora para comunicação entre IEDs e o novo protocolo IEC 61850.

1.3 Histórico da Evolução Tecnológica dos Sistemas de Proteção e Controle

1.3.1 Primeira Fase: Uso da Tecnologia Convencional

Os primeiros relés de proteção utilizados eram de tecnologia eletromecânica, normalmente do tipo unifunção. O sistema de controle e supervisão associado, por sua vez, era constituído por chaves de controle e chaves seletoras, lâmpadas indicadoras, barramento mímico, instrumentos de medição indicativa e por um ou mais anunciadores de alarme.

Os dispositivos de controle eram distribuídos em painéis de controle e os relés em painéis de proteção. Em tensões de 138 kV até 345 kV utilizava-se, em geral, 1 painel de controle e 1 painel de proteção para cada saída de linha ou transformador, além de 1 ou mais painéis para as funções comuns. Nas subestações de 500 kV e 765 kV, a quantidade de relés e dispositivos de controle era tal que cada saída requeria, muitas vezes, 2 painéis de controle e 2 painéis de proteção. Todos estes painéis eram localizados numa casa de controle que, em alguns casos, precisava ser ampliada para comportar mais painéis e cabos.

Nas subestações e usinas de maior porte, um grande espaço era necessário para acomodar todos estes painéis, aumentando o custo das edificações necessárias para abrigá-los. Adicionalmente, o fato de as diferentes lógicas utilizadas nos circuitos de controle e intertravamentos serem do tipo *hardwired*, isto é, feitas por ligação física de

contatos (em série ou em paralelo) através de fios, requeria que um conjunto independente de contatos auxiliares dos disjuntores e chaves seccionadoras fosse utilizado para cada uma das diferentes lógicas necessárias, aumentando muito a cablagem. Como alternativa, podiam-se utilizar relés auxiliares os quais, porém, aumentavam a fiação interna e o custo dos painéis.

Em vista das distâncias envolvidas e do grande número de cabos por vão, estas subestações e usinas requeriam, muitas vezes, dezenas ou até centenas de quilômetros de cabos de controle, com as respectivas estruturas para contê-los (eletrodutos, dutos, canaletas e bandejas). Todos estes fatores oneravam o custo das instalações e dificultavam muito a manutenção.

Os sistemas de proteção e controle descritos acima têm sido denominados de sistemas convencionais de proteção e controle.

1.3.2 Problemas e Limitações dos Sistemas Convencionais

Entre os muitos problemas apresentados pelos sistemas convencionais, podemos citar [11]:

- Grande número de circuitos, condutores e componentes necessários à execução das diversas funções e lógicas, aumentando a probabilidade de falhas e dificultando a manutenção;
- Grande número de cabos entre a subestação e os diversos painéis, exigindo o uso de galerias para cabos, bandejas, canaletas, dutos etc., os quais representam, juntamente com os cabos, um item importante de custo.
- Custos elevados de engenharia e de fabricação dos painéis e cubículos, em virtude da diversidade de filosofias e equipamentos, dificuldade de padronização e complexidade dos circuitos.

A título de exemplo, a Figura 1.1 mostra um circuito típico de intertravamento envolvendo chaves seccionadoras de desvio em uma subestação com barramento tipo barra principal e transferência.

Vale observar que os contatos do circuito mostrado estão em diferentes painéis ou são contatos auxiliares de equipamentos localizados no pátio em diferentes vãos, o que contribui para o aumento da cablagem.

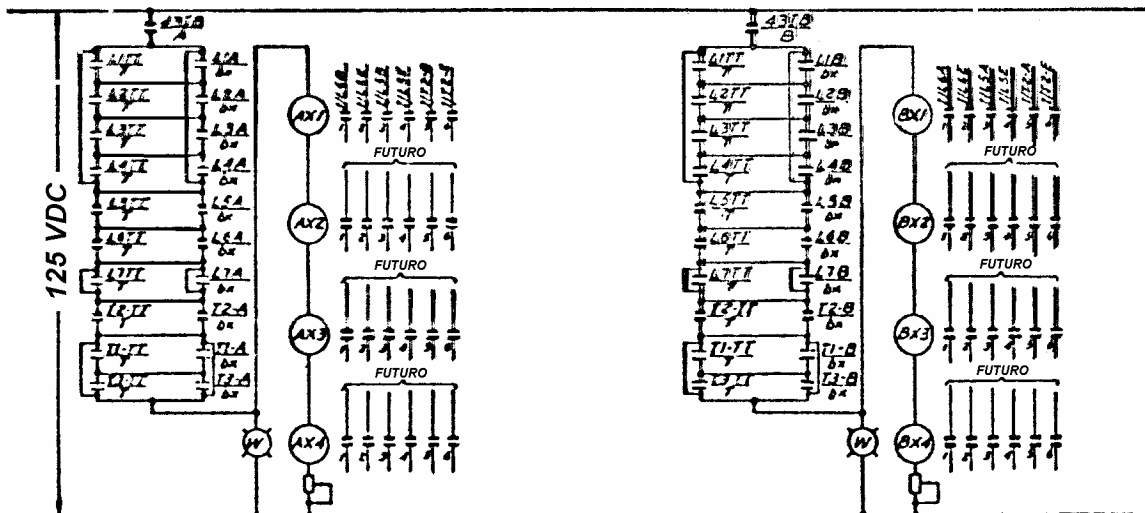


Figura 1.1 – Parte de Circuito de Intertravamento de Chaves Seccionadoras

- Grande número de relés auxiliares e temporizadores, bem como uso de chaves de controle com muitos estágios e contatos agravando os problemas de manutenção e de estoque de peças e dispositivos de reposição.
- Grande número de painéis de proteção, controle, supervisão, oscilografia, alarmes, intertravamentos, relés auxiliares etc., acarretando a necessidade de sala de controle e sala de relés de grandes dimensões, aumentando grandemente o custo de construção destas edificações. A Figura 1.2 mostra um exemplo de casa de controle de uma subestação de grande porte com tecnologia convencional ainda utilizada em algumas subestações.
- Grande número de desenhos necessários à documentação do projeto, com custo elevado de preparação, arquivamento e cópias;
- Dificuldade e maior custo de engenharia nas expansões, pela necessidade de realizar alterações nos diagramas, na cablagem e na fiação dos painéis e cubículos existentes, além dos transtornos para instalar novos painéis de proteção e controle numa sala de controle ou sala de relés, muitas vezes já congestionadas;
- Os contatos auxiliares dos disjuntores e chaves seccionadoras, em geral, não são supervisionados, possibilitando transferências automáticas, intertravamentos ou indicações erradas;
- Dificuldade na pesquisa, localização e reparação de defeitos, em razão do número de dispositivos e da cablagem e fiação envolvidos;

- Supervisão da integridade dos circuitos, componentes e equipamentos insuficiente. Há necessidade de testes periódicos e algumas falhas só são detectadas quando o sistema é solicitado a operar;

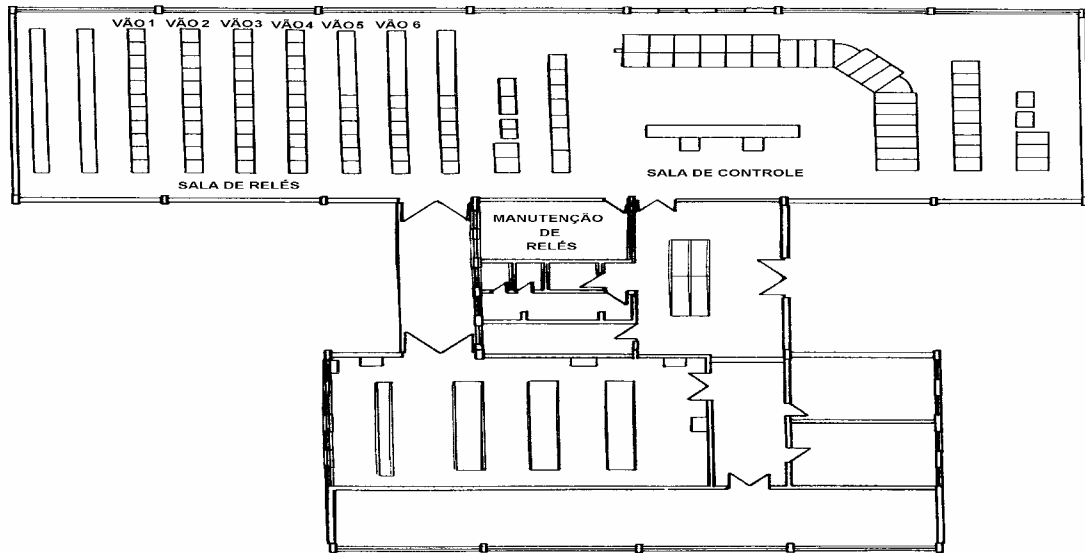


Figura 1.2 – Arranjo Dos Equipamentos Na Casa De Controle – Sistema Convencional

- As ocorrências de alarmes devem ser anotadas manualmente, pelo operador, possibilitando a perda ou alteração de informações. Os sistemas de alarme e registro de eventos são deficientes e de custo elevado. A Figura 1.3 mostra um anunciador de alarmes convencional.

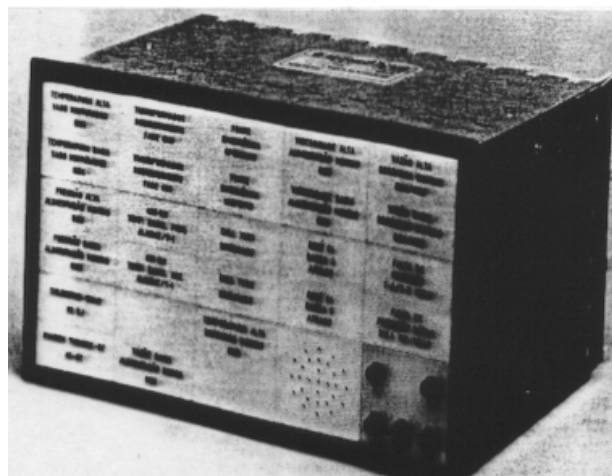


Figura 1.3 – Anunciador de alarmes eletrônico

- Os recursos oferecidos ao pessoal de operação e manutenção (registros, listagens, etc.) são limitados.
- É necessário efetuar testes e recalibração periódica dos relés, uma vez que suas características se alteram com o tempo. Para uma empresa que possua grande número de relés em serviço isto pode representar um esforço significativo das equipes de manutenção.
- Os automatismos são praticamente inexistentes e, quando utilizados, requerem circuitos relativamente complexos, reduzindo a confiabilidade.

1.3.3 O Surgimento da Tecnologia Digital

Os primeiros equipamentos digitais instalados em subestações e usinas na área de supervisão e controle foram as Unidades Terminais Remotas – UTRs. Inicialmente, estas unidades eram meros equipamentos de aquisição de dados e execução de comandos e constituíam a interface entre o processo elétrico e os sistemas SCADA (*Supervisory, Control And Data Acquisition*). Toda a inteligência para processamento das informações e para supervisão e controle do processo elétrico ficava localizada nos centros de operação e controle (CORs e COSs). Estes centros eram dotados de computadores de grande porte e de interface homem-máquina (IHM) poderosa, uma vez que, durante perturbações envolvendo desligamentos múltiplos, era necessário processar e apresentar ao operador uma grande massa de informações.

Posteriormente, as UTRs passaram a ser dotadas de inteligência própria, sendo capazes de executar diversas funções acessórias como autoteste e autodiagnose, validação de medidas e estado de equipamentos, datação (registro do instante de ocorrência) e armazenamento de alarmes e eventos, assim como pré-processamento da medição e dos dados de alarmes e eventos antes de seu envio ao nível hierárquico superior. Com essas novas funcionalidades e pelo fato de possuírem processamento próprio as UTRs, em algumas empresas, passaram a ser denominadas Unidades de Aquisição e Controle (UACs).

Os sistemas digitais de controle local surgiram com a finalidade de oferecer maiores recursos ao pessoal de operação e manutenção na própria subestação ou usina. Possuíam uma Unidade Central de Processamento (UCP) interligada com as UTRs ou UACs. Estes sistemas permitiam um processamento dos dados adquiridos e possuíam um interface homem-máquina local [12].

Na área de proteção, a tecnologia digital em relés somente passou a ser utilizada de forma mais ampla em meados da década de 1980. Na verdade, as primeiras pesquisas com aplicação de computadores digitais em sistemas elétricos de potência remontam ao final dos anos 60, quando se vislumbrava a possibilidade de concentrar todas as operações de controle e as proteções em um único computador de grande porte. Os avanços na tecnologia de sistemas digitais e na teoria de tratamento digital de sinais permitiram realizar a primeira instalação piloto de proteção de linha em 1972, pela Westinghouse e a Pacific Gas & Electric Co. [13, 14].

Embora a tecnologia eletromecânica estivesse bem estabelecida, já tendo sido extensivamente provada, os relés de proteção tornaram-se cada vez mais complexos, diante das necessidades dos sistemas elétricos que se tornavam maiores e mais e mais interligados. A potencialidade destes sistemas precisava acompanhar a crescente demanda por energia elétrica dos grandes centros populacionais. Assim, vislumbrou-se que a aplicação da tecnologia digital em relés de proteção poderia oferecer muito mais flexibilidade de aplicações, com um *hardware* padronizado e mais compacto e com melhor desempenho em relação aos relés convencionais.

Os primeiros relés digitais desenvolvidos aplicavam-se à proteção de linhas de transmissão, pois os relés de distância eletromecânicos chaveados, então em uso, eram constituídos por várias unidades de proteção, relés auxiliares e temporizadores, interligados por um grande número de fios. Tais equipamentos eram de difícil manutenção e não atendiam a todos os requisitos requeridos pelas linhas de transmissão de tensões mais elevadas.

Os relés digitais trouxeram como um diferencial importante em relação aos relés convencionais o fato de serem multifunção (várias funções de proteção compartilhando o mesmo *hardware*), possuírem monitoração contínua de seus próprios circuitos e funções, além de oferecerem um conjunto de funções adicionais de lógica, monitoração e controle.

Com o uso da proteção digital, diversas funções de proteção antes desempenhadas por diferentes relés passaram a ser agregadas em um mesmo *hardware*. Logo, funções de supervisão e controle foram adicionadas, aproveitando o *hardware* já disponível. Devido ao papel importante que os relés digitais podem desempenhar nos sistemas integrados de proteção e controle digital, os mesmos estão apresentados em separado nos capítulos 4 e 5.

Alguns equipamentos digitais do tipo *stand alone*, tais como o registrador seqüencial de eventos, o oscilógrafo digital, o anunciador digital, os equipamentos de medição digital e os equipamentos de localização de faltas nas linhas, se desenvolveram de forma independente. Estes equipamentos, juntamente com as UACs e demais equipamento dotados de processamento próprio, foram identificados de uma forma genérica como IEDs (Intelligent Electronic Devices)

O desenvolvimento dos microcomputadores e o seu baixo custo em relação aos computadores de grande porte que eram utilizados nos centros de controle, juntamente com um melhor conhecimento e controle sobre as interferências eletromagnéticas nas salas de controle possibilitou o desenvolvimento dos sistemas de supervisão e controle local e sua utilização não só nas subestações e usinas novas como também nas instalações existentes. A decisão de substituir os painéis de supervisão e controle existentes por um sistema de controle digital foi, também, grandemente influenciada pelos muitos benefícios que estes sistemas podem oferecer sob os aspectos de engenharia, operação e manutenção, conforme já mencionado no item 3 deste trabalho [11, 15].

Após mais de 20 anos de desenvolvimento, a tecnologia digital aplicada a sistemas de proteção e de supervisão e controle atingiu um estágio de maturidade. Conforme ZIEGLER, G. [16], durante este tempo, cerca de 100.000 relés digitais e 1000 sistemas de supervisão e controle digitais foram colocados em serviço em diversos países. Atualmente, produtos globalizados são projetados para o mercado mundial e atendem aos requisitos relevantes das normas IEC e ANSI/ IEEE, podendo ser adaptados tanto aos padrões de comunicação utilizados na Europa quanto nos EEUU. Assim, por exemplo, a interface de comunicação de relés de proteção pode ser fornecida com o protocolo IEC 60870-5-103, bem como com o protocolo DNP 3.0 ou o Modbus.

No caso da proteção digital, o número de funções incorporadas em um único relé tem se expandido de forma impressionante, juntamente com a capacidade de processamento e de armazenagem de informações. A Tabela 1.1 a seguir oferece um exemplo típico da evolução do *hardware* dos relés [16]:

Os relés digitais modernos já oferecem como padrão funções de medição, monitoração e registro de faltas e eventos. A precisão para a indicação de corrente e tensão é, em geral, da ordem de 1%. A indicação da potência ativa e reativa tem precisão em torno de 2%. A capacidade de memória para registro dos valores de falta

permite registros oscilográficos com duração em torno de 10 s, com resolução de 600 a 2400 Hz, dependendo do tipo do relé.

Tabela 1.1 – Evolução da Capacidade do *Hardware* dos Relés Digitais

Ano	Memórias RAM e EPROM (Kbytes)	Barramento de Dados (bits)	Capacidade de Processamento (MIPS)
1986	64/128	16	0,5
1992	256/512	16	1,0
1999	512/4000 (+ 4MB D-RAM)	32	35,0

A qualidade da energia fornecida pode ser parcialmente monitorada pelos relés de proteção que, normalmente, podem registrar flutuações de tensão, desde que com duração maior que 10 ms e até o 7º ou 10º harmônicos, o que é, em geral, suficiente na maioria das aplicações. A monitoração de transientes rápidos e harmônicos de maior ordem (até o 50º, por exemplo) requer uma taxa de amostragem e capacidade de memória maiores. Entretanto, com o rápido desenvolvimento dos componentes de *hardware* e com os custos decrescentes, acredita-se que será possível, em poucos anos, fabricar relés que ofereçam monitoração de qualidade completa.

Os diferentes IEDs podem ser operados ou supervisionados de forma confortável, local ou remotamente, através de programas compatíveis com PCs com sistema operacional Windows. Infelizmente, não há uma padronização para estes programas, o que obriga o usuário a mudar de um programa para outro cada vez que deseja acessar relés de fabricantes diferentes. Isto, também, envolve mudança dos equipamentos de interface de comunicação e protocolos [16].

Entretanto, apesar das muitas vantagens já mencionadas, atualmente no Brasil e em muitos outros países, a comunicação entre os relés digitais e os demais IEDs tem sido bastante limitada, em razão das diferenças no protocolo de comunicação, o que tem prejudicado um desenvolvimento maior da integração nas subestações e usinas [17]. Outra razão importante para que os sistemas integrados sejam tão pouco utilizados é o desconhecimento de suas vantagens e o receio de que os dados adquiridos por um IED não sejam transferidos a outro IED com a confiabilidade desejada e dentro de

tempos aceitáveis.

Espera-se que, com a utilização do novo padrão IEC 61850, recentemente aprovado pelo IEC, nossas empresas de energia elétrica possam contar com um sistema de comunicação rápido e confiável, facilitando a comunicação entre IEDs de diferentes fabricantes.

1.4 Contribuições Fornecidas Por Esta Dissertação

Buscando contribuir para um maior emprego de sistemas de proteção e automação integrados no Brasil, a presente dissertação fornece aos leitores as seguintes contribuições:

- a) Conscientizar àqueles que irão conceber, especificar, projetar e operar sistemas de proteção e automação de subestações e usinas sobre a importância e vantagens da integração entre os diversos equipamentos digitais inteligentes (IEDs) que fazem parte destas instalações. Hoje, não é mais possível especificar estes equipamentos como se fossem sistemas independentes, pois isto irá tornar muito difícil a integração entre os mesmos. Toda a concepção destes sistemas deverá ser feita como um só conjunto, podendo-se depois especificar e adquirir partes desse conjunto, dependendo do estágio de crescimento da subestação.;
- b) Incentivar as empresas de energia elétrica usuárias de sistemas de automação de subestações e usinas para que realizem alterações nas especificações técnicas utilizadas para aquisição de sistemas de proteção e automação, incluindo os conceitos de integração aqui apresentados
- c) Induzir os fabricantes de relés de proteção e dos diversos equipamentos digitais utilizados em subestações e usinas, tais como unidades terminais remotas, CLPs, oscilógrafos digitais, equipamentos de medição de faturamento, equipamentos e sistemas para análise de faltas, equipamentos para controle de tensão e velocidade de geradores, equipamentos de monitoração de geradores e transformadores, além de outros, para que desenvolvam seus equipamentos considerando a possibilidade de integração atual ou futura com os demais IEDs;
- d) Informar os profissionais da área de planejamento da expansão do sistema sobre os novos recursos hoje disponíveis para monitoramento de geradores, transformadores, linhas de transmissão e equipamentos de compensação de

reativos. Com um monitoramento efetivo destes equipamentos, será possível operá-los mais perto de seus limites, o que poderá modificar, portanto, os resultados dos estudos de planejamento da expansão que forem realizados;

- e) Orientar àqueles que irão trabalhar na concepção, especificação, projeto e operação dos centros de controle e operação dos sistemas elétricos, assim como nos centros de manutenção destes sistemas e nos setores de ajustes da proteção e análise de faltas para que levem em consideração e utilizem os múltiplos recursos e informações que podem ser obtidos com o uso de uma integração mais completa entre os diversos IEDs de uma subestação ou usina;
- f) Preparar os engenheiros de proteção para a evolução nos conceitos de proteção que será promovida a partir do desenvolvimento da tecnologia da informação, permitindo que informações como os fasores de corrente e tensão de cada linha, antes restritas aos relés localizados na própria subestação ou usina, possam agora ser disseminadas para outros relés e IEDs localizados em diferentes pontos do sistema;
- g) Influenciar as especificações técnicas que serão utilizadas em projetos de *retrofit* (substituição de equipamentos e dispositivos obsoletos por outros mais modernos) de modo que não sejam adquiridos equipamentos ou dispositivos que não se enquadrem nos modernos conceitos de integração entre IEDs. Caso isto não seja feito, há o risco de os novos equipamentos se tornarem também obsoletos em prazo muito curto, perdendo-se, assim, os investimentos realizados;
- h) Alertar aqueles que estejam nos diferentes níveis gerenciais das empresas sobre a importância de elaborar ou modificar o Plano Diretor de Automação da empresa e da necessidade de preparação dos profissionais envolvidos, já considerando os conceitos da nova realidade tecnológica de integração entre IEDs, transmitindo-lhes a idéia de que os sistemas integrados são confiáveis e representam hoje o estado da arte dos sistemas de proteção e automação aplicados a subestações e usinas.

1.5 Publicações e Orientação de Trabalhos Gerados Por Esta Dissertação

A presente dissertação gerou, até a data de sua apresentação e defesa, as seguintes publicações e orientação de projetos de graduação :

- a) Publicação:

“Integração dos Sistemas Digitalizados de Proteção com os Sistemas de Supervisão, Controle e Automação de Subestações e Usinas – Uma Tendência Moderna”, apresentada no IX SEPOPE - Symposium of Specialists In Electric Operational and Expansion Planning, Rio de Janeiro RJ, Brasil, maio de 2004.

Autores: PEREIRA, A.C., TARANTO, G.N., SAAD, J.J. et al.

b) Publicação:

“Integração dos Sistemas de Proteção, Controle e Automação de Subestações e Usinas – Estado da Arte e Tendências”, a ser apresentada no XVIII SNPTEE – Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica em outubro de 2005 em Curitiba, PR.

Autores: PEREIRA, A.C., TARANTO, G.N., MOZKOWIKS M. et al.

c) Projeto de Graduação:

“Desenvolvimento e Projeto de Integração dos Sistemas Digitais de Proteção, Controle e Automação de uma SE de 500kV”, projeto de graduação para o curso de Engenharia Elétrica da UERJ, turma de 2004-1.

Alunos: Francis de Abreu Oliveira e Rodrigo A. Hollanda Evangelista

Orientador: PEREIRA, A.C.

d) Projeto de Graduação

“O Estado da Arte na Proteção e Automação Integradas de Subestações de Extra Alta Tensão”, projeto de graduação para o curso de Engenharia Elétrica da UERJ, turma de 2005-1. O trabalho encontra-se em andamento.

Alunos: Ana Carolina M. C. S. Reis e Leonardo Fournier Araujo

Orientador: PEREIRA, A.C.

CAPÍTULO 2

O QUE É UM SISTEMA DIGITAL DE SUPERVISÃO E CONTROLE ?

Um sistema digital de supervisão e controle é um conjunto de equipamentos digitais capaz de executar todas as funções de um sistema de supervisão e controle convencional, além de possibilitar a transmissão dos dados e informações relevantes aos níveis hierárquicos superiores. Pode, também, oferecer meios de interface com um operador local, além de fornecer relatórios e outras informações de interesse ao pessoal de operação e manutenção [18, 19].

Suas principais partes constituintes são:

- unidade central de processamento (UCP);
- monitor de vídeo, teclado e impressora (IHM);
- unidades de aquisição e controle (UACs) ou unidades terminais remotas (UTRs);
- rede de comunicação de dados.

A Figura 2.1 mostra, de maneira simplificada, uma das configurações possíveis para um sistema de supervisão e controle digital com redundância da UCP e do IHM [15].

Nesta configuração, as funções de supervisão e controle têm o processamento centralizado na UCP. As unidades de aquisição e controle (UACs) podem estar distribuídas pelo pátio da usina ou subestação ou podem ficar centralizadas, fisicamente, na casa de controle. O sistema de proteção é digital e, em geral, redundante. Está localizado na casa de controle ou em casas de relés.

O funcionamento deste sistema pode ser resumido, de forma simplificada, da seguinte maneira:

As UACs efetuam a “varredura” dos seguintes tipos de pontos:

- entradas digitais – onde são ligados os contatos auxiliares dos equipamentos e os contatos de alarmes e eventos;
- entradas analógicas - correntes, tensões, temperaturas etc.;
- saídas digitais – correspondem aos comandos de abrir/fechar dos equipamentos de manobra (disjuntores e chaves seccionadoras), ligar/desligar, subir/descer etc.;
- sinais digitais recebidos de outros equipamentos.

A informação sobre cada ponto é armazenada em uma memória *buffer* local,

juntamente com a datação de cada evento, isto é, a indicação da hora, minuto, segundo e milissegundo de sua ocorrência.

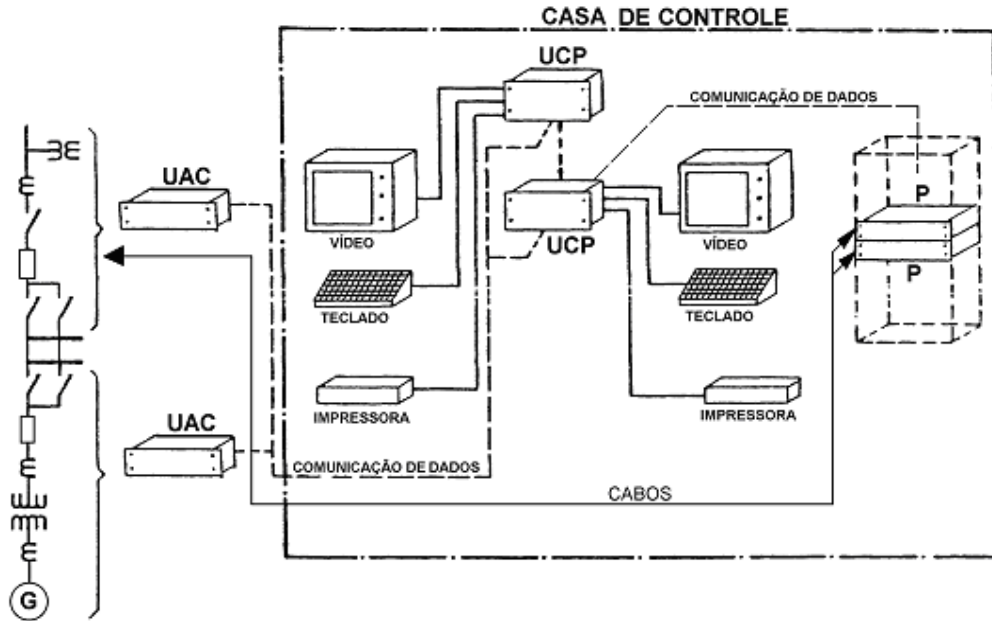


Figura 2.1 – Exemplo de Sistema Digital de Supervisão, Controle e Automação

A frequência de varredura das UACs pode variar de acordo com o tipo do ponto, desde uma varredura a cada 1 a 5 ms para contatos auxiliares dos disjuntores e de relés de proteção até uma varredura a cada um ou dois segundos, para aquisição de grandezas mais lentas, como temperaturas. A mesma UAC pode trabalhar, simultaneamente, com frequências de varredura diferentes [20].

A UCP, a cada ciclo de sua varredura (que é normalmente mais lenta, da ordem de 1 a 2 segundos), utiliza um protocolo de comunicação serial para transferir para o seu banco de dados as informações armazenadas na memória *buffer* de cada UAC.

Com os dados em seu banco de dados, atualizados a cada varredura, a UCP realiza suas outras tarefas, como por exemplo, atualização da tela que estiver sendo exibida, comando dos equipamentos de manobra e dos equipamentos de resfriamento e comutação de taps de transformadores, partida e parada automática de máquinas, intertravamentos, seqüenciamentos, cálculo da potência ativa e reativa de cada vão, lista de alarmes e eventos, seleção do tipo de religamento automático etc., além de enviar os dados de interesse ao nível hierárquico superior [15].

A proteção pode funcionar como um sistema independente ou possuir algum nível de integração ou troca de informações com o sistema de supervisão e controle, utilizando

um processo semelhante ao da comunicação UCP – UAC descrito acima.

CAPÍTULO 3

QUAIS AS VANTAGENS DO USO DOS SISTEMAS DE CONTROLE E AUTOMAÇÃO DIGITAIS ?

O uso de um sistema digital para controle e automação de usinas e subestações apresenta inúmeras vantagens, entre as quais [11, 21, 22, 23]:

- A interligação entre as diversas funções é realizada através de *software*, eliminando-se a fiação, cabos, relés multiplicadores de contatos, temporizadores, chaves etc.;
- É possível reduzir, sensivelmente, o tamanho da sala de controle, bem como as instalações para passagem dos cabos, representando sensível economia. Conforme pode ser observado na Figura 3.1, o espaço requerido pelos equipamentos de controle digital e IHM é mínimo. Em geral, os equipamentos de interface homem-máquina podem ser acomodados em uma mesa tipo Console. Os demais equipamentos podem ser instalados em alguns poucos painéis.

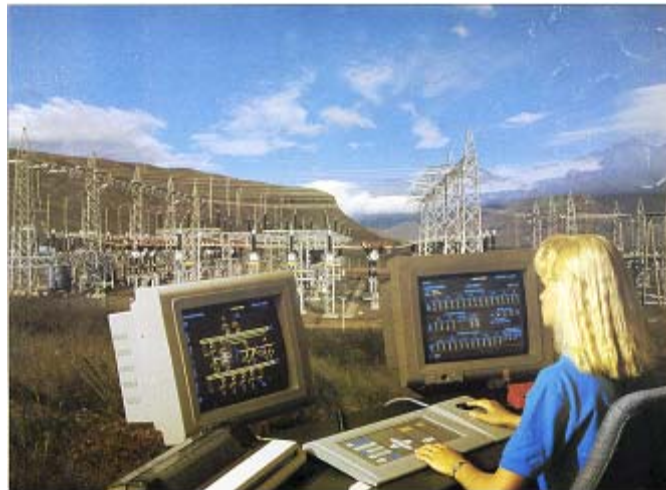


Figura 3.1 – Aspecto da Interface Homem-Máquina Digital

- O sistema digital permite contínua autodiagnose do *hardware* e *software* utilizados;
- É possível a implementação de novas funções, no futuro, sem custo apreciável.

Como exemplos de novas funções, podemos citar:

- a) fechamento sincronizado de disjuntores.
 - b) monitoração da operação de disjuntores, incluindo:
 - registro e totalização do I².t.
 - supervisão do circuito de disparo.
 - supervisão do sincronismo de operação
 - c) chaveamento controlado e sincronizado de bancos de capacitores.
- A consistência dos dados de entrada pode ser permanentemente verificada, de modo a aumentar, sensivelmente, a confiabilidade do sistema. Assim, por exemplo, a verificação de disjuntor ou chave abertos ou fechados pode ser confirmada através de informação da tensão nos dois lados do equipamento e/ou da corrente no circuito;
 - O *software* de cada função é feito de forma estruturada e modulada e, tanto quanto possível, padronizada, possibilitando redução dos custos de desenvolvimento, documentação, implantação e testes;
 - As ligações com os equipamentos no pátio da subestação ou usina são feitas por UTRs, UACs ou CLPs, permitindo grande redução da cablagem. A Figura 3.2 mostra a grande quantidade de cabos utilizados em um único vão de uma instalação convencional.

Substituindo-se os circuitos de lógica cablada por lógicas realizadas por software, a quantidade de cabos ligados a cada equipamento se reduz drasticamente. Adicionalmente, caso as UTRs ou UACs sejam instaladas em abrigos, próximo aos equipamentos, além da quantidade, também, o comprimento dos cabos será sensivelmente reduzido;

- Pode ser oferecida ao pessoal de operação e manutenção ampla gama de relatórios impressos, no formato desejado pelo usuário, tais como listas dos eventos ocorridos em determinado período ou após uma perturbação, valores das correntes e tensões antes, durante e após uma falta, tempos de operação de cada relé ou disjuntor etc. (ver Figura 3.3);
- Considerando-se que as variáveis, estados e parâmetros de interesse estão digitalizados e acessíveis no banco de dados, o projetista poderá conceber novas soluções, utilizando seu conhecimento técnico e experiência, explorando ao máximo sua criatividade.

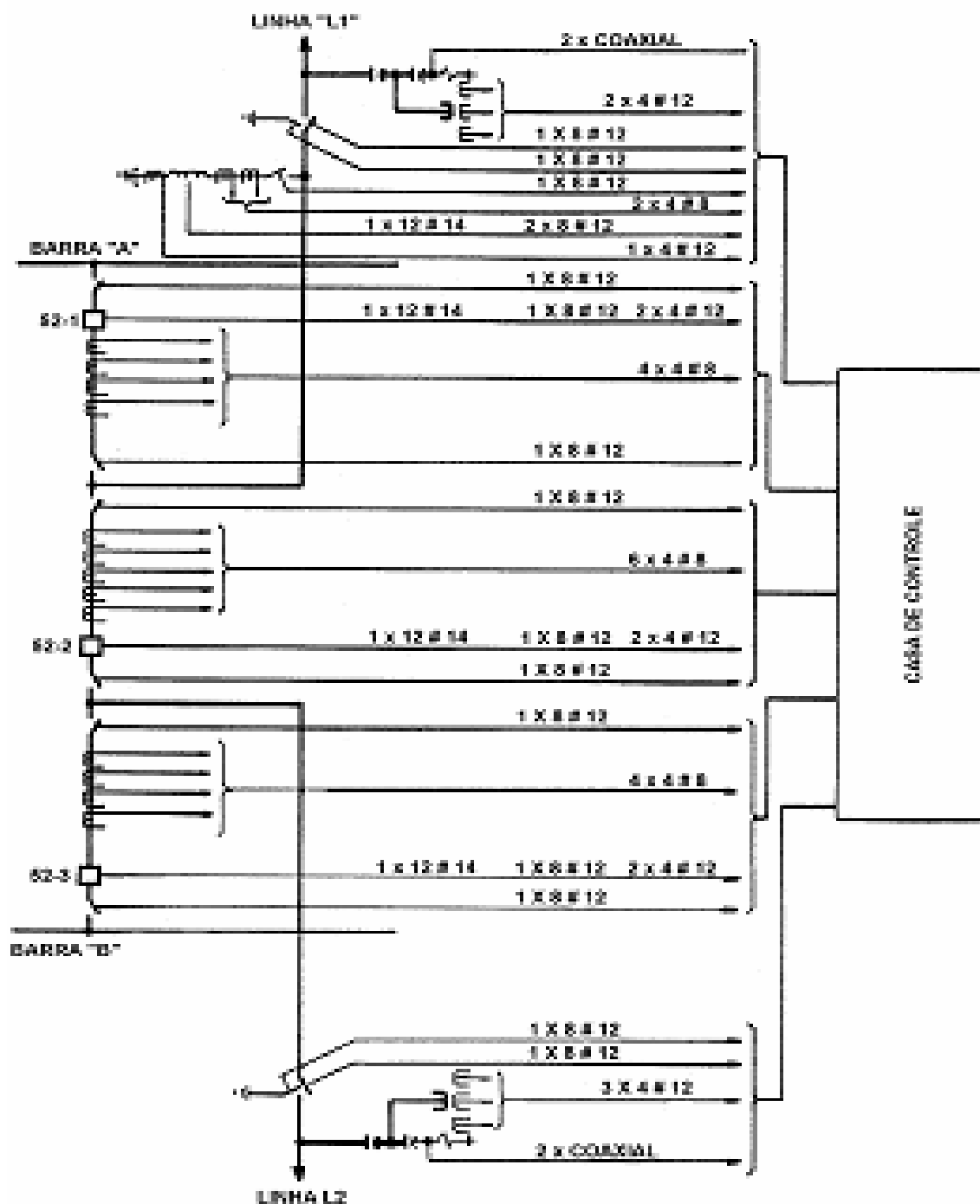


Figura 3.2 – Cabos de Ligação aos Equipamentos de um Vão Típico Sistema Convencional

Operations Records - TPU2000R					
Rec	No	Type	Date	Time	Value
1	57	50N-1 Trip	27-Jun-95	08:42:02.29	0
2	56	50P-1 Trip	27-Jun-95	08:42:02.29	0
3	55	Fault Clear Failed	27-Jun-95	08:41:43.03	0
4	54	87I Trip	27-Jun-95	08:41:42.73	0
5	53	Fault Clear Failed	27-Jun-95	08:41:28.49	0
6	52	87I Trip	27-Jun-95	08:41:28.19	0
7	51	Fault Cleared	26-Jun-95	15:44:13.19	0
8	50	Fault Clear Failed	26-Jun-95	15:44:12.55	0
9	49	87I Trip	26-Jun-95	15:44:12.25	0
10	48	50G-2 Trip	26-Jun-95	15:44:11.43	0
11	47	50P-2 Trip	26-Jun-95	15:44:11.43	0
12	46	50P-1 Trip	26-Jun-95	15:31:33.40	0
13	45	Editor Access	26-Jun-95	09:50:51.66	273
14	44	Editor Access	26-Jun-95	09:48:56.88	273
15	43	Control Power Fail	23-Jun-95	15:51:54.01	0
16	42	Fault Clear Failed	23-Jun-95	14:56:50.67	0
17	41	87I Trip	23-Jun-95	14:56:50.36	0
18	40	Fault Cleared	23-Jun-95	14:56:41.45	0

Show Next Page Next Latest Return

Figura 3.3 – Exemplo de Lista de Eventos

Outros benefícios da digitalização e automação das usinas e subestações são [11, 18]:

3.1 No Aspecto Operacional

- Simplificação e aceleração das seqüências operativas; avaliação mais rápida e completa de todas as informações de medidas.
- Facilitar a execução de intertravamentos.
- Seleção/filtragem das informações nos níveis hierárquicos inferiores, de modo que sejam apresentados ao operador somente os dados relevantes.
- Maior flexibilidade operativa.
- Possibilidade de operação dos equipamentos mais próximo de seus limites, em função de melhor monitoração dos mesmos, obtendo-se economia de investimentos.
- Possibilidade de utilização do conceito de adaptabilidade, através do qual os sistemas de proteção e controle poderão se adequar às mudanças na configuração do sistema elétrico ou da subestação ou usina.

3.2 No Aspecto de Engenharia

- Realização das tarefas mais próximas ao processo, resultando na redução do fluxo de dados.
- Possibilidade de uso de soluções não convencionais, porém mais econômicas para o sistema elétrico, em função dos maiores recursos oferecidos pelos sistemas de proteção, supervisão e controle digitais. Como por exemplo, pode-se citar o uso de chaveamento

automático seqüencial após faltas ou durante manobras.

A Figura 3.4 mostra as possibilidades de redução da quantidade de equipamentos de manobra para uma subestação com 2 linhas de entrada e 2 transformadores. Na configuração convencional, Figura 3.4.a, com barramento tipo disjuntor e meio, são necessários 6 disjuntores e 16 chaves seccionadoras. Na Figura 3.4.b, o barramento é tipo anel, requerendo 4 disjuntores e 12 chaves.

Na Figura 3.4.c, a subestação foi simplificada para operar com apenas 1 disjuntor e 6 chaves. Isto foi possível graças à utilização de chaveamento automático seqüencial após faltas. Neste esquema, em caso de falta em uma das linhas, a proteção abre o disjuntor central e o disjuntor do transformador correspondente. Após o religamento automático do disjuntor central, se a falta for temporária, o disjuntor do transformador pode ser fechado. Caso a falta seja permanente, a chave seccionadora da linha é aberta automaticamente para possibilitar a reenergização do transformador.

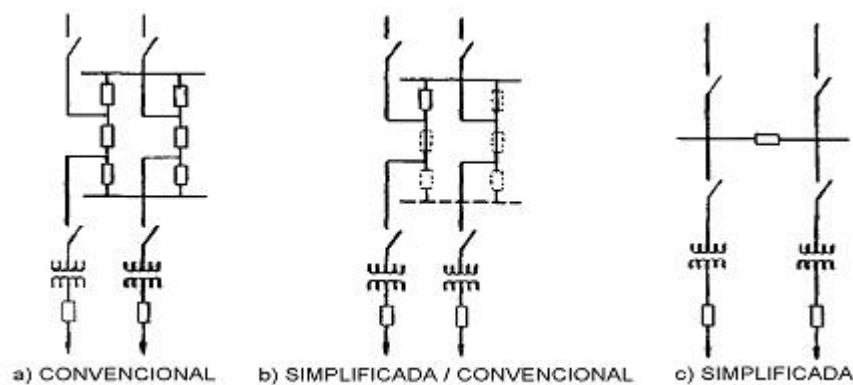


Figura 3.4 – Simplificação de Subestações

3.3 No Aspecto da Segurança

- Capacidade de reconhecer situações anormais e rapidamente iniciar as medidas adequadas para a instalação voltar ao normal.
- Capacidade de autoteste e autodiagnose.
- Tolerância a falha - uso de redundância, permitindo que um equipamento, ou parte dele, assuma as funções de outro equipamento que tenha apresentado falha.

3.4 No Aspecto da Manutenção

- Detecção imediata das falhas, em razão dos programas de autoteste e auto-diagnose.
- Relatórios mais completos sobre as condições dos circuitos e equipamentos antes, durante e após as falhas.
- Aumento da vida média dos equipamentos em função de uma monitoração mais completa e efetiva.
- Possibilidade de analisar o histórico de operação e desempenho de cada equipamento antes de iniciar a manutenção.

3.5 No Aspecto da Redução dos Custos de Instalação e Manutenção

- É possível reduzir sensivelmente o número de cabos e das estruturas necessárias para contê-los (canaletas, dutos, bandejas, etc.).
- Custos e tempo de instalação grandemente reduzidos, pois o sistema é extensivamente testado previamente através de programas de simulação. O comissionamento é facilitado pela possibilidade de verificação de cada circuito de entrada ou saída das UTRs, isolada e independentemente dos demais.
- Quase eliminação da necessidade de manutenção periódica e calibração dos equipamentos e dispositivos, em razão da capacidade de autoteste e autodiagnose e pelo fato de os ajustes, curvas e parâmetros, por *software*, não sofrerem alteração com o tempo.

A Figura 3.5 mostra uma comparação entre os tempos de projeto, compras, instalação e comissionamento de sistemas convencionais e digitais [15];

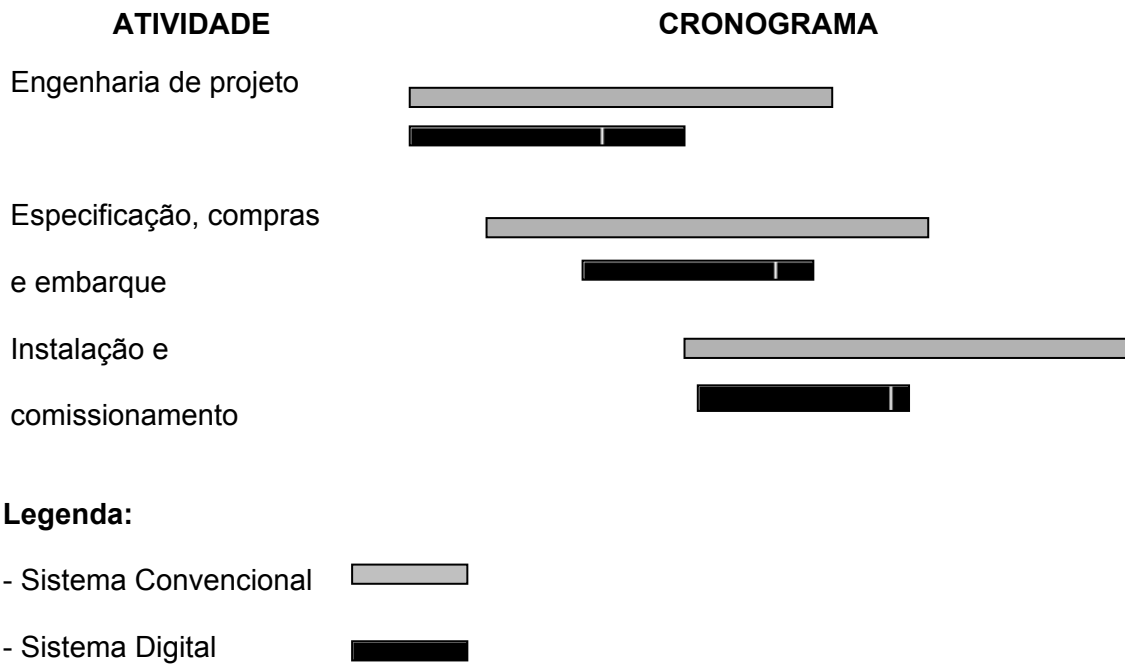


Figura 3.5. – Comparação entre os Tempos de Engenharia, Compras, Instalação e Comissionamento

CAPÍTULO 4

RELÉS DE PROTEÇÃO MICROPROCESSADOS - QUAL SUA ARQUITETURA BÁSICA?

4.1 Introdução

Os relés microprocessados consistem de um conjunto de unidades de *hardware* e *software* interligadas entre si de modo a executar as diversas funções do relé de forma eficiente, confiável e econômica. Embora possam existir variações de projeto de um fabricante para outro, são apresentados na Figura 4.1 os principais subsistemas que fazem parte da maioria destes relés [1, 6, 9].

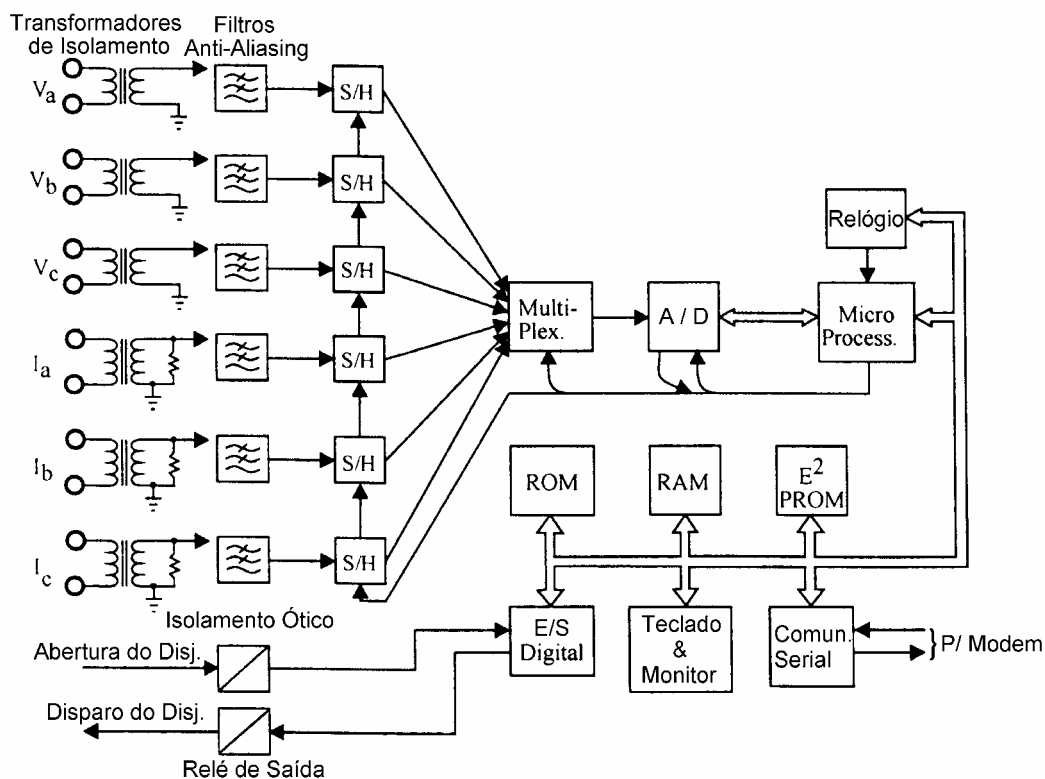


Figura 4.1 - Diagrama de Blocos Típico de um Relé Digital

4.2 Subsistema de Entradas Analógicas

Possui os seguintes elementos:

- **Transformadores de Isolamento Galvânico e Condicionamento de Sinais:**

isolam, galvanicamente, os sinais provenientes dos transformadores de corrente e tensão do circuito eletrônico. Condicionam estes sinais a valores

adequados de tensão e corrente (da ordem de 5 V e 20 mA).

- **Filtros *Anti-Aliasing*:**

Limitam o espectro de frequência dos sinais de entrada, eliminando as altas frequências. O filtro deve possuir frequência de corte adequada para permitir a passagem da frequência fundamental e dos harmônicos menores, de modo a não provocar atraso excessivo. De um modo geral, quanto maior for a frequência de corte, menor será o atraso gerado pelo filtro.

- **Amplificadores *Sample and Hold*:**

Registram o valor instantâneo da corrente ou tensão no momento da amostragem e retêm este valor até passá-lo ao conversor A/D.

- **Multiplexador:**

Efetua a varredura dos canais de entrada com uma velocidade correspondente à taxa de amostragem f_m , determinada pelo relógio de amostragem (*clock*).

- **Conversor Analógico-Digital:**

Efetua a conversão, para seu equivalente digital, de cada sinal analógico que lhe é comutado pelo multiplexador. A conversão é controlada pelo relógio de amostragem, o qual gera pulsos de curta duração a uma dada frequência, estabelecendo, assim, os instantes de amostragem. A cada pulso do relógio é feita a conversão do valor instantâneo do sinal de entrada para uma palavra digital. Vale observar que o tempo de conversão típico atual é inferior a $1\mu s$.

Caso seja utilizada amostragem com espaçamento uniforme durante todo o ciclo do sinal, existem duas variantes: amostragem uniforme em tempo (amostragem com tempo fixo) e amostragem uniforme em ângulo.

Na amostragem com tempo fixo, o intervalo de tempo entre amostras (Δt) é constante, isto é, a frequência de amostragem f_m é fixa e da ordem de 1 a 4,8 kHz. Este método é também conhecido como amostragem assíncrona, sendo o mais utilizado no momento, para relés digitais. (ver Figura 4.2 a).

Na amostragem com ângulo constante, ou amostragem síncrona, é constante o ângulo

de separação entre amostras ($\theta = \omega_0 \cdot \Delta t$), onde ω_0 é a freqüência angular do sinal (ver Figura 4.2 b). Neste caso, a amostragem está sincronizada com a passagem por zero do sinal, o que requer que seja detectado este ponto de passagem. Conseqüentemente, se a freqüência ω_0 do sinal variar será necessário modificar o valor de Δt e, portanto, o de f_m . Este tipo de amostragem requer maior carga computacional, reduzindo sua aplicação aos casos em que a freqüência local possa sofrer maior variação, como no caso das proteções de geradores.

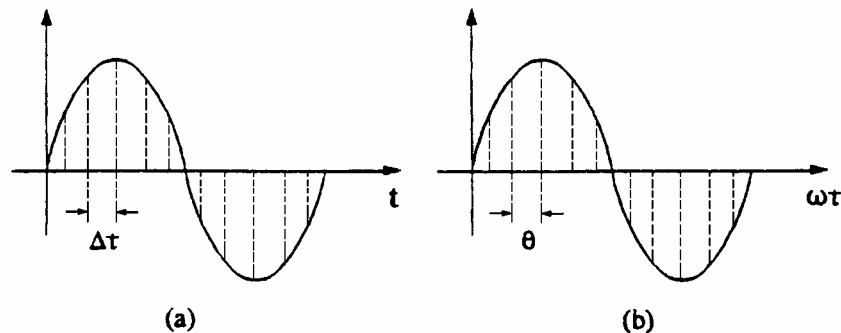


Figura 4.2 - Amostragem dos Sinais Analógicos

Na realidade, seria desejável realizar mais de uma conversão A/D em cada instante de amostragem, pois o relé deve processar vários sinais analógicos de entrada (corrente das 3 fases e neutro, tensão das 3 fases etc.). Uma alternativa para este requisito é fazer uma multiplexação analógica dos sinais de entrada e aplicar o sinal de saída do multiplexador, seqüencialmente, a um único conversor analógico-digital (Figura 4.3a).

O processo de conversão e transmissão de cada sinal ao processador deve ser muito rápido para que as amostras possam a ser consideradas simultâneas.

A tendência atual é utilizar conversores A/D de alta velocidade, sem unidades *sample and hold*. Nesse caso, sendo 1 ciclo equivalente a 16,67 ms e admitindo que a duração de uma varredura completa do multiplexador seja inferior a $10\mu s$, o erro máximo gerado será de, no máximo, 0,02 graus. Este erro é desprezível, para aplicação em relés.

Caso a multiplexação seja de baixa velocidade, as amostras seqüencialmente obtidas não poderão ser consideradas simultâneas, sendo necessário efetuar correção das medidas por interpolação.

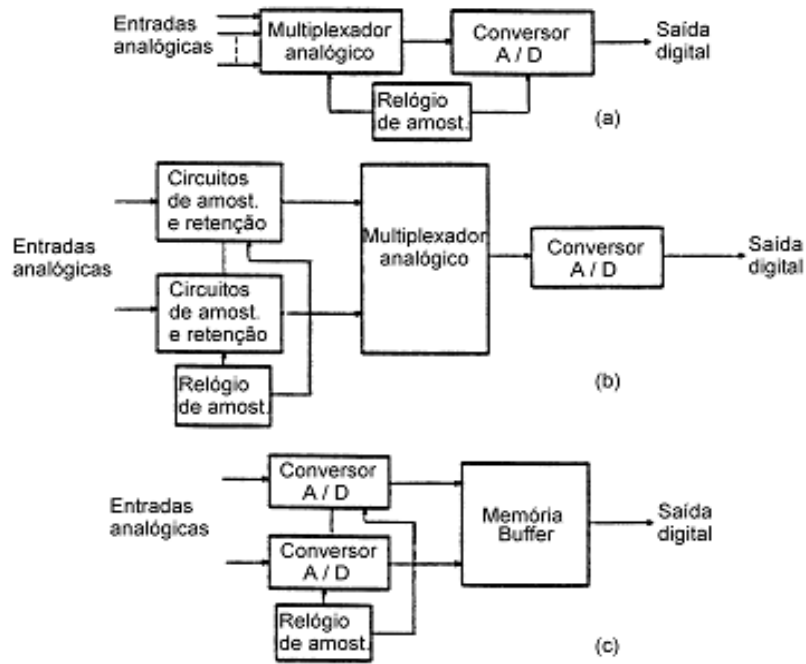


Figura 4.3 – Alternativas Para o Circuito de Entradas Analógicas

Outra variante consiste em fazer a amostragem de cada sinal de forma simultânea, e reter os valores das amostras para sua conversão e transmissão ao processador com velocidade relativamente baixa uma vez que as amostras serão feitas dentro do mesmo intervalo do relógio (Figura 4.3b).

Uma terceira alternativa é utilizar conversores analógico-digitais independentes nos diferentes canais de entrada (Figura 4.3c), o que eleva o custo do esquema.

As Figuras 4.4 e 4.5 mostram, de forma simbólica, as diversas etapas pelas quais passam os sinais de corrente, tensão e outras entradas nos relés digitais.

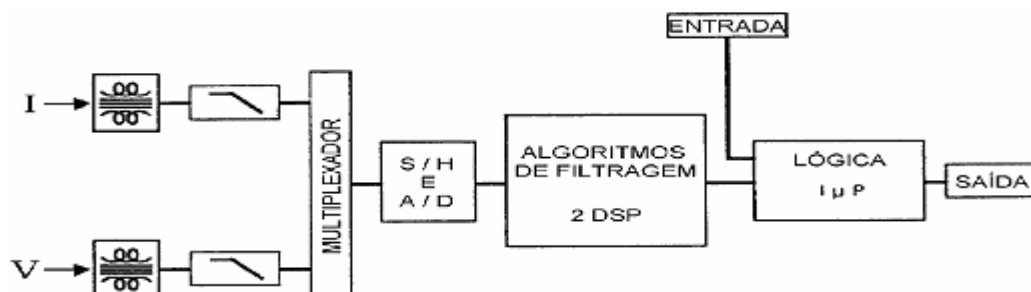


Figura 4.4 – Exemplo de Processamento Simplificado de um Relé Digital

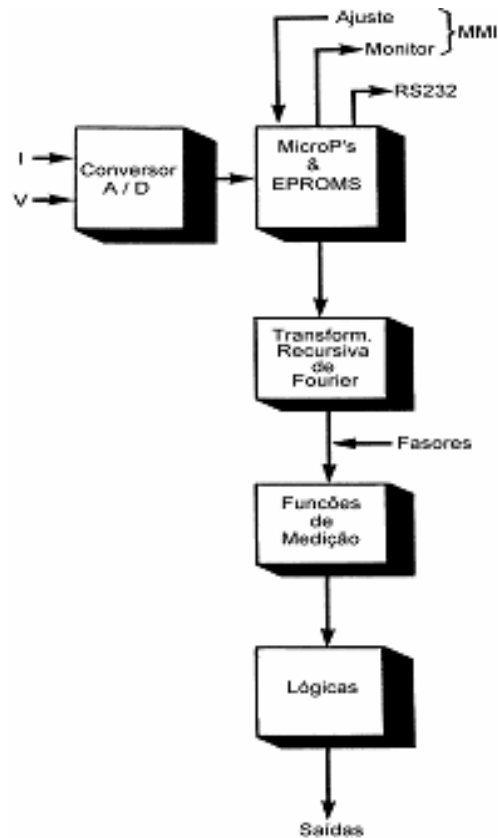


Figura 4.5 – Exemplo de Processamento Simplificado do Software de Relé Digital

A Figura 4.6 mostra um exemplo de configuração com amplificadores “sample and hold” e três multiplexadores.

4.3 Subsistema de Entradas Digitais ou Discretas

Suas partes constituintes são:

- **Condicionamento de Sinais e Isolamento Eletro-ótico:**

Esta unidade tem a finalidade de converter os contatos abertos ou fechados de entrada para valores adequados de tensão. Realiza, também, um isolamento galvânico dos sinais de entrada e provê proteção contra sobretensões transitórias que possam ocorrer nos cabos de controle.

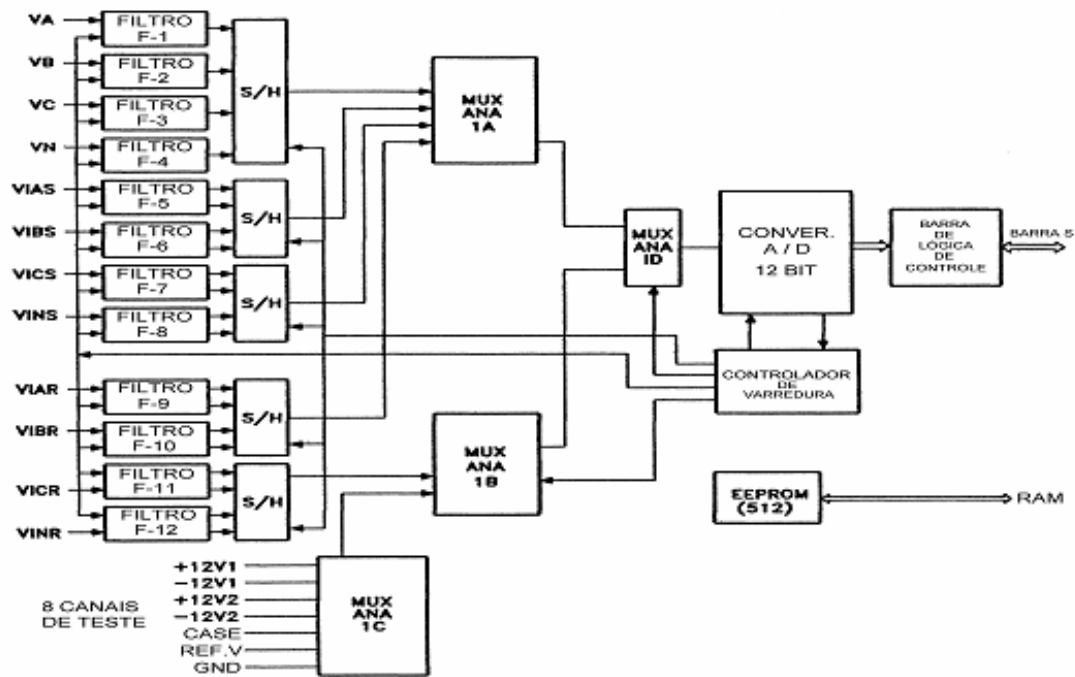


Figura 4.6 – Exemplo de Arquitetura com Três Multiplexadores

- **Circuito de Entradas Digitais:**

Converte a tensão de entrada, representativa de contato aberto ou fechado, em sinal binário, associado ao endereço do ponto de entrada.

A Figura 4.7 apresenta uma configuração com entradas digitais e opto-acopladores.

4.4 Subsistema de Saídas Digitais ou Discretas

É responsável pelas ações de comando (abrir, fechar, ligar, desligar etc.) de equipamentos. Os contatos de saída deste subsistema podem também ser usados para chavear outros relés ou circuitos. Processa a informação proveniente de uma porta paralela do processador, a qual consiste de uma palavra digital contendo o endereço e o estado que deverá assumir o relé de saída. Deve haver acoplamento eletro-ótico entre esta porta e o relé de saída para protegê-lo de surtos de tensão. Este relé efetua o comando de dispositivos ou equipamentos através do fechamento de um contato seco.

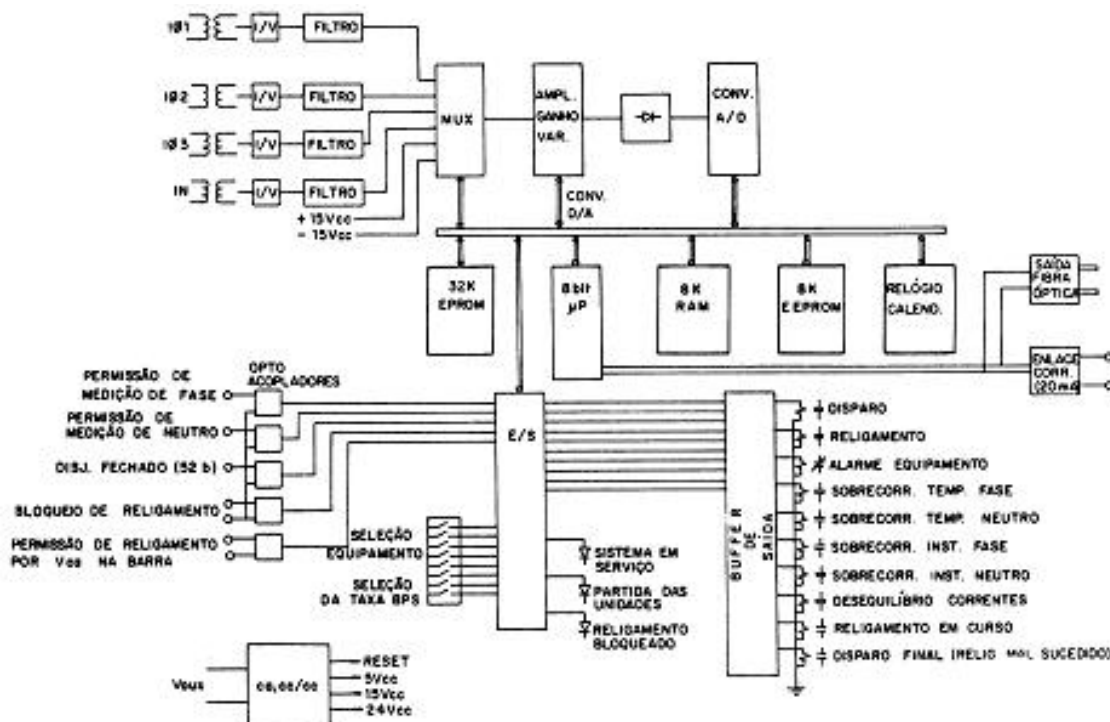


Figura 4.7 – Arquitetura do Relé SPC (GE) – Entradas Digitais

4.5 Memórias

Os relés digitais empregam os tipos básicos de memória normalmente utilizadas em outros dispositivos digitais, como por exemplo as memórias RAM, ROM, PROM, EPROM, EEPROM, FLASH, além de outros tipos desenvolvidos mais recentemente:

O uso de uma memória de grande capacidade é desejável em um relé digital, para poder gravar dados de faltas, listas de eventos datados (com a indicação da hora, minuto, segundo e milissegundo da ocorrência), registros das mudanças de ajuste feitos no relé etc.

Os relés digitais utilizam este tipo de memória para armazenar temporariamente os dados mencionados até que os mesmos possam ser transferidos para um meio mais permanente, como uma memória de massa de um microcomputador externo.

4.6 Processador

É a unidade central do relé, encarregada de executar as funções lógicas, os algoritmos e programas de proteção e o controle das diversas funções, além de realizar tarefas

de autodiagnóstico e de gerenciar a comunicação com outros equipamentos externos. É comum se utilizar mais de um processador em um mesmo relé. Na Figura 4.8 é mostrado um diagrama em blocos contendo um processador central e memórias.

4.7 Subsistema de Comunicação

As interfaces de comunicação permitem o intercâmbio de informações com unidades externas ao relé, como por exemplo, o sistema de supervisão e controle local ou remoto. As comunicações se farão sobre um meio físico, que poderá ser cabo coaxial, par trançado ou fibra-ótica.

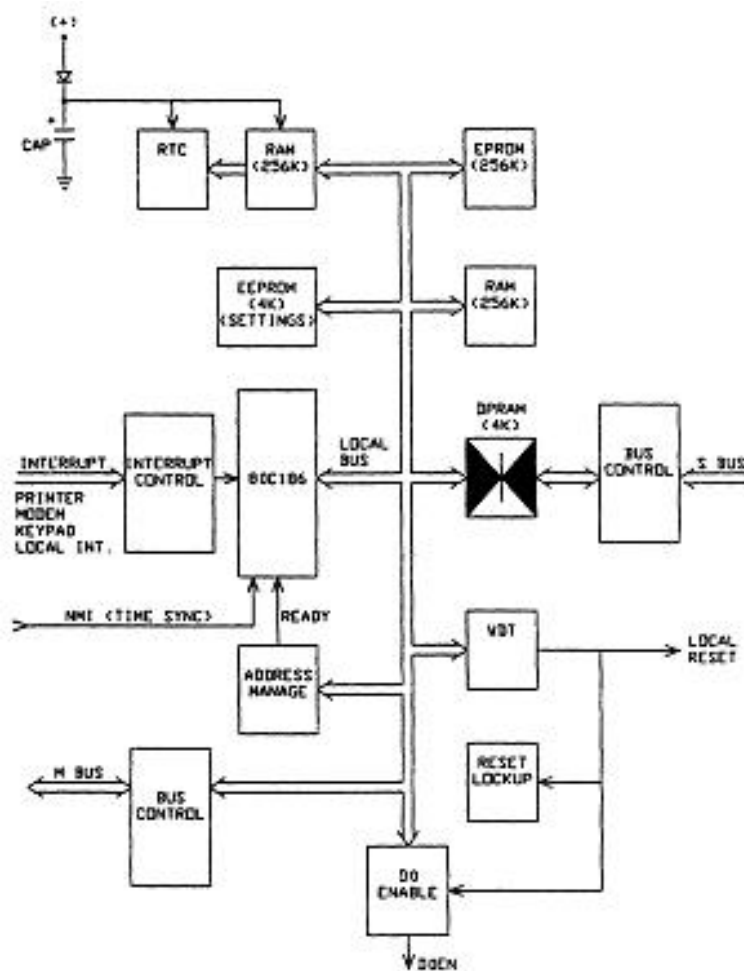


Figura 4.8 – Diagrama de Blocos – Processador Central e Memórias

4.8 Teclado Local e Visor de Cristal Líquido

Permitem algum nível de interface homem-máquina local, possibilitando a escolha de ajustes e parâmetros e a leitura de dados, mensagens e alarmes no próprio relé.

4.9 Fonte de Alimentação

É, em geral, uma fonte de saída múltipla. Deve ser regulada, de modo a não alterar sua tensão de saída durante variações da tensão de entrada.

4.10 Arquiteturas Típicas

A arquitetura indicada na Figura 4.1 e suas variantes considera a utilização de transformadores de corrente e tensão convencionais. Caso sejam usados TCs e TPs não convencionais, a amostragem dos sinais de corrente e tensão será executada no campo. Os sinais são transmitidos até o relé de forma serial, já digitalizados, através de fibras óticas. São conectados diretamente à memória do microprocessador encarregado da filtragem digital, depois, portanto, do conversor analógico-digital.

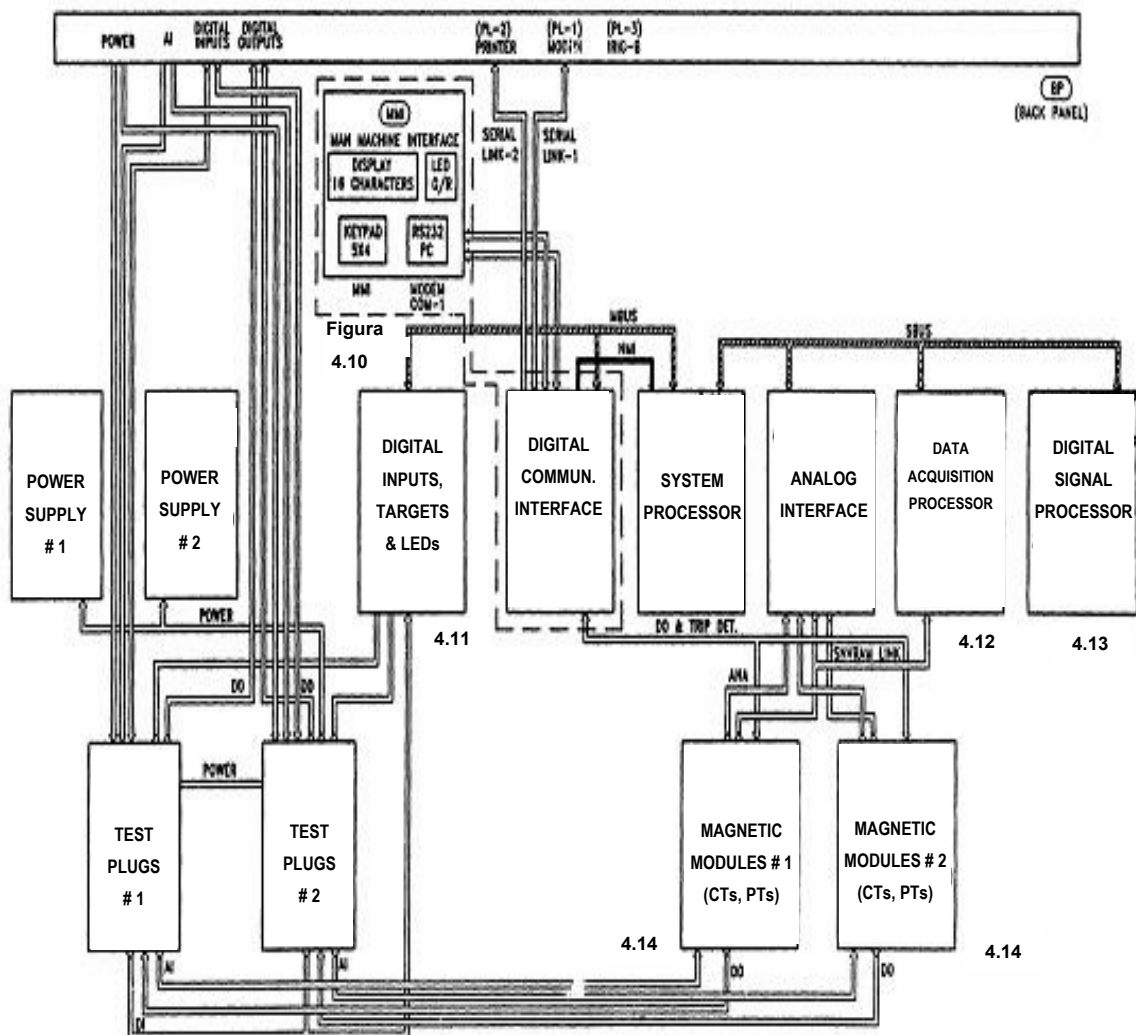


Figura 4.9 – Diagrama em Blocos Geral do Relé DGP (GE)

Nas Figuras a seguir são detalhados alguns dos blocos acima (o número da figura está indicado ao lado do bloco):

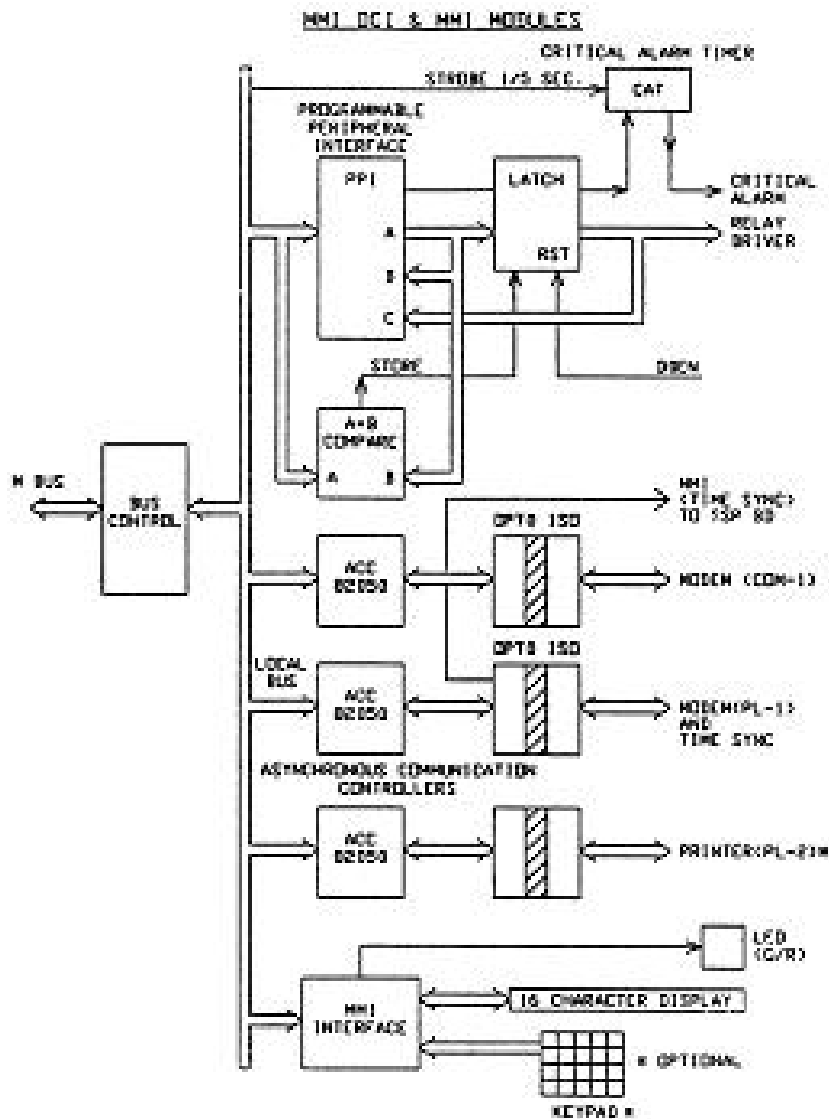


Figura 4.10 – Diagrama em Blocos – Interface Homem-Máquina

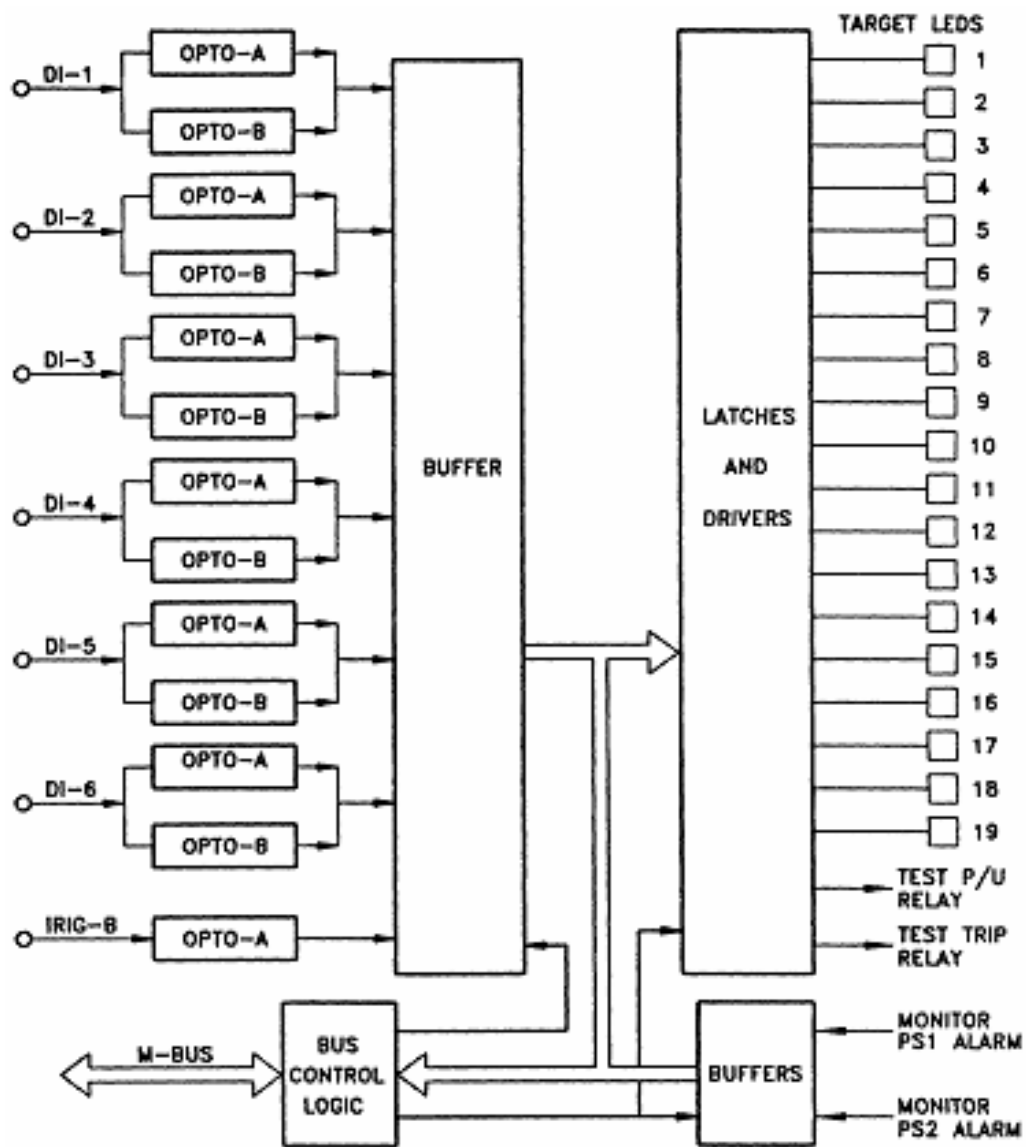


Figura 4.11 – Diagrama em Blocos – Entradas Digitais e LEDs

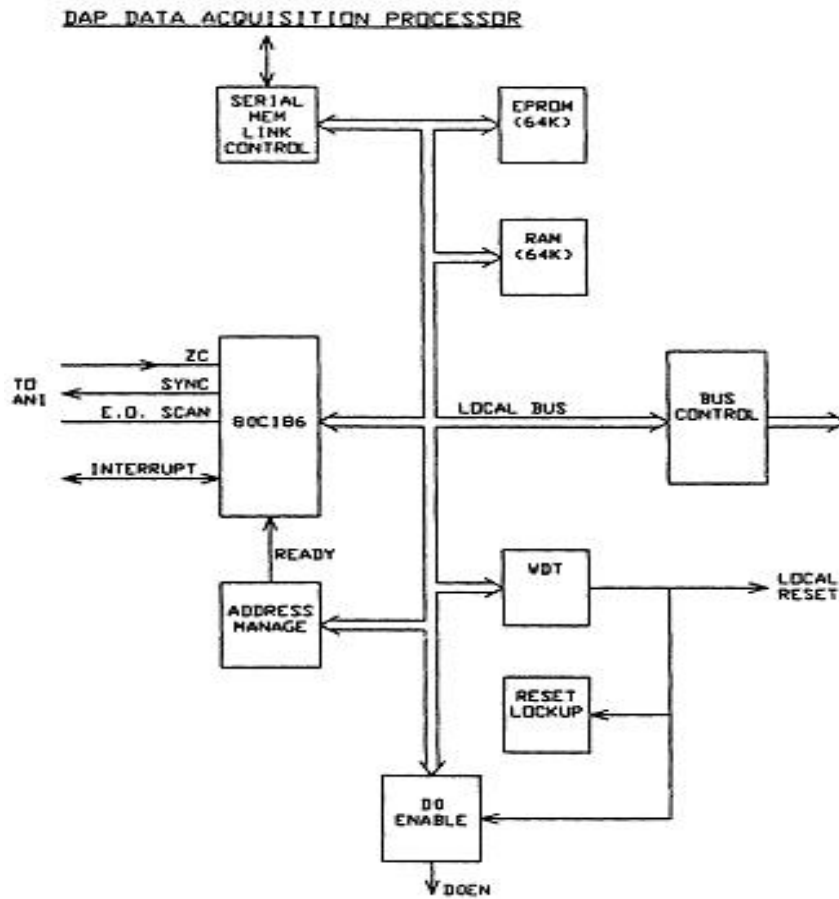


Figura 4.12 – Diagrama em Blocos – Processamento do Sistema de Aquisição de Dados

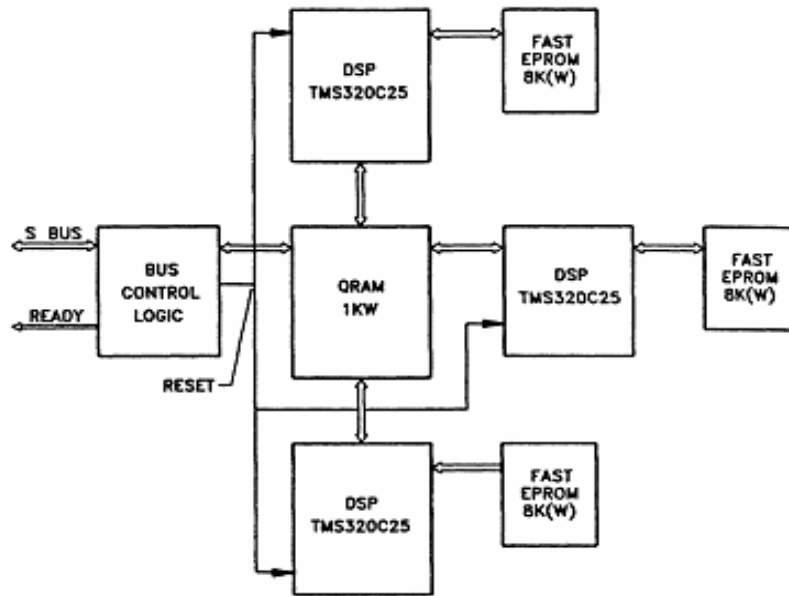


Figura 4.13 – Diagrama em Blocos – Processador Digital de Sinais (DSP)

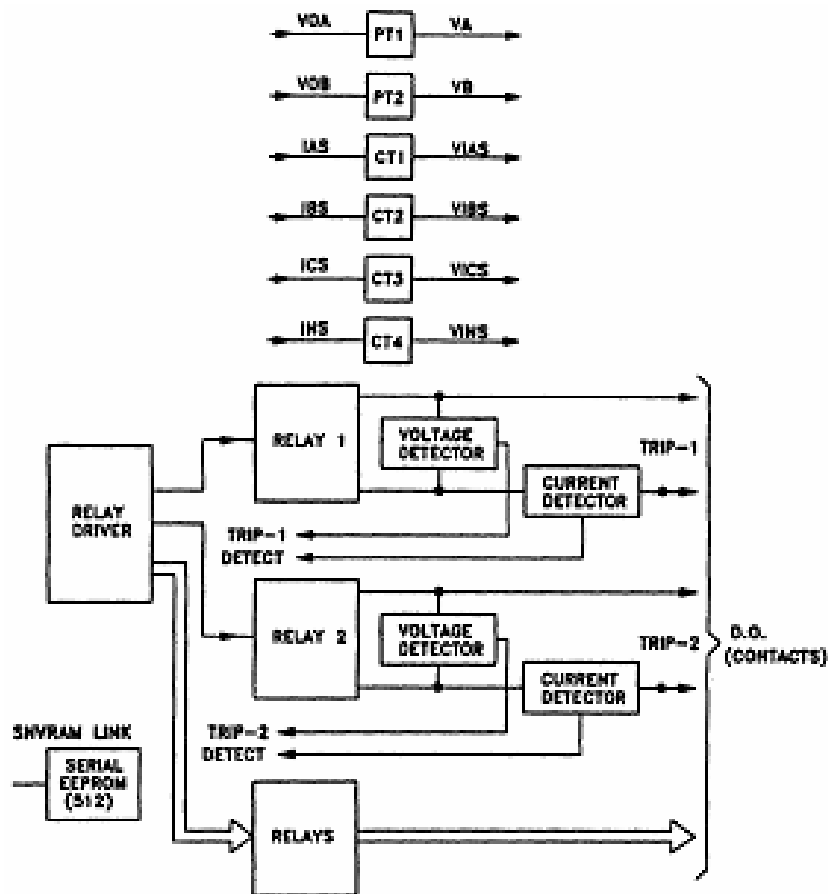


Figura 4.14 – Diagrama em Blocos – Módulo de Entradas Magnéticas (TCs, TPs e Relés)

CAPÍTULO 5

RELÉS DIGITAIS - NOÇÕES SOBRE OS ALGORITMOS DE FILTRAGEM UTILIZADOS

5.1 Introdução

Os algoritmos de filtragem digital destinam-se, normalmente, a determinar os parâmetros das ondas de corrente e tensão de frequência fundamental (magnitude, fase e frequência), eliminando, tanto quanto possível, os harmônicos e demais ruídos presentes durante as faltas ou outras condições anormais no sistema protegido [1, 7, 9].

5.2 Algoritmos Para Proteção de Distância

É sabido que a proteção de distância se baseia na avaliação da impedância aparente apresentada ao relé e sua comparação com uma característica no plano R-X, cuja forma se tenha determinado em função da máxima resistência de falta esperada, das oscilações de potência que possam ocorrer no sistema, da localização das cargas etc.

Quando se fala de impedância se toma em consideração a frequência fundamental do sistema. Porém, as ondas de corrente e tensão podem estar fortemente “contaminadas”, particularmente logo após a ocorrência de uma falta. Esta contaminação consiste em transitórios exponenciais, harmônicos superiores etc.

O problema da “contaminação” é resolvido pelos relés digitais, em boa parte dos casos, mediante a implementação de algoritmos de filtragem digital, cujo objetivo é obter as componentes real e imaginária dos fasores representativos da componente de frequência fundamental das ondas de corrente e tensão. Em outros casos, se implanta um algoritmo baseado na solução da equação diferencial que permita calcular a impedância, atuando ao mesmo tempo como filtro que elimine a influência dos transitórios exponenciais e de harmônicos superiores.

Na realidade, os algoritmos de filtragem digital são aplicáveis não somente à proteção de distância, mas também a outras proteções como a de equipamentos (transformadores, geradores, etc.) e barras. Seu objetivo é determinar, tão exatamente quanto possível, as componentes real e imaginária das ondas de corrente e tensão de frequência fundamental.

Sendo V e I os valores RMS dos sinais de tensão e corrente que estão sendo analisados, e chamando de V_S e I_S as componentes Seno e V_C e I_C as

componentes Co-seno de tais ondas, sua representação fasorial será:

$$\dot{V} = V_s + jV_c \quad (5.1)$$

$$\dot{I} = I_s + jI_c \quad (5.2)$$

A partir dos valores fasoriais de V e I pode ser calculada, para o caso dos relés de distância, a posição da falta, dada por:

$$Z = \frac{\dot{V}}{\dot{I}} \quad (5.3)$$

$$\text{ou} \quad Z = \frac{V_c + jV_s}{I_c + jI_s} \quad (5.4)$$

5.2.1 Algoritmos Baseados em Modelos dos Sinais de Entrada

Nesse tipo de algoritmos procura-se obter os parâmetros relativos às componentes das ondas de corrente e tensão na frequência fundamental. Todos os demais componentes são considerados ruídos. Uma exceção é a proteção diferencial de transformadores que utiliza o nível de alguns harmônicos para restrição em condições de magnetização ou sobreexcitação.

Na maioria dos relés, portanto, deve-se utilizar um filtro passa-banda, que deixe passar a componente fundamental e bloqueie a componente c.c, assim como os harmônicos e sub-harmônicos.

Este tipo de filtro tem seu desenvolvimento baseado na operação de convolução, segundo a qual é possível expressar o sinal de saída $y(t)$ de um sistema linear a partir do sinal de entrada $x(t)$ e de uma função $y(\delta)$, pela expressão :

$$y(t) = \int_0^t h(\delta) \cdot x(t - \delta) \cdot d\delta \quad (5.5)$$

sendo $h(\delta)$ a resposta ao impulso.

Na filtragem digital é utilizada uma aproximação discreta da integral de convolução:

$$y_n = \sum_{k=1}^k a_k \cdot x_{n-k} \quad (5.6)$$

onde:

- k = número total de amostras num período
- a_k = coeficientes do filtro (resposta ao impulso para cada amostra)
- x_{n-k} = valor do sinal de entrada para a amostra $n - k$

Os filtros baseados nos sinais de entrada podem ser de dois tipos:

- Filtros recursivos: - Têm resposta ao impulso infinita no tempo (IIR). O sinal de saída depende do valor da amostra medido em determinado instante e das estimações nos instantes anteriores, isto é, de toda a história prévia do sinal de entrada.
- Filtros não recursivos: - Têm resposta ao impulso finita (FIR). O sinal de saída depende de uma história finita do sinal de entrada. Neste filtros, as estimações se realizam com um somatório de amostras afetadas por coeficientes.

Os filtros FIR são mais adequados para proteção, pois:

- Deixam, rapidamente, de considerar a condição de pré-falta (ver conceito de janela de dados);
- Possuem pontos de ganho zero em suas respostas de frequência, os quais podem ser ajustados para coincidir com a componente c.c e os harmônicos, eliminando ou atenuando fortemente estes sinais.

5.3 Conceito de Janela de Dados

A partir da equação (5.6) pode-se calcular o valor instantâneo do sinal de saída y_n a partir dos últimos k valores do sinal de entrada. Para cada y_n , portanto, tem-se k valores do sinal de entrada, correspondendo a uma janela de dados deslizante, conforme mostrado na Figura 5.1.

Nesta figura está indicada uma janela deslizante com 3 amostras, tendo-se uma frequência de amostragem de 12 amostras por ciclo. Na mesma figura, é mostrada também uma descontinuidade no sinal da tensão devida a uma falta. A janela A

contém 3 amostras da tensão pré-falta. As janelas *B* e *C* contêm amostras da tensão pré-falta e de falta. A janela *D* contém apenas amostras de tensão de falta.

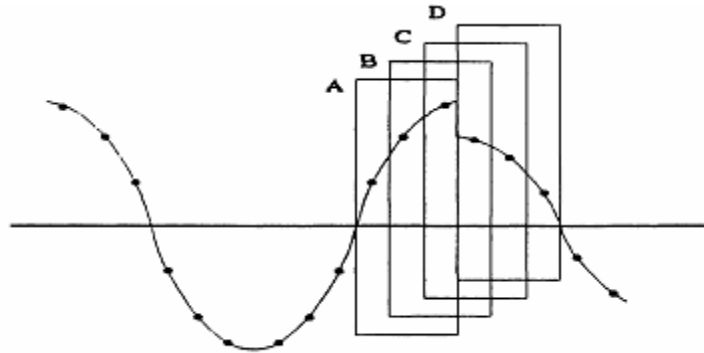


Figura 5.1 – Janela de Dados Deslizante

Como se pode verificar, a equação (5.6) fornece resultados corretos para as janelas *A* e *D*. Os resultados para as janelas *B* e *C* não têm significado correto. O filtro é dito em estado transitório e contém informações pré-falta e de falta.

É importante, portanto, detectar quando a janela de dados está cruzando por um ponto de descontinuidade, para evitar a operação do relé neste período.

Se o sinal de entrada fosse puramente senoidal, poder-se-ia concluir que quanto menor a janela de dados, mais rapidamente o relé ficaria liberado para tomar uma decisão de disparo ou não disparo.

Sabemos, porém, que os sinais de entrada estão distorcidos por diferentes tipos de ruídos. A capacidade do algoritmo para eliminar estes ruídos depende, em grande parte, da largura da janela de dados.

Assim, pode-se dizer que, em geral, a redução da largura da janela aumenta a velocidade do relé, porém prejudica sua precisão.

A equação (5.6) fornece apenas os valores instantâneos do sinal de saída y_n . Para se obter o valor dos fasores de corrente e tensão, em magnitude e fase, há dois métodos:

- Determinação simultânea das componentes real e imaginária do fasor, utilizando um par de filtros ortogonais (por ex.: um filtro Seno e um filtro Co-

seno).

- Determinação das componentes real e imaginária do fasor utilizando um único filtro, tomando como componentes real e imaginária os valores de saída do filtro defasados de 1/4 de ciclo. Este método apresenta um retardo no tempo de resposta de 1/4 de ciclo em relação ao primeiro método.

5.4 Algoritmo de Fourier

Se baseia em um caso particular da equação (5.6), onde a função $y(\delta)$ toma a forma de uma exponencial de expoente imaginário. Assim, para se obter a componente fundamental de $x(t)$, temos:

$$y(t) = \int_0^t x(t - \delta) \cdot e^{j\omega\delta} \cdot d\delta \quad (5.7)$$

As componentes ortogonais do fasor $y(t)$ (componente fundamental de $x(t)$) são:

$$\text{Função Co-seno: } Y_C = \int_0^T y(t) \cdot \cos \omega \cdot t \cdot dt \quad (5.8)$$

$$\text{Função Seno: } Y_S = \int_0^T y(t) \cdot \text{sen } \omega \cdot t \cdot dt \quad (5.9)$$

onde T é o período de observação do sinal de entrada.

5.4.1 Utilização de Janela de Dados de Um Ciclo

As formas discretas das equações (5.8) e (5.9) constituem o algoritmo de Fourier. Assim, para uma janela de 1 ciclo e N amostras por ciclo, pode-se demonstrar, com base na teoria da Transformada de Fourier que, para o instante k -ésimo, tem-se:

$$Y_C = \frac{2}{N} \sum_{k=1}^N y_k \cdot \cos(k \cdot \theta) \quad (5.10)$$

$$Y_S = \frac{2}{N} \sum_{k=1}^N y_k \cdot \text{sen}(k \cdot \theta) \quad (5.11)$$

onde θ é o ângulo entre amostras, na frequência fundamental, isto é, $\theta=2\pi/N$. Sendo Δt o intervalo entre amostras, vem:

$$\theta = \omega_0 \cdot \Delta t$$

A função Fourier é a expressão do fasor, cujas componentes ortogonais são Y_C e Y_S , isto é:

$$\text{Função Fourier : } Y = Y_S + jY_C$$

O módulo e ângulo do fasor correspondente à janela de dados centrada na amostra i , são dados por:

$$|Y^{(i)}| = \sqrt{[Y_C^{(i)}]^2 + [Y_S^{(i)}]^2} \quad (5.12)$$

$$\varphi^{(i)} = \text{tg}^{-1} \frac{Y_S^{(i)}}{Y_C^{(i)}} - i \cdot \theta \quad (5.13)$$

Observa-se que o fasor em questão tem magnitude definida, porém gira à medida que a janela de dados se desloca. Esta rotação não afeta os relés que operam com uma só grandeza, como os relés de sobrecorrente, nem os que se baseiam no quociente de 2 fasores, como é o caso dos relés de distância. Em algumas aplicações, porém, pode ser necessário corrigir a rotação.

5.4.2 Determinação dos Harmônicos:

Em geral, para uma janela de dados de 1 ciclo e k amostras por ciclo (sendo k um número par), é possível determinar um total de $\frac{k}{2} - 1$ harmônicos. As componentes ortogonais correspondentes ao harmônico de ordem m , são:

$$Y_C^{(m)} = \frac{2}{k} \sum_{k=1}^k y_k \cdot \cos(m \cdot k \cdot \theta) \quad (5.14)$$

$$Y_S^{(m)} = \frac{2}{k} \sum_{k=1}^k y_k \cdot \text{sen}(m \cdot k \cdot \theta) \quad (5.15)$$

$$|Y^{(i)}| = \sqrt{[Y_C^{(i)}]^2 + [Y_S^{(i)}]^2} \quad (5.16)$$

$$\varphi^{(m)} = \text{tg}^{-1} \frac{Y_S^{(m)}}{Y_C^{(m)}} \quad (5.17)$$

5.4.3 Resposta de Frequência do Filtro em Estado Estável

É obtida considerando um sinal de entrada senoidal e realizando uma varredura na frequência.

Os gráficos de resposta de frequência do filtro representam o ganho do filtro em função da frequência. O ganho é definido como o quociente entre a amplitude do sinal de saída e do sinal de entrada.

A Figura 5.2 mostra os gráficos de resposta de frequência para os filtros tipo Seno, Co-seno e Fourier, com janelas de dados de 1 ciclo e 16 amostras por ciclo. A escala do eixo das abscissas é indicada em múltiplos da componente de frequência fundamental.

O filtro tipo Fourier corresponde a uma combinação de um filtro Seno e de um filtro Co-seno.

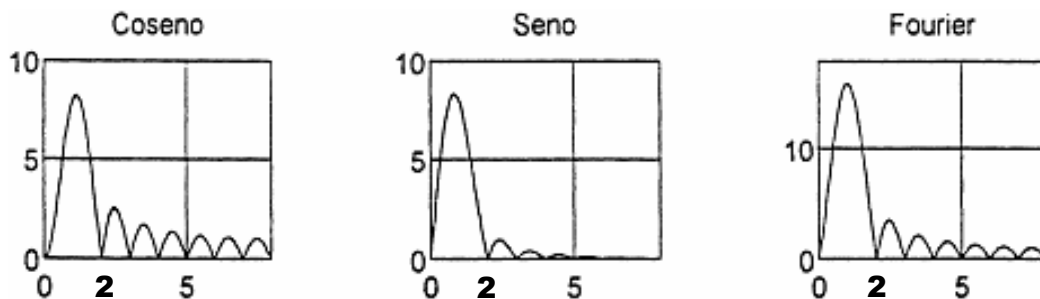


Figura 5.2 – Resposta de Frequência Para Filtros Seno, Co-seno e Fourier

A análise dos gráficos indica que a resposta de frequência dos filtros Co-seno, Seno e Fourier possui zeros que correspondem à componente de c.c (frequência zero) e aos harmônicos dos sinais de entrada, além de apresentar atenuação crescente com a frequência para os sinais de frequências intermediárias. Observa-se que a resposta do filtro Fourier é uma combinação da resposta dos filtros Co-seno e Seno.

5.4.4 Resposta de Frequência do Filtro em Estado Transitório

Durante o estado transitório do filtro digital, um relé de distância, por exemplo, poderá

sofrer sobrealcance ou subalcance transitório.

Como um dos métodos para avaliar a resposta de estado transitório de um filtro, aplicam-se, na entrada, sinais distorcidos pela componente c.c, componentes oscilatórias amortecidas e outros ruídos, e calcula-se a impedância aparente dividindo os fasores de tensão e corrente estimados.

A trajetória da impedância aparente em ohms vista por relés de distância dotados de filtros tipo Co-seno, Seno e Fourier para o caso de falta no final de uma linha curta e em condições de máxima assimetria da corrente, está mostrada na Figura 5.3.

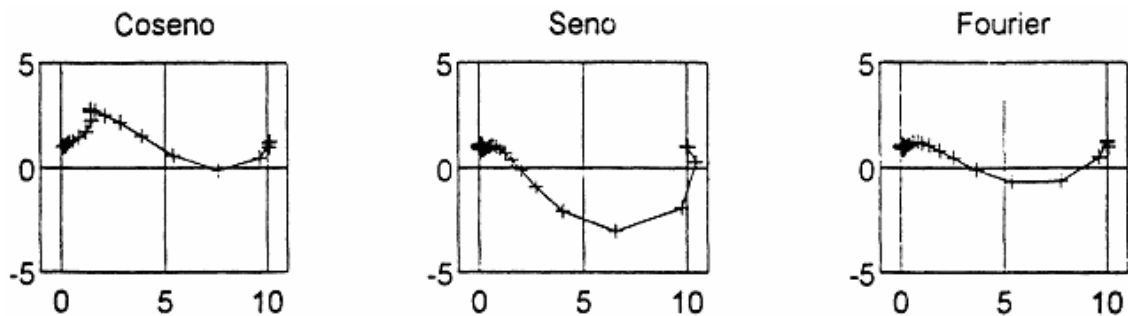


Figura 5.3 – Trajetória da Impedância Vista Pelo Relé de Distância

Na Figura 5.4 é mostrado um “zoom” da área junto à posição final do vetor impedância.

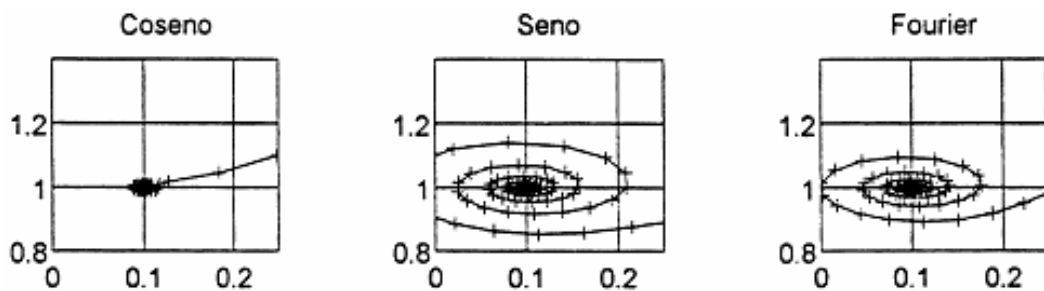


Figura 5.4 – Trajetória da Impedância Vista Pelo Relé de Distância

Através da Figura 5.4 pode-se verificar que a resposta transitória do filtro tipo Co-seno é melhor que a dos demais, em virtude da maior rapidez de convergência para o valor final $0,1 + j1,0$ p.u (impedância da linha de transmissão até a falta).

5.4.5 Utilização de Janela de Meio Ciclo

Na Figura 5.5 é apresentado o gráfico da resposta da frequência de um algoritmo de

Fourier de meio ciclo, com 12 amostras por ciclo.

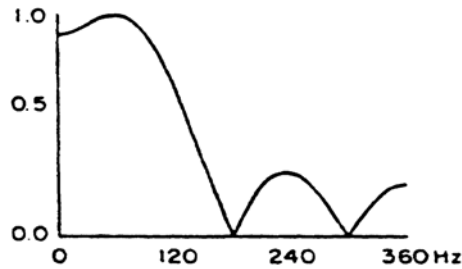


Figura 5.5 – Resposta de Frequência Com Janela de Meio Ciclo

Verifica-se que o algoritmo elimina os harmônicos ímpares, mas não impede a componente c.c nem os harmônicos pares.

5.5 Algoritmo Recursivo de Fourier

Os algoritmos de Fourier não recursivos apresentam dois problemas:

1. Número elevado de operações do processador (cada componente do fasor requer uma soma de k produtos de dois fatores).
2. O fasor gira.

Com o algoritmo recursivo, estes dois problemas ficam resolvidos.

Para um filtro de 1 ciclo, o algoritmo fica:

$$Y_C^{(n)} = Y_C^{(v)} + (y_{(n)} - y_{(v)}) \cdot \cos(L \cdot \theta) \quad (5.18)$$

$$Y_S^{(n)} = Y_S^{(v)} + (y_{(n)} - y_{(v)}) \cdot \text{sen}(L \cdot \theta) \quad (5.19)$$

onde L corresponde ao número da amostra mais recente, $y_{(n)}$ é o valor dessa amostra e $Y^{(n)}$ é a componente ortogonal de saída estimada, enquanto $y_{(v)}$ e $Y^{(v)}$ são os valores de entrada e saída correspondentes a uma amostra atrasada de um ciclo em relação à atual.

Este algoritmo requer, apenas, uma multiplicação e uma soma para atualizar cada componente ortogonal do fasor. Além disto, o fasor resultante não gira.

A resposta de estado transitório deste algoritmo é pior que no caso de algoritmo não

recursivo, especialmente no caso do filtro Co-seno.

Isto se deve ao fato de que nos algoritmos não recursivos os coeficientes do filtro não variam enquanto a janela de dados desliza, isto é, a ação filtrante é sempre a mesma.

Nos algoritmos recursivos, os coeficientes variam a cada amostra, de modo que o filtro fica se alternando entre os tipos Seno e Co-seno a cada $\frac{1}{4}$ ciclo.

A resposta de frequência, portanto, também não é fixa, influenciando negativamente sobre a resposta em estado transitório.

5.6 Algoritmo de Walsh

É semelhante ao algoritmo de Fourier, substituindo-se os sinais senoidais de frequência fundamental e seus harmônicos por sinais em onda quadrada. As funções Walsh, na frequência fundamental, equivalentes às funções Seno e Co-seno, são denominadas funções Walsh tipo Seno (SAL) e tipo Co-seno (CAL). A Figura 5.6 mostra um conjunto de funções Walsh.

A vantagem no uso deste tipo de função é a simplificação do processamento, uma vez que os coeficientes das equações (5.10) e (5.11) passam a ser apenas +1 ou -1.

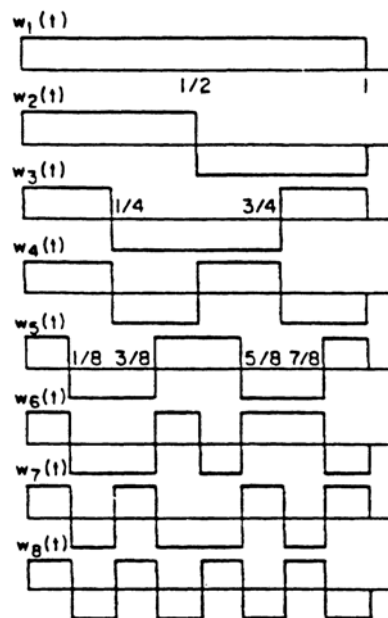


Figura 5.6 – Conjunto de Funções de Walsh

Nas Figuras 5.7 e 5.8 são apresentados os gráficos de resposta de freqüência e resposta transitória para as funções SAL, CAL e Walsh, com janela de um ciclo e 16 amostras por ciclo. A função Walsh é equivalente à função Fourier, em que os valores de saída correspondem à resultante entre as funções SAL e CAL.

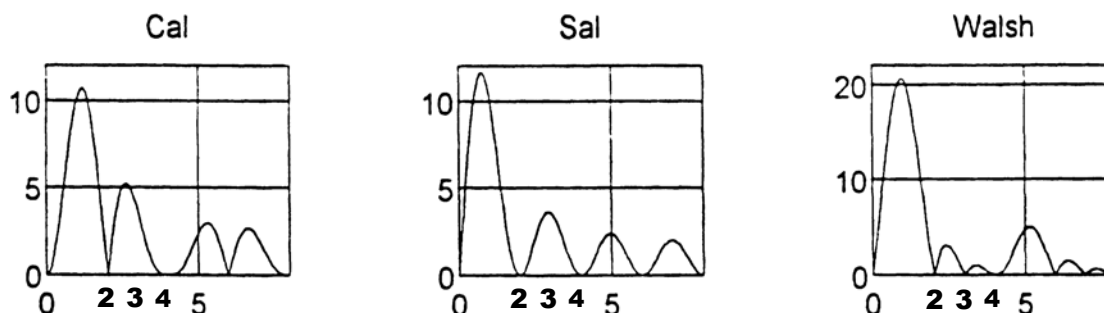


Figura 5.7 – Resposta de Freqüência Para Funções SAL, CAL e Walsh

Observa-se que este tipo de filtro não é adequado para eliminar os harmônicos ímpares. Isto é decorrente do erro resultante da aproximação dos sinais senoidais de entrada para ondas quadradas, com um número reduzido de harmônicos. Para melhorar a resposta de freqüência seria necessário considerar um número elevado de funções de Walsh, o que imporia maior carga de processamento.

Na Figura 5.8 é mostrada a trajetória da impedância aparente vista por relés de distância, utilizando o algoritmo de Walsh, nas mesmas condições que o Filtro de Fourier.

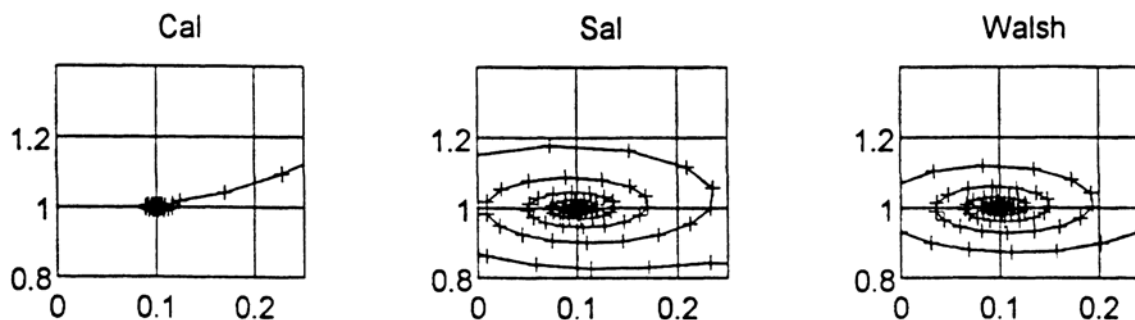


Figura 5.8 – Trajetória da Impedância Aparente Com Algoritmo de Walsh

As funções de Walsh foram desenvolvidas para permitir o uso de processadores de menor capacidade e menor custo. Entretanto, dado o estado atual de desenvolvimento dos processadores, este aspecto não é mais relevante. Atualmente, este algoritmo tem sido mencionado por seus aspectos histórico e didático.

5.7 Algoritmos de Filtragem Digital Baseados em Modelo do Sistema

Os algoritmos baseados em modelos de sinais de entrada estimam fasores, que são aplicados à distintos tipos de relés. Nos relés de proteção de linhas de transmissão é possível também utilizar algoritmos baseados em modelos do sistema, que estimam os valores de parâmetros tais como a indutância e a resistência da linha com defeito.

Podemos representar uma linha de transmissão monofásica curta (ver Figura 5.9) a partir da equação diferencial que relaciona a tensão e a corrente de entrada no relé.

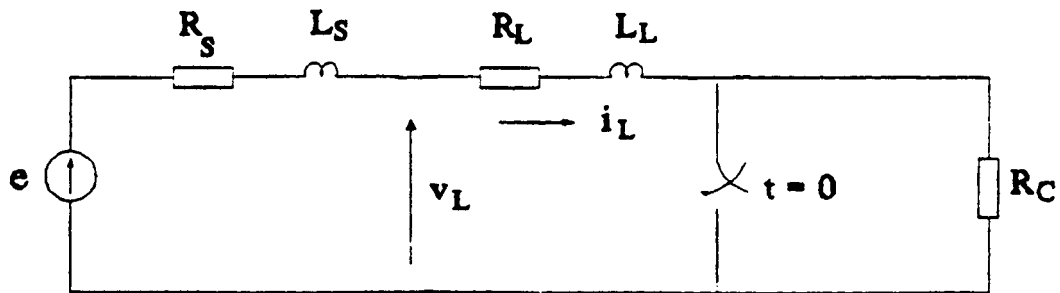


Figura 5.9 – Representação de Uma Linha de Transmissão Monofásica

Para um curto-circuito franco no sistema, no instante inicial, a tensão no relé será dada por:

$$V_L = R_L \cdot i + L_L \cdot \frac{di}{dt} \quad (5.20)$$

onde i é o valor instantâneo da corrente e R_L e L_L a resistência e indutância da linha até o local da falta.

Integrando a equação (5.20) em 2 intervalos consecutivos, temos:

$$\int_{t_0}^{t_1} v_L(t) \cdot dt = R_L \int_{t_0}^{t_1} i_L(t) \cdot dt + L_L [i_L(t_1) - i_L(t_0)] \quad (5.21)$$

$$\int_{t_1}^{t_2} v_L(t) \cdot dt = R_L \int_{t_1}^{t_2} i_L(t) \cdot dt + L_L [i_L(t_2) - i_L(t_1)] \quad (5.22)$$

Por aproximação trapezoidal, para intervalos de tempo pequenos, pode-se escrever:

$$\int_{t_k}^{t_{k+1}} v_L(t) = \frac{\Delta t}{2} [v_L(t_{k+1}) - v_L(t_k)] = \frac{\Delta t}{2} (v_{L_{k+1}} - v_{L_k}) \quad (5.23)$$

Para as amostras k , $k+1$ e $k+2$, as equações (5.21) e (5.22), podem, então, ser escritas:

$$\begin{bmatrix} \frac{\Delta t}{2}(i_{L_{k+1}} + i_{L_k}) & (i_{L_{k+1}} - i_k) \\ \frac{\Delta t}{2}(i_{L_{k+2}} + i_{L_{k+1}}) & (i_{L_{k+2}} - i_{L_{k+1}}) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} R_L \\ L_L \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\Delta t}{2}(v_{L_{k+1}} + v_{L_k}) \\ \frac{\Delta t}{2}(v_{L_{k+2}} + v_{L_{k+1}}) \end{bmatrix} \quad (5.24)$$

o que permite calcular os valores de R_L e L_L pelas expressões:

$$R_L = \frac{(v_{L_{k+1}} + v_{L_k})(i_{L_{k+2}} - i_{L_{k+1}}) - (v_{L_{k+2}} + v_{L_{k+1}})(i_{L_{k+1}} - i_{L_k})}{(i_{L_{k+1}} + i_{L_k})(i_{L_{k+2}} - i_{L_{k+1}}) - (i_{L_{k+2}} + i_{L_{k+1}})(i_{L_{k+1}} - i_{L_k})} \quad (5.25)$$

$$L_L = \frac{\Delta t}{2} \left[\frac{(i_{L_{k+1}} + i_{L_k})(v_{L_{k+2}} + v_{L_{k+1}}) - (i_{L_{k+2}} + i_{L_{k+1}})(v_{L_{k+1}} + v_{L_k})}{(i_{L_{k+1}} + i_{L_k})(i_{L_{k+2}} - i_{L_{k+1}}) - (i_{L_{k+2}} + i_{L_{k+1}})(i_{L_{k+1}} - i_{L_k})} \right] \quad (5.26)$$

Estes algoritmos representam uma carga computacional menor que os algoritmos baseados em modelo dos sinais de entrada. Outra vantagem deste algoritmo é que a componente aperiódica exponencial não é um erro para o algoritmo, pois satisfaz à equação diferencial. Por outro lado, porém, os harmônicos superiores e outros erros não são suprimidos, e afetam a medição, a menos que sejam eliminados por outro filtro. Pode-se considerar, também, no algoritmo o modelo de linha que inclui a capacitância “Shunt” da LT. Esta solução, porém, necessita de maior processamento, tornando sua aplicação mais restrita.

O algoritmo acima possui janela de dados curta, em geral com menos de um ciclo.

Os algoritmos baseados em modelo do sistema não possuem uma resposta de freqüência definida, pois processam os sinais simultaneamente. A Figura 5.10 mostra os gráficos de resposta de freqüência de um algoritmo baseado no valor médio do sinal de saída de 3 amostras, com janela de dados de meio ciclo (a) e um ciclo (b) respectivamente. Para a determinação dos gráficos variou-se a freqüência do sinal de tensão, mantendo fixa a freqüência da corrente.

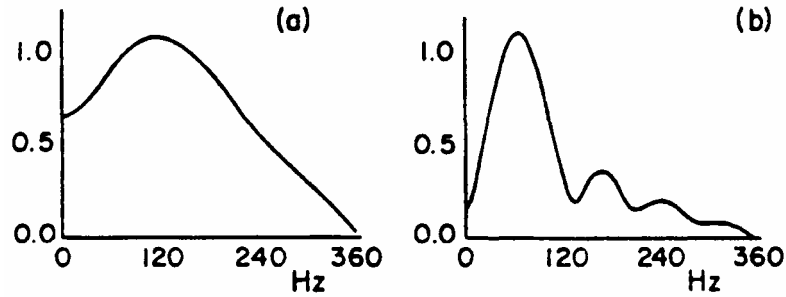


Figura 5.10 – Resposta de Frequência do Algoritmo Baseado em Modelo do Sistema

5.8 Algoritmo de Mínimos Quadrados

Considerando-se nos sinais de entrada todos os erros possíveis, o sinal $y(t)$ pode ser em geral escrito:

$$y(t) = \sum_{n=1}^N Y_n S_n(t) + \varepsilon(t) \quad (5.27)$$

onde:

$S_n(t)$ representa um conjunto de sinais elementares que se pressupõe estejam presentes em $y(t)$

Y_n são seus coeficientes

$\varepsilon(t)$ representa os erros

O problema geral em estimar parâmetros inerente a todo algoritmo de filtragem digital consiste em estimar os n valores de Y_n a partir de um conjunto de k amostras y_k tais que o termo erro, $\varepsilon(t)$, seja, mínimo. O algoritmo de mínimos quadrados requer a necessidade de resolver, tornando o erro mínimo, o seguinte conjunto de equações:

$$\begin{bmatrix} y_1 \\ y_2 \\ \vdots \\ y_k \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} S_1(\Delta t) & S_2(\Delta t) & \cdots & S_N(\Delta t) \\ S_1(2\Delta t) & S_2(2\Delta t) & \cdots & S_N(2\Delta t) \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ S_1(k\Delta t) & S_2(k\Delta t) & \cdots & S_N(k\Delta t) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} Y_1 \\ Y_2 \\ \vdots \\ Y_N \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \varepsilon_1 \\ \varepsilon_2 \\ \vdots \\ \varepsilon_k \end{bmatrix} \quad (5.28)$$

A equação (5.28) também pode ser escrita na forma matricial:

$$[y] = [S] \cdot [Y] + [\varepsilon] \quad (5.29)$$

Considerando-se que serão realizadas k amostras por ciclo, a equação (5.29) representará um conjunto de k equações com n incógnitas (n coeficientes de Y_n), tem solução para $k \geq n$.

Nos algoritmos de mínimos quadrados podemos considerar qualquer conjunto de sinais elementares $S_n(t)$. Nestes sinais podemos incluir: a componente fundamental, harmônicos superiores e a componente c.c.

A seleção do conjunto de sinais elementares é de grande importância, pois os sinais que não forem considerados e que estiverem presentes no sinal de entrada, constituirão um erro e deverão ser incluídos no termo $\varepsilon(t)$. Da mesma forma, a inclusão de sinais não existentes no sinal de entrada também introduz erros.

Uma vantagem do algoritmo de mínimos quadrados é a possibilidade de eliminar a componente aperiódica exponencial mediante sua inclusão explícita no conjunto $S_n(t)$.

Pode-se demonstrar que o algoritmo de Fourier constitui caso particular do algoritmo de mínimos quadrados, em que os sinais elementares são somente a componente fundamental e os harmônicos; isto é, para um algoritmo de Fourier, a componente aperiódica exponencial é um ruído, e distorce sua resposta de estado transitório.

A Figura 5.11 apresenta o gráfico de resposta de freqüência de um filtro de mínimos quadrados com janela de um ciclo e 12 amostras por ciclo. Neste gráfico pode-se observar a presença de zeros em todos os harmônicos, da mesma forma como nos algoritmos de Fourier com janela de um ciclo.

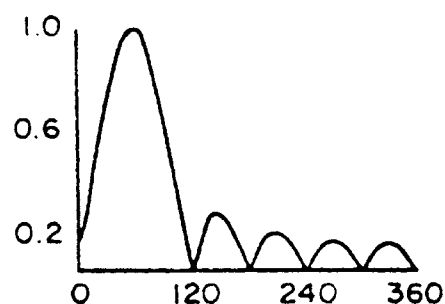


Figura 5.11 – Resposta de Freqüência de Filtro de Mínimos Quadrados

CAPÍTULO 6

POSSIBILIDADES DE DIFERENTES ARQUITETURAS PARA O SISTEMA DIGITAL

6.1 Introdução

A localização das funções de processamento e aquisição de dados em uma única unidade central ou em várias unidades na sala de controle, ou ainda, em unidades colocadas junto ao processo, determina o grau de centralização ou descentralização física ou funcional do sistema digital. A seguir, são analisadas, de maneira simplificada, diferentes possibilidades de arquitetura, desde a fisicamente centralizada (na sala de controle) porém funcionalmente distribuída (instalada em várias unidades), até aquelas com maior grau de descentralização [15, 19].

Para poder apresentar melhor o problema da centralização versus descentralização, o sistema digital foi dividido nos seguintes subsistemas, incluindo *hardware* e *software*:

- AC - aquisição de dados para as funções de supervisão, controle e automação.
- AP - aquisição de dados para as funções de proteção.
- SC - processamento das funções de supervisão, controle e automação.
- P - processamento das funções de proteção.
- IHM - processamento e exteriorização das funções de interface homem-máquina.

6.2 Sistema Com SC Centralizada

Na Figura 6.1, o processamento do sistema de supervisão e controle (SC) é física e funcionalmente centralizado, isto é, realizado numa única unidade computacional. A aquisição de dados para a função SC é feita por unidades de aquisição e controle (AC) localizadas na sala de controle. A proteção poderá ser convencional ou digital, porém está também localizada na casa de controle. No caso da proteção convencional, seus dados (atuação de relés, alarmes, posição de chaves seletoras, etc.) precisam ser digitalizados, através de uma unidade de aquisição de dados da proteção (AP) para poderem ser inseridos no sistema digital e exteriorizados pelo IHM. Por outro lado, se forem utilizados relés digitais para a função proteção, a unidade (AP) poderá ser eliminada, desde que o protocolo de comunicação utilizado possa ser interpretado pelo sistema central (SC+IHM) ou se for empregado um conversor de protocolos (*gateway*). Os relés digitais poderão fornecer ao sistema central, através de

sua interface serial, informações de eventos, alarmes e atuações. Por outro lado, os dados de ajuste e parametrização poderão ser transferidos aos relés através de um microcomputador e rede de comunicação independentes ou com a ajuda de um *laptop* ligado diretamente ao relé.

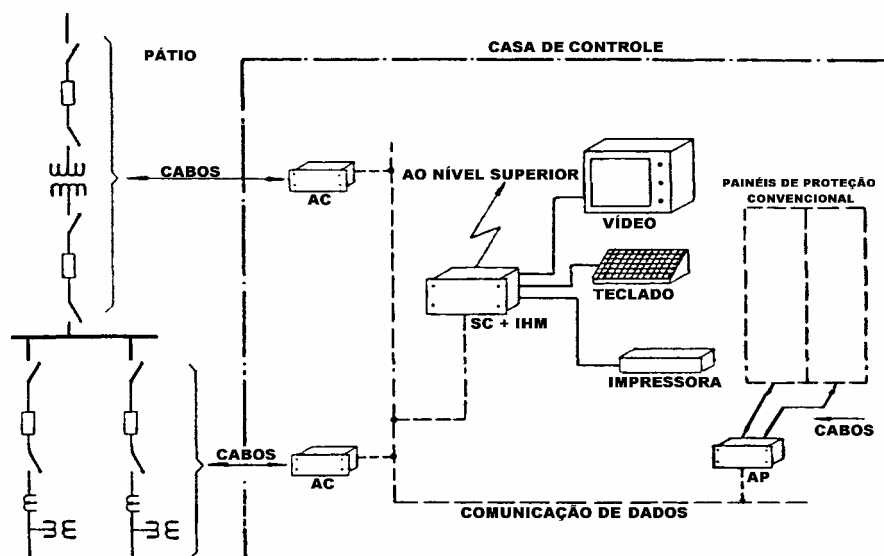


Figura 6.1 – Processamento da SC Centralizado com P e AC Distribuídos em Painéis na Casa de Controle

Este tipo de configuração é ainda bastante utilizada. Os cabos dos transformadores de corrente e tensão e para informação do estado dos equipamentos, alarmes e comandos, precisam ser levados desde estes equipamentos até a sala de controle, representando uma das principais desvantagens deste esquema. Dependendo do porte da subestação ou usina, as funções de proteção (P) e de processamento da SC poderão utilizar equipamentos redundantes, com software de segurança de modo a se obter um sistema digital tolerante a falhas. Assim, em caso de falha de algum equipamento, outro equipamento assumiria as suas funções.

6.3 Sistema Com P e SC Fisicamente Distribuídos

Na configuração mostrada na Figura 6.2, os relés de proteção (P+AP+AC) realizam, também, parte do processamento do sistema SC e substituem as UACs ou UTRs. Estão fisicamente distribuídos, isto é, instalados em abrigos, junto ao processo. Nesta configuração, o comprimento dos cabos que interligam os equipamentos e cubículos da subestação ou usina aos relés é sensivelmente reduzido, não havendo necessidade de levar tais cabos até a sala de controle, o que representa uma

vantagem importante.

Um processamento parcial das funções de supervisão, controle e automação é executado pelos próprios relés, com o objetivo de tornar o sistema menos dependente da unidade central e da rede de comunicação de dados.

Uma variante desta configuração apresenta parte da função AC e o processamento parcial da função SC realizados por uma unidade UAC separada. Ainda assim, recomenda-se que as informações que já se encontram disponíveis nos relés de proteção sejam compartilhadas com o sistema SC, de modo a se reduzir cabos e o *hardware* de interface com o processo.

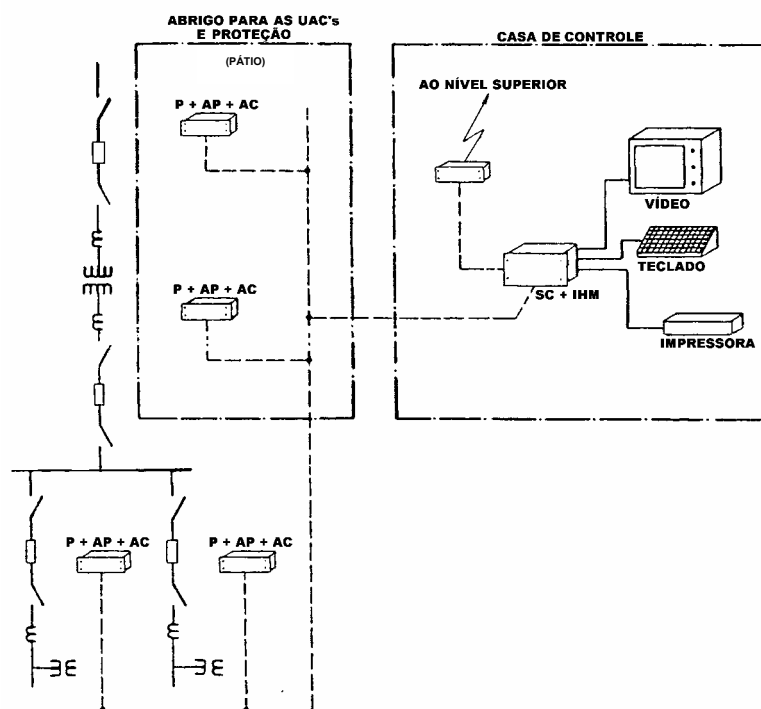


Figura 6.2 – Proteção e AC Distribuídas Fisicamente; SC Parcialmente Centralizado

Como exemplos das tarefas de processamento que podem ser realizadas pelos relés de proteção ou pela unidade remota citada (UAC) para o caso de uma subestação ou usina podem-se citar [24, 25]:

- Lógicas de intertravamento;
- Pré-processamento da medição;
- Chaveamento automático seqüencial de circuitos durante manobras ou após

faltas; Incluídas nesta tarefa estão as operações de transferência automática de circuitos para outra barra ou a substituição de disjuntores para manutenção;

- Separação automática de barras;
- Registro seqüencial de eventos e alarmes;
- Controle de reativos;
- Controle de tensão através de comutador automático em carga do transformador;
- Monitoração da capacidade de carga e controle de temperatura de transformadores;
- Desligamento programado de cargas;
- Verificação da consistência dos dados antes do envio à unidade central.
- Controle de tensão e velocidade de geradores.

A comunicação entre os relés (unidades P+AP+AC) e o sistema de controle e automação central poderá ser feita, como no caso anterior, via interface serial, porém, com alta velocidade.

Mesmo em caso de perda da comunicação com a unidade central, as tarefas acima poderão continuar sendo realizadas a nível de vão. Tarefas que envolvam comunicação com outros vãos da subestação ou usina ou com a unidade central não poderão ser realizadas.

As unidades remotas poderão ser construídas com previsão para ligação a equipamentos de interface homem-máquina portáteis, para facilitar os serviços de manutenção e, também, para possibilitar a operação local dos equipamentos da subestação ou usina durante eventual falha do sistema central ou da rede de comunicação.

6.3.1 Sistema Com TCs e TPs Não Convencionais e SC Parcialmente Distribuída

Esta configuração, mostrada na Figura 6.3, considera o uso de TCs e TPs não convencionais, em que a amostragem dos valores de corrente e tensão é feita nos próprios TCs e TPs. A unidade AP mostrada na figura representa, na verdade, a transdução digital das correntes e tensões, além da aquisição da informação de estado do disjuntor e o seu comando de disparo. As informações para o sistema SC central podem transitar através de uma rede de menor velocidade.

Os dados de saída dos conversores A/D, localizados junto aos TCs e TPs não

convencionais, são enviados para a respectiva unidade de processamento dos relés através de uma rede de comunicação de alta velocidade.

A vantagem deste tipo de arquitetura é que as unidades de interface com o processo estão agora instaladas próximo aos equipamentos, fazendo com que os cabos não precisem mais ir até a casa de controle. O processamento (P), mais sensível às interferências eletromagnéticas (IEM), fica instalado em local protegido.

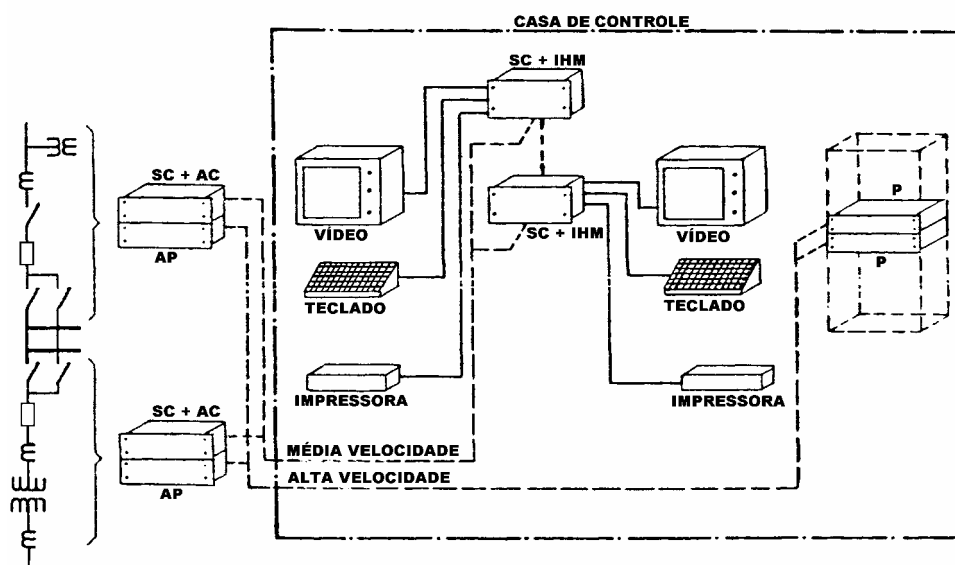


Figura 6.3 – Processamento do SC Parcialmente Distribuído. Proteção na Sala de Controle com AP Distribuída (Uso de TCs e TPs Não Convencionais)

A principal desvantagem reside no fato de se ter o desempenho da proteção dependente de um elo de comunicação cujos aspectos de confiabilidade e redundância do meio devem ser ainda melhor avaliados.

Embora esta seja uma solução promissora para o futuro, o autor não tem conhecimento, até o momento, do seu emprego a nível comercial.

6.4 Sistema Com Arquitetura Física e Funcionalmente Descentralizada

Nesta configuração, tanto as unidades de aquisição de dados (AC e AP), quanto o processamento (P e SC), estão localizados no pátio, próximo aos equipamentos. Em consequência, o comprimento dos cabos que interligam os equipamentos e cubículos da subestação ou usina aos relés de proteção (unidades P+AP) e às UACs (unidades AC + SC) é sensivelmente reduzido, não havendo necessidade de levar os cabos até

a sala de controle. A comunicação entre os relés de proteção e o sistema de controle central pode ser feita via interface serial.

Esta solução tem como desvantagem, o fato de as unidades de processamento (que são mais sensíveis a IEM e temperaturas elevadas) ficarem expostas a um ambiente muito mais agressivo que o encontrado na casa de controle.

6.5 Redundância das Informações

Tendo em vista que os relés de proteção são normalmente redundantes (identificados por proteção primária e secundária), os dados por eles adquiridos também são duplicados. Para aproveitar melhor esta disponibilidade, MARQUES, D.C., KRAUS, C.C. et al. [26] apresentam uma metodologia para tratamento daqueles dados considerados de maior importância, a qual pode ser resumida, de maneira simplificada, conforme segue:

- As duas informações redundantes são identificadas por P (primária) e S (secundária).
- As informações adquiridas pelos equipamentos de coleta de dados são colocadas em um banco de dados real. A cada par de informações redundantes P e S são associadas duas posições do banco de dados real.
- Para cada par de dados redundantes é, também, criada uma posição em um banco de dados virtual, que deverá conter a informação P ou S que for considerada mais confiável, em função das verificações que forem realizadas.
- A metodologia consiste em escolher, segundo uma série de condições, qual das duas informações P ou S, do banco de dados real, deverá ser utilizada para atualizar o ponto virtual.
- Como exemplos de condições de verificação, podemos citar:
 - Se uma linha está em serviço, com seu disjuntor e chaves seccionadoras fechados, as duas informações da tensão P ou S de linha devem ser iguais à tensão da barra em que a linha estiver ligada. Se uma das informações P ou S for diferente, deverá ser descartada. A outra informação deve ser usada para atualizar o banco de dados virtual e passará a ser usada como o valor correto da tensão de linha.
 - Se os disjuntores associados a uma linha estiverem abertos e uma das

informações P ou S da corrente da linha for diferente de zero, deverá ser descartada. Se a linha estiver em serviço e as informações P ou S da corrente forem diferentes entre si, deverá ser verificada a lei dos nós para o barramento no qual a linha está ligada. A informação P ou S que não atender à lei dos nós dentro da margem de precisão especificada, deverá ser descartada.

- Se as informações P e S, indicativas do estado de um disjuntor forem discrepantes e a corrente na linha for diferente de zero, deve prevalecer a indicação de disjuntor fechado.
- Se as informações P e S, indicativas do estado de um disjuntor forem discrepantes e a corrente na linha for nula sem ter ocorrido a abertura de nenhuma chave seccionadora, a indicação de disjuntor aberto deve prevalecer.

Como regra geral, para a escolha da informação P ou S que será usada para atualizar o banco de dados virtual, deve-se estabelecer uma condição de confirmação utilizando outras informações que já tenham sido verificadas. Assim, a possibilidade de se utilizar uma informação errada passa a ser mais remota.

6.6 Exemplos de Algumas Arquiteturas Utilizadas

Os relés de proteção digital, quando montados na sala de controle, com as unidades de aquisição e controle e o processamento parcial do sistema SC no pátio, constituem uma variante da configuração da Figura 6.2. Têm, porém, a desvantagem de requerer a instalação da cablagem para a proteção indo até a sala de controle. Esta variante, juntamente com o esquema da Figura 6.1, correspondem aos esquemas mais utilizados atualmente.

Em subestações ou usinas de menor porte é possível, muitas vezes, utilizar os próprios relés de proteção como unidades de aquisição e comando. Esta é a configuração que corresponde ao uso de relés digitais instalados em painéis, na casa de controle, ou em cubículos blindados ou painéis colocados em abrigos, junto à subestação ou usina. (ver Figuras 6.4 e 6.5).

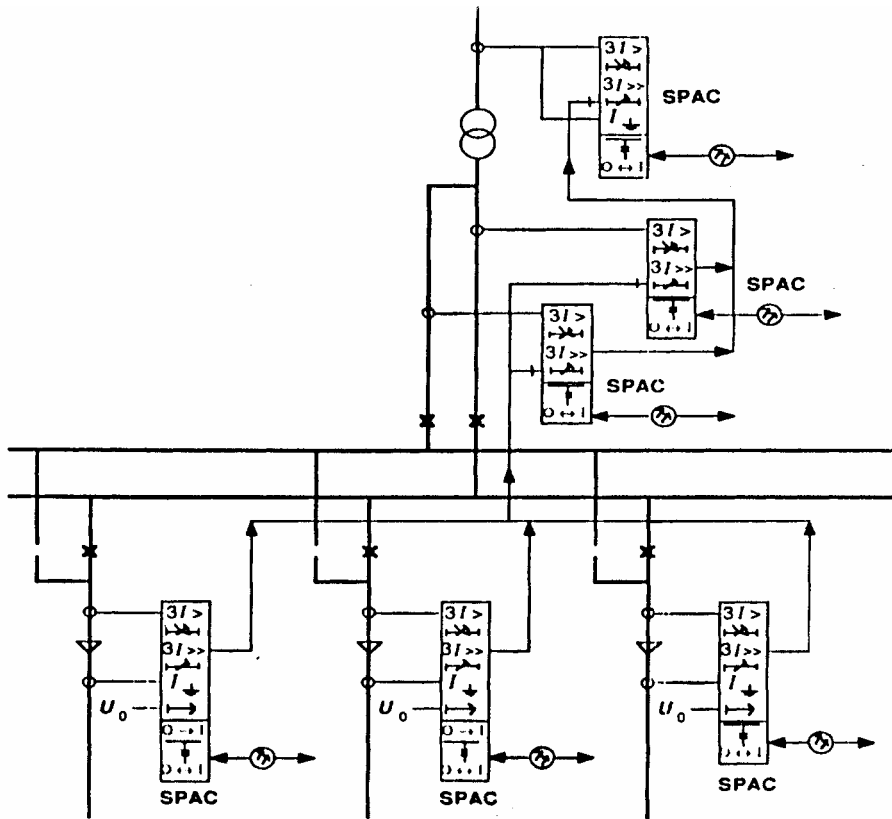


Figura 6.4 – Exemplo de configuração – Sistema SPACOM (ABB)

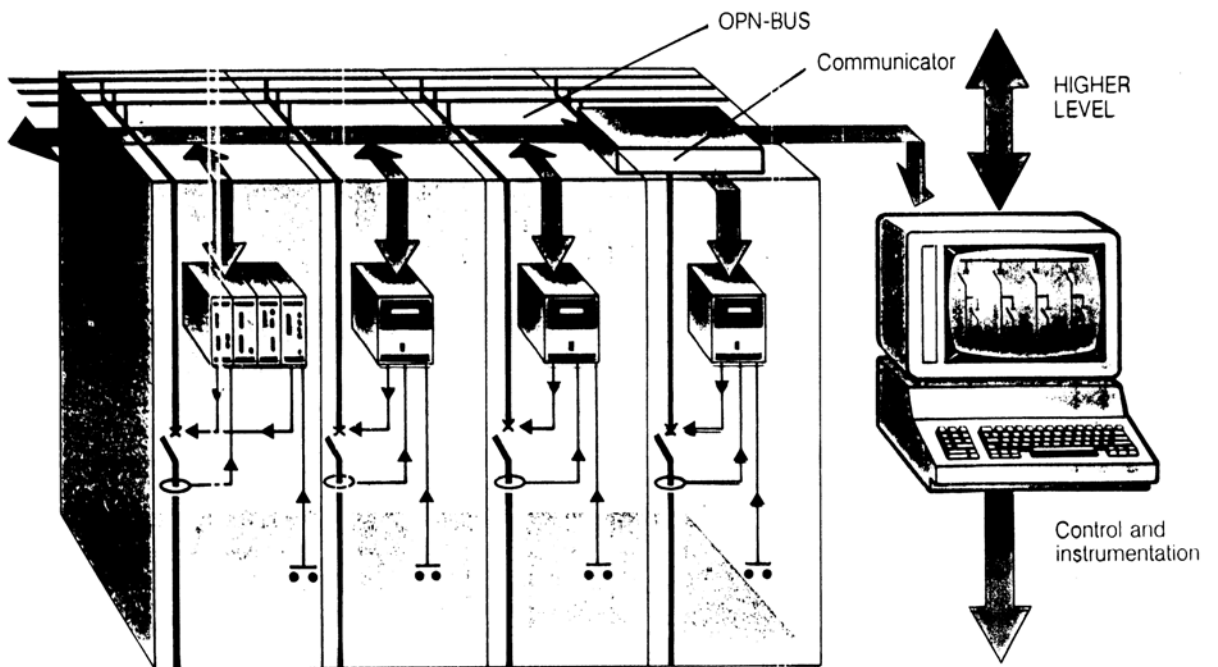


Figura 6.5 – Exemplo de configuração – Sistema ALSTHOM

As configurações apresentadas acima podem ser combinadas de diferentes maneiras, em função das características específicas de cada instalação e dos equipamentos digitais disponíveis no mercado, obtendo-se uma grande variedade de possibilidades.

A escolha adequada da melhor alternativa constitui importante fator para a especificação de um sistema digital que alie os requisitos de eficiência operacional, confiabilidade e economia. Esta tarefa é um dos muitos desafios que devem ser enfrentados pelo engenheiro de proteção e automação e que deve ser realizada em conjunto com profissionais das áreas de comunicação digital, *software*, *hardware* e compatibilidade eletromagnética.

CAPÍTULO 7

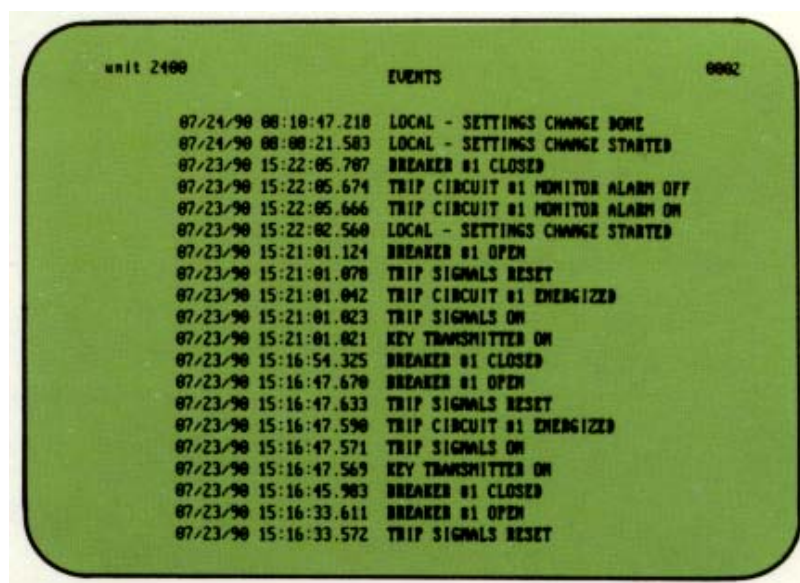
FUNÇÕES DE MONITORAÇÃO E CONTROLE OFERECIDAS PELOS RELÉS DIGITAIS

Os relés digitais hoje disponíveis no mercado são, na realidade, unidades de aquisição de dados e processamento, com alto desempenho e confiabilidade. Além das múltiplas funções de proteção, estes dispositivos oferecem um grande número de funções de monitoração e controle, incluindo lógicas e seqüenciamentos que possibilitam oferecer maiores recursos ao pessoal de operação e manutenção e, até mesmo, ao projetista do sistema de proteção e controle.

São apresentadas a seguir as principais funções adicionais às funções de proteção, disponíveis na maioria dos relés digitais e que não são oferecidas pelos relés convencionais [15, 18, 25, 26, 27].

7.1 Registro Seqüencial de Eventos

Consiste do registro, em memória digital, dos diversos tipos de ocorrência de interesse, tais como, estado (aberto, fechado) de equipamentos, operação de relés ou funções, disparos, alarmes, mudanças de ajuste, resultados do autoteste, ultrapassagens de limites de temperatura ou pressão etc. Para cada evento é também registrada a data, incluindo hora, minuto e milissegundo de sua ocorrência. Dependendo do relé, pode ser registrado um grande número de eventos (acima de 200, por exemplo). A Figura 7.1 mostra um exemplo de lista de eventos.



Timestamp	Event Description
07/24/90 08:10:47.218	LOCAL - SETTINGS CHANGE DONE
07/24/90 08:00:21.503	LOCAL - SETTINGS CHANGE STARTED
07/23/90 15:22:05.707	BREAKER #1 CLOSED
07/23/90 15:22:05.674	TRIP CIRCUIT #1 MONITOR ALARM OFF
07/23/90 15:22:05.666	TRIP CIRCUIT #1 MONITOR ALARM ON
07/23/90 15:22:02.560	LOCAL - SETTINGS CHANGE STARTED
07/23/90 15:21:01.124	BREAKER #1 OPEN
07/23/90 15:21:01.070	TRIP SIGNALS RESET
07/23/90 15:21:01.042	TRIP CIRCUIT #1 ENERGIZED
07/23/90 15:21:01.023	TRIP SIGNALS ON
07/23/90 15:21:01.021	KEY TRANSMITTER ON
07/23/90 15:16:54.325	BREAKER #1 CLOSED
07/23/90 15:16:47.670	BREAKER #1 OPEN
07/23/90 15:16:47.633	TRIP SIGNALS RESET
07/23/90 15:16:47.590	TRIP CIRCUIT #1 ENERGIZED
07/23/90 15:16:47.571	TRIP SIGNALS ON
07/23/90 15:16:47.569	KEY TRANSMITTER ON
07/23/90 15:16:45.903	BREAKER #1 CLOSED
07/23/90 15:16:33.611	BREAKER #1 OPEN
07/23/90 15:16:33.572	TRIP SIGNALS RESET

Figura 7.1 – Lista de Eventos

7.2 Registro de Valores de Medição Indicativa

Muitos relés fornecem o valor de grandezas elétricas de interesse, como, por exemplo:

- Corrente (Ia, Ib, Ic, In);
- Demanda (Ia, Ib, Ic);
- Tensão (Va, Vb, Vc, Vab, Vbc, Vca);
- Potência ativa (3 ϕ);
- Potência reativa (3 ϕ);
- Frequência.

A precisão é da ordem de 1% a 2%. Um exemplo de registro dos valores medidos é fornecido na Figura 7.2.

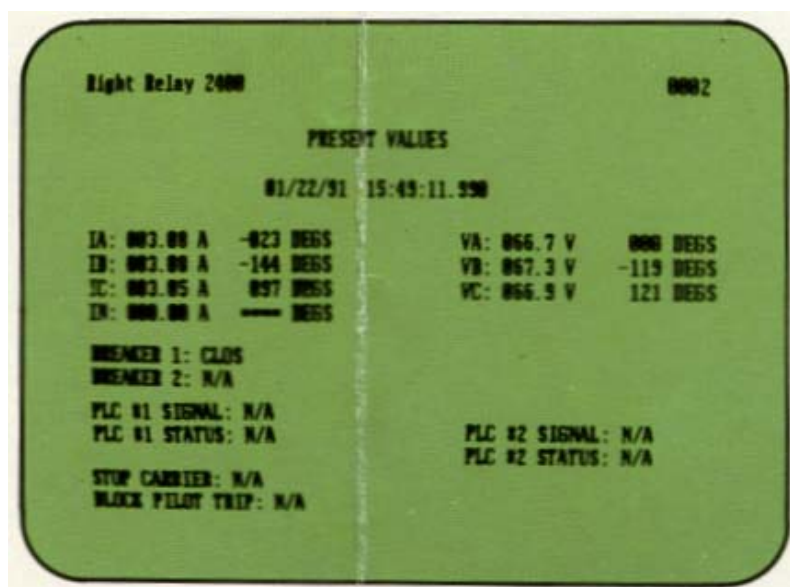


Figura 7.2 – Indicação de Valores Correntes

7.3 Oscilografia

Esta função corresponde ao registro das formas de onda das correntes e tensões. A taxa de amostragem pode variar desde 12 ou 16 amostras por ciclo até taxas maiores como, por exemplo, 64 ou 80 amostras por ciclo. A partir destes registros podem ser construídos os oscilogramas das correntes e tensões, com duração que depende da quantidade de memória disponível para este fim (30 ciclos, por exemplo).

A apresentação dos oscilogramas pode ser feita por meio de um “lap-top” local, ou, através da tela de um PC e impressora na sala de controle da usina ou subestação, ou

ainda, no próprio escritório da concessionária. Além dos oscilogramas, são também registrados eventos de interesse, como por exemplo, o instante de operação dos relés, o momento de disparo dos disjuntores etc.

A partida da função oscilografia pode ser feita, tanto por um sinal interno do relé, quanto por um contato externo. A Figura 7.3 mostra um exemplo de oscilograma.

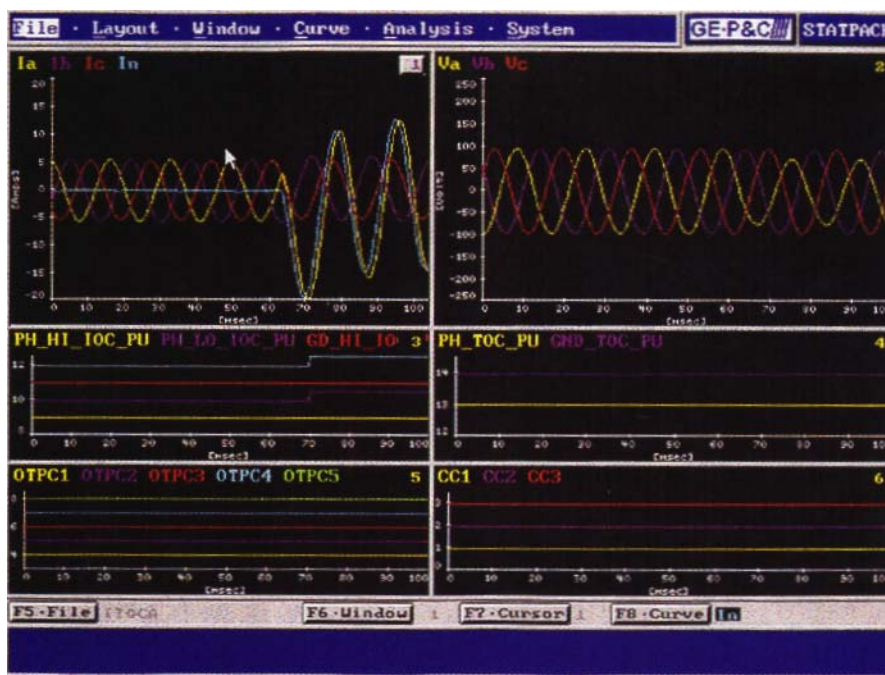


Figura 7.3 – Oscilograma Mostrando Falta Monofásica

7.4 Autoteste e Autodiagnose

Esta operação é realizada continuamente. Sendo detectado qualquer problema, é iniciado um alarme e registrado um evento na lista de eventos.

7.5 Teclado, Visor e LEDs

Estes componentes constituem uma interface homem-máquina local simplificada. O teclado pode possuir até cerca de 20 teclas alfanuméricas. Permite a execução de ajustes e a gravação de parâmetros, localmente.

O visor de cristal líquido oferece a possibilidade de exteriorização local de dados de medição indicativa, informações de eventos, ajustes, parâmetros, alarmes, valores de corrente e tensão durante faltas etc. Os dados e mensagens são “rolados”, para cima ou para baixo, pressionando-se teclas ou botões.

Os LEDs funcionam como *flags*, para indicar o tipo de disparo (instantâneo ou temporizado, fase A, B, C ou terra, etc.) se há algum alarme atuado, se há seqüência negativa etc. A Figura 7.4 mostra um módulo de IHM local, incluindo teclado, visor e LEDs.

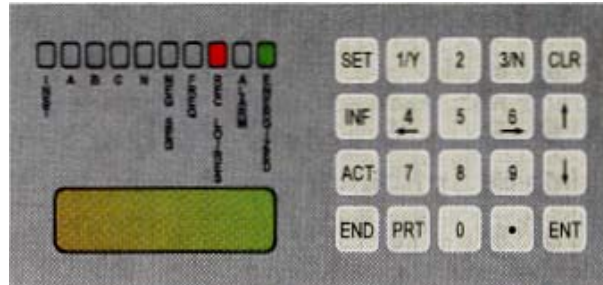


Figura 7.4 – Visor, Teclado e LEDs Indicativos

7.6 Interface Homem-Máquina Remoto

É realizado com a ajuda de um microcomputador PC, teclado, vídeo e impressora. Pode, também, ser utilizado um *lap-top*. Pode, ainda, ser executado através de um sistema SCADA. A Figura 7.5 fornece um exemplo de interface homem-máquina

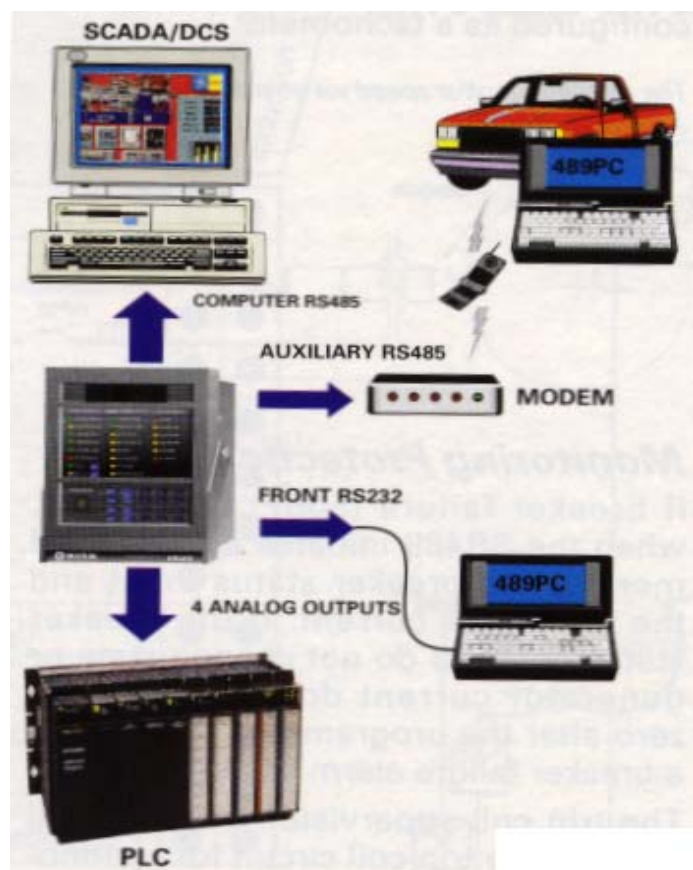


Figura 7.5 – Interface Homem-Máquina Remotos e Comunicação com CLP.

7.7 Comunicação

A comunicação com outros equipamentos externos é realizada, normalmente, por meio de portas seriais. Estas portas podem ser de padrão RS232 ou RS 485, com taxas de comunicação variando de 300 a 57600 bauds (bits por seg.), sendo 9600 bauds a taxa ou velocidade de comunicação mais utilizada. O protocolo de comunicações pode ser ASCII, DNP 3.0 ou um outro protocolo padronizado ou particular (proprietário) do fabricante. As ligações de um relé de proteção a alguns equipamentos externos estão mostradas na Figura 7.5.

7.8 Sincronismo

É possível interligar vários relés por uma rede de comunicação utilizando a entrada IRIG-B, de modo que todos os registros de eventos e dados de oscilografia tenham uma base de tempo comum. A base de tempo dos relés de diferentes subestações pode ser corrigida periodicamente utilizando-se de um equipamento e antena de GPS.

7.9 Localização de Falhas

Esta função é disponível em alguns relés, e fornece a distância do relé à falta em Km, milhas ou porcentagem da impedância da linha. O valor da medida da distância à falta é mostrado no visor de cristal líquido do relé e é, também, incluído no relatório de falta mencionado a seguir. Em geral, podem ser armazenados dados de distância de várias faltas.

7.10 Monitoração do Disjuntor

Alguns relés oferecem dados da operação do disjuntor, como por exemplo, os valores cumulativos de $I.t$ e $I^2.t$, o valor da corrente de cada fase nas últimas interrupções etc. Se um dos valores cumulativos exceder o seu limite ajustado, será iniciado um alarme.

7.11 Monitoração do Circuito de Disparo

Esta função permite a monitoração contínua do circuito de disparo, incluindo os cabos, a bobina de disparo e a tensão de alimentação. Isto é obtido, por exemplo, através da monitoração da tensão que existe entre os terminais dos contatos de disparo (abertos) dos relés de proteção. Um alarme é iniciado se esta tensão for perdida.

7.12 Relatórios de Falta

Na ocorrência de uma falta, as informações de interesse são armazenadas em memória magnética, para posterior exteriorização.

Exemplos de informações de interesse são: número do relé operado, data e instante de operação, tempo de operação, correntes pré-falta, correntes e tensões de falta e tipo de falta.

Podem ser gravados dados de várias faltas (as 12 últimas, por exemplo). A Figura 7.6 mostra um exemplo de relatório de falta.

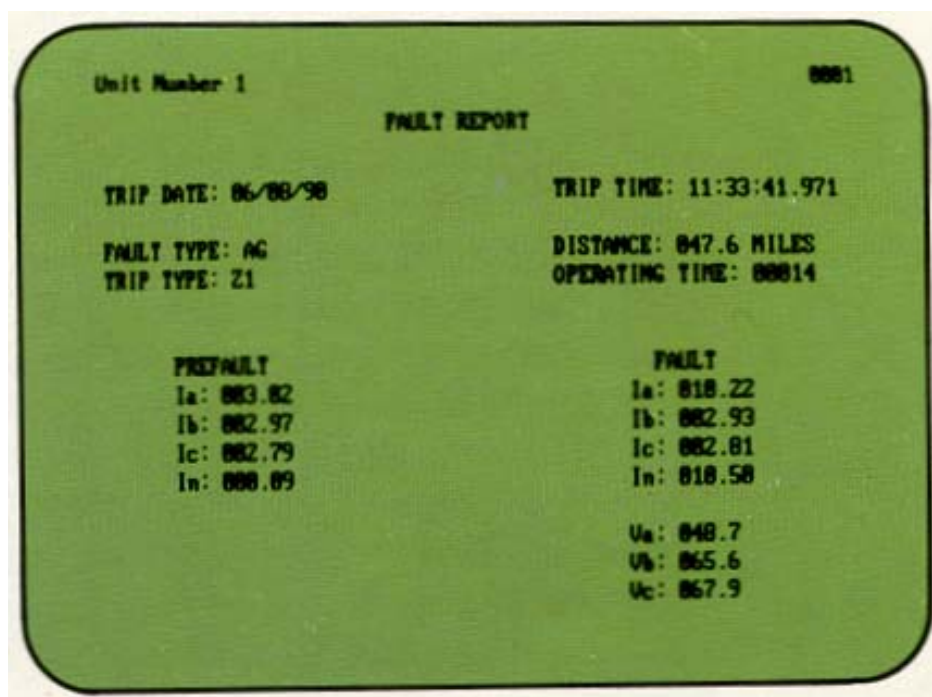


Figura 7.6 – Relatório de Falta

7.13 Detecção de Falha na Abertura ou Fechamento do Disjuntor

Esta função é incluída em alguns relés e permite que seja detectada uma falha ou demora no fechamento ou na abertura do disjuntor.

7.14 Software de Comunicação

Para comunicação com equipamentos externos ou com um microcomputador PC, deve ser usado um *software* de comunicação de dados fornecido com o relé. Este *software*, normalmente, utiliza um protocolo padronizado como o IEC 60870-5-103 ou

o DNP 3.0 ou ainda um protocolo proprietário, isto é, de uso específico de um único fabricante.

7.15 Configuração das Entradas e Saídas Digitais

Muitos relés oferecem a possibilidade de configuração de lógica específica para cada um dos diversos contatos de saída, podendo ser definida, dependendo do relé, por meio de operações Booleanas ou por diagramas lógicos. As entradas para estas lógicas podem ser o estado de equipamentos (disjuntores e chaves), contatos de alarme, atuação de relés de proteção, ultrapassagens de limites (temperaturas, pressões etc.), além de outros.

Para os relés que possuem vários grupos de ajustes, é possível definir uma lógica diferente para cada grupo de ajuste, possibilitando um grande número de combinações. A Figura 7.7 apresenta um exemplo de diagrama lógico que pode ser incorporado ao relé

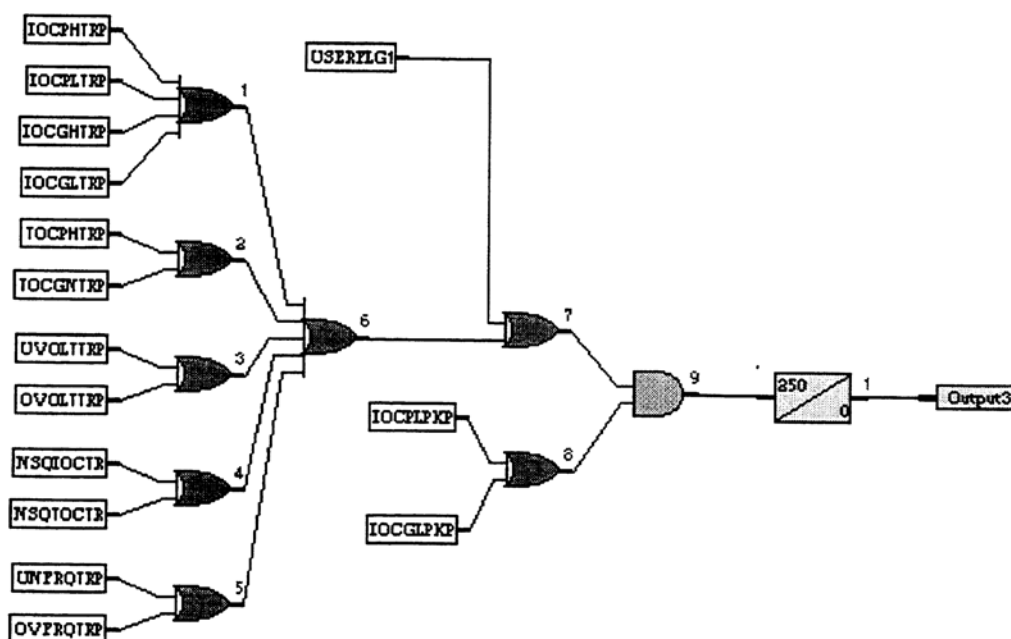


Figura 7.7 – Lógica de Falha de Disjuntor

7.16 Grupos de Ajustes

A possibilidade de mudança de ajustes, automaticamente ou por solicitação, é oferecida pela maioria dos relés de proteção. O relé pode possuir 3, 4 ou até mesmo, 8 grupos de ajuste. A escolha de qual grupo estará efetivo pode ser feita localmente, através do teclado do próprio relé ou por um *lap-top*, ou ainda, remotamente, a partir

de um PC. Pode, também, ser feita automaticamente, em função de condições pré-definidas, como carga acima de determinado valor, número de linhas, transformadores ou geradores em serviço, configuração do barramento etc.

7.17 Monitoração da Qualidade da Energia Fornecida

Esta função, disponível em alguns relés, fornece o cálculo da distorção harmônica total (DHT) na corrente e tensão de cada fase, assim como os valores das demandas, em intervalos de 15, 30 ou 60 minutos. Os dados podem ser exteriorizados sob a forma de gráficos.

CAPÍTULO 8

SISTEMAS INTEGRADOS DE PROTEÇÃO E AUTOMAÇÃO

8.1 O Que é Um Sistema Integrado de Proteção e Automação ?

Um sistema digital integrado de proteção e automação de subestações e usinas (no caso de subestações, chamado genericamente de SAS – sistema de automação de subestações) consiste de um conjunto de dispositivos inteligentes (IEDs) conectados entre si e a uma unidade central de processamento (UCP) e IHM através de uma rede local (LAN). Os IEDs devem ser capazes de compartilhar dados entre si com confiabilidade e dentro de tempos aceitáveis. Estes IEDs correspondem a subsistemas que possuem *hardware* independente. Como exemplos de IEDs podem-se citar: as UTRs do sistema SCADA, os relés de proteção, os equipamentos de controle de potência, os equipamentos de medição, os equipamentos de oscilografia e monitoração da qualidade da energia, assim como os CLPs para proteção sistêmica. O objetivo básico de um sistema integrado é utilizar, de forma eficiente, os recursos de supervisão, controle, automação e proteção, com melhor desempenho e menores custos e, ao mesmo tempo, com maior número de informações disponibilizadas ao pessoal de operação, manutenção e análise [16, 28, 29, 30].

A interface com o processo é efetuada, em parte, pelos relés de proteção e é complementada pelas UACs ou por outros IEDs. Em alguns casos, como por exemplo, em subestações de distribuição e subtransmissão, não é necessária a utilização de UACs, sendo sua função executada pelos próprios relés de proteção.

As informações do processo (correntes, tensões, estado de disjuntores, alarmes etc.), que são aquisitadas pelos relés de proteção ou por outros IEDs, podem ser compartilhadas com o sistema de controle digital. Além disto, as lógicas existentes nos relés e os contatos de saída também podem ser utilizados para aplicações específicas.

O funcionamento de um sistema integrado pode ser resumido da seguinte maneira: - Os IEDs que possuem interface com o processo efetuam a aquisição e registro das variáveis analógicas de interesse (correntes, tensões, temperaturas etc.), do estado dos equipamentos de manobra e dos alarmes e eventos. Esta aquisição é feita com frequências de varredura que podem variar com o tipo de dado, desde uma varredura a cada 1ms ou 0,25 ms, para a indicação do estado de um disjuntor ou relé, por

exemplo, até uma varredura a cada 1 segundo, para o caso de grandezas mais lentas, como temperaturas. Os dados adquiridos são registrados em uma memória provisória (*buffer*) do próprio IED, juntamente com sua datação, isto é, o registro do instante em que foi realizada a varredura. A UCP possui um ciclo de varredura mais lento, da ordem de 1 a 2s. Esta UCP, a cada varredura, envia mensagens aos IEDs solicitando informações sobre o processo, podendo, também, enviar comandos para operar equipamentos elétricos ou alterar ajustes. Os dados fornecidos pelos IEDs são enviados a um banco de dados da UCP, o qual, por sua vez, é utilizado para atualizar as telas gráficas do IHM, assim como para enviar aos níveis hierárquicos superiores as informações que tiverem sido selecionadas. Serve, também, para permitir a execução, de forma permanentemente atualizada, das diversas funções de proteção, monitoração, controle e automação da subestação ou usina.

Os dispositivos (IEDs) conectados ao processo elétrico são utilizados para executar uma ou mais das seguintes funções:

- Prover proteção aos elementos do sistema elétrico;
- Fornecer dados de medição das grandezas elétricas (corrente, tensão, potência ativa e reativa etc.);
- Fornecer informação do estado (aberto-fechado, ligado-desligado etc.) dos equipamentos e dispositivos da subestação;
- Realizar comandos (abrir-fechar, ligar-desligar etc.) através da ativação de contatos de saída;
- Executar controles de malha fechada e funções lógicas;
- Efetuar alterações de *set points*;
- Fornecer informações sobre eventos e alarmes no sistema elétrico e no sistema digital;
- Efetuar monitoração de equipamentos e circuitos (transformadores, geradores, linhas de transmissão etc.)

O *software* da unidade central deve oferecer facilidade de parametrização e incluir um conjunto de programas padronizados destinados a facilitar a operação, incluindo rotinas e seqüências de automação. Deve, ainda, possuir flexibilidade para se adaptar a diferentes tipos de arranjo e configuração da subestação. Além disto, deve possibilitar modificações para criação de novas telas, acréscimo de novas funções ou expansão da subestação ou usina.

8.2 Razões Para Evoluir Para Um Sistema Integrado

A maioria dos sistemas digitalizados de proteção, supervisão e controle de subestações e usinas que têm sido instalados é, na verdade, constituída por um conjunto de equipamentos digitais não integrados, cada um deles interligado ao processo através de cabeação independente. A comunicação digital entre estes diferentes equipamentos tem sido bastante limitada em razão das diferenças nos protocolos de comunicação e devido ao fato de os sistemas de proteção e automação serem concebidos por equipes diferentes, com critérios e filosofias de projeto específicos. Além disto, estes dois subsistemas tradicionalmente possuem requisitos distintos em termos de confiabilidade e exatidão, dificultando um maior compartilhamento de informações.

Este tipo de instalação tem três desvantagens básicas: A primeira desvantagem é o maior custo dos cabos e dos dispositivos de interface e de transdução digital necessários para adquirir os sinais do sistema de potência de forma independente. A segunda desvantagem é o fato de que, nesta solução, cada IED tem acesso apenas às informações que ele adquire diretamente do processo, não podendo utilizar informações que, eventualmente, estejam disponíveis nos outros IEDs. Uma terceira desvantagem, também importante, é o fato de que, à exceção do subsistema de proteção que, em geral, é redundante, todos os demais subsistemas não possuem redundância, havendo perda de suas funções em caso de falha.

Com a evolução dos processadores foi possível substituir as UTRs convencionais por unidades de aquisição e comando (UACs) dotadas de processamento próprio. Com isto, estas unidades passaram a operar como se fossem CLPs, podendo realizar funções de automatismos, intertravamentos, processamento da medição etc., além de executar lógicas e seqüenciamentos, eliminando chaves de controle e relés auxiliares e reduzindo a cablagem

Os sistemas de controle digital também passaram a ter cada vez maior responsabilidade, assumindo funções de automatismos, intertravamentos para a operação segura de disjuntores e chaves, processamento da medição, registro seqüencial de eventos e alarmes, bem como tomada de decisões em situações rotineiras. Em conseqüência, uma falha na Unidade Central de Processamento (UCP) ou no sistema de comunicação de dados poderia levar à perda do controle de toda a subestação. De modo a minimizar esse problema, estes sistemas foram ficando cada vez mais descentralizados.

Os sistemas de proteção digital, por sua vez, podem ser interligados a uma unidade central de supervisão por meio de uma rede de comunicação, de modo a centralizar as informações contidas nos relés, tornando mais fácil o envio destes dados a outros níveis hierárquicos e a diferentes IEDs.

Com a evolução dos relés digitais, verificou-se que a maior parte dos dados necessários para o controle e automação de uma subestação já se encontra digitalizada e disponível nestes relés. Esses dados, porém, não são utilizados no sistema de automação devido às dificuldades de comunicação. As informações disponíveis nos relés de proteção precisam, portanto, ser transferidas para o sistema de controle e automação.

Numa primeira fase, isto era feito utilizando-se uma UTR para adquirir o estado dos contatos dos relés de proteção e dos alarmes. Isto, porém tornava mais lenta a comunicação e agregava o custo de mais UTRs ao custo global do sistema, além de aumentar a cablagem.

Atualmente, a situação em grande número de subestações, na área de proteção, controle e automação ainda é a seguinte:

- Custos elevados de projeto e comissionamento devido à sua complexidade
- Custos de manutenção elevados em razão do grande número de equipamentos e cabos, diversidade de fornecedores e complexidade dos projetos
- Custos elevados para alterações e/ou implantação de funcionalidades, pois a maioria das interligações é feita por cabos e fios
- Não há redundância para as funções de supervisão, controle e automação, implicando em menor confiabilidade destes sistemas
- Impossibilidade de aproveitamento da transdução digital de corrente e tensão já realizada pelos relés, assim como dos demais dados já digitalizados e disponíveis nos relés

Contribuiu para agravar os problemas acima o fato de os fabricantes de relés utilizarem, na maioria das vezes, protocolos proprietários, que não permitem ou tornam muito difícil a comunicação com outros IEDs, mesmo quando se começou a exigir o uso de protocolos abertos. Como outro fator agravante, pode-se mencionar que os três sistemas: automação, proteção e SCADA têm sido adquiridos através de especificações diferentes e em épocas distintas, o que dificulta muito a comunicação entre eles.

Como fator favorável a uma evolução dos sistemas de proteção, controle e automação no sentido de uma maior integração pode-se mencionar o fato de ser possível reduzir sensivelmente a cablagem e a quantidade de pontos de entrada e saída dos equipamentos digitais caso as múltiplas informações sobre o processo possam ser compartilhadas entre os diversos subsistemas. Assim, por exemplo, as informações de corrente, tensão, estado dos disjuntores, temperatura dos enrolamentos, tap do comutador em carga dos transformadores etc., podem ser aquiritadas pelos relés das proteções primária e secundária e compartilhadas com o sistema de supervisão e controle. Da mesma forma, o estado das chaves seletoras de barra, por exemplo, pode ser aquiritado pelo sistema de proteção de barras e falha de disjuntor e informado, via rede de comunicação, ao sistema de supervisão e controle [31].

Vale acrescentar que os fornecedores estão ofertando os novos relés digitais com todas as funcionalidades de proteção requeridas, além de uma gama de funções de monitoração, controle e automação. Os protocolos de comunicações já são padronizados e abertos, apesar de possuírem ainda algumas limitações.

Por outro lado, de modo a não comprometer a confiabilidade geral da instalação, as informações relevantes para a proteção devem ser aquiritadas pelos próprios relés de proteção ou por IEDs com o mesmo nível de confiabilidade e imunidade.

APOSTOLOV, A. [32] discorre sobre as muitas vantagens de se utilizar a capacidade de processamento disponível nos diversos IEDs de uma subestação ou usina, especialmente os relés de proteção, de modo a melhorar o desempenho e a confiabilidade geral do sistema, com redução do custo. Para uma comunicação rápida e confiável, recomenda o uso da linguagem GOOSE (Generic Object Oriented Substation Event), que tem demonstrado ser uma excelente solução para comunicação entre IEDs.

Ainda no aspecto da confiabilidade, FERREIRA, L.R.C. et al. [33], além de SCHEER, G.W. et al. [34] concluem que a integração da proteção com as funções de monitoração, controle e automação não reduz a confiabilidade do sistema como um todo. Ao contrário, o uso da integração entre IEDs pode até melhorar a confiabilidade geral, uma vez que permite uma sensível redução dos pontos de interface com o processo e da cablagem. É justamente nestes dois itens que ocorre uma parte considerável dos defeitos.

Em função do acima descrito, verifica-se ser possível, através da integração das funções de proteção, controle e automação, reduzir o número de IEDs, simplificar o

projeto, estender a redundância de dados já existente nas proteções primária e secundária para as funções de automação, com redução dos custos e com maior confiabilidade.

É importante comentar que a integração entre os diversos dispositivos digitais pode ocorrer em diferentes níveis, podendo ser mais ou menos completa, dependendo do grau de compartilhamento de informações entre os subsistemas. A redução que pode ser obtida na cablagem e no número de pontos de entrada e saída dos equipamentos digitais será tanto maior quanto mais completo for o nível de integração alcançado.

Deve-se mencionar que, a par das muitas vantagens mencionadas, existem ainda algumas dificuldades para um maior nível de integração entre os diferentes IEDs que fazem parte de uma subestação. Entre estas dificuldades a maior delas é, sem dúvida, a diversidade de protocolos de comunicação. Para reduzir este problema, um novo padrão de comunicações com arquitetura aberta, denominado IEC 61850 e que irá possibilitar uma comunicação rápida e confiável entre os diferentes IEDs, além de proporcionar interoperabilidade, foi aprovado recentemente para uso comercial.

Enquanto este protocolo não é utilizado, uma solução que tem sido empregada por muitos usuários da América Latina é realizar a compra de todo o pacote digital, incluindo o subsistema de comunicações, com um mesmo fornecedor, utilizando uma especificação meramente funcional. Como, nesse caso, o detalhamento fica a critério do fornecedor, esta alternativa leva ao aparecimento de sistemas digitais diferentes dentro de uma mesma empresa de energia elétrica (incluindo arquitetura, *hardware*, *software*, protocolo etc.), requerendo treinamento, componentes de reserva e procedimentos de operação e manutenção específicos cada vez que ocorre uma nova licitação. Adicionalmente, este tipo de solução oferece problemas quando se considera o emprego de *retrofit* em subestações ou usinas, isto é, a substituição de relés e outros dispositivos existentes por novos equipamentos de tecnologia mais recente.

Segundo HOSSENLOP, L. et al. [35], para contornar os problemas mencionados, os usuários estão desenvolvendo especificações detalhadas e padronizadas para os novos SAS. Deve, porém, haver o cuidado de se evitar que uma especificação por demais detalhada venha a impedir ou dificultar o uso de novos desenvolvimentos que estão em vias de surgir no mercado.

ALEXANDRE, R.T.S. et al. [36] discorrem sobre a importância do *Workstatement* em projetos de automação, controle e proteção digitais, isto é, sobre a necessidade de

que, após conhecido o vencedor da licitação para aquisição de um sistema integrado, todos os detalhes dos diferentes subsistemas envolvidos sejam discutidos com o fornecedor antes de o desenvolvimento do sistema ser iniciado. Isto é importante porque todos os diferentes segmentos de software que tiverem que ser desenvolvidos deverão ser exaustivamente testados, incluindo os testes de interoperabilidade, que correspondem a aplicar uma bateria de testes para verificar a operação de um IED em relação a todos os demais. Caso o *Workstatement* não tenha sido adequadamente realizado, ocorrerão alterações no meio do processo, causando retrabalhos e tornando necessário repetir aqueles testes várias vezes, com grande dispêndio de engenharia e homens-hora.

Existe, hoje, a tendência de migração das plataformas de *software* e *hardware* proprietários, isto é, de uso por um único fabricante, para a utilização de componentes disponíveis no mercado, adequados a uma ampla gama de aplicações e com alta confiabilidade e aceitação, visando a integração dos sistemas, a redução dos custos e a otimização dos recursos [30].

Os poderosos processadores hoje disponíveis e amplamente utilizados em PCs, associados aos sofisticados sistemas operacionais de tempo real, geram uma nova perspectiva para o desenvolvimento das unidades de aquisição e controle (UACs). A ampla flexibilidade dos periféricos e das plataformas de desenvolvimento permite, com a integração, a agregação de funcionalidades adicionais com custo marginal.

Um exemplo de sistema com estas características é o SADISP (Sistema de Aquisição e Processamento de Dados Para a Integração da Supervisão, Controle e Proteção), em desenvolvimento pelo CEPEL e descrito no item 8.10.

8.3 Análise da Possibilidade de Utilização dos TCs de Proteção na Medição Indicativa

Para que as informações de corrente disponibilizadas pelos relés digitais possam ser utilizadas pelo sistema de controle digital é necessário verificar se é aceitável o erro introduzido pelos TCs classe proteção que alimentam os relés. Para isto, foram realizados testes para determinar o Fator de Correção de Relação (FCR) e o Ângulo de Fase nos enrolamentos de proteção de TCs e suas derivações. Os ensaios foram realizados considerando uma variação de corrente entre 10% e 130% da corrente nominal do TC. Foram consideradas cargas de 25%, 50%, 75% e 100% da carga nominal do TC. O resultado do teste mostrou que os diversos TCs de proteção classe

10% que foram ensaiados se comportaram como TCs de medição classe 0,3%, 0,6% ou 1,2%, tanto relativamente ao erro de relação, quanto em relação ao erro de ângulo [26].

Com os ensaios acima fica confirmado que os TCs de proteção, classe 10%, atendem aos requisitos de exatidão da automação, mesmo com carga secundária nominal e entre 10% e 130% da corrente nominal. Na verdade, com a utilização dos relés digitais, a carga imposta aos TCs é, em geral, inferior a 25% ou 50% da carga nominal do TC, permitindo prever um comportamento do TC ainda melhor do que o indicado acima.

Para TCs novos, recomenda-se que os mesmos sejam especificados já considerando as classes de proteção e medição desejadas. Isto, normalmente, não trará aumento no custo dos TCs. Assim, a transdução digital da corrente realizada pelos relés de proteção poderá ser compartilhada com as funções de controle e automação sem necessidade de teste adicional dos TCs.

8.4 Arquiteturas Típicas de Um SAS

A arquitetura, na maioria dos sistemas de automação de subestações distribuídos, utiliza dois níveis hierárquicos: o nível de vão (nível 1), formado por controladores independentes, e o nível estação (nível 2), ao qual está associado um IHM e a comunicação com outros níveis hierárquicos externos à subestação (nível 3). Modernamente, já se considera um terceiro nível hierárquico na subestação: o nível equipamento (denominado nível 0), que corresponde a dispositivos inteligentes colocados nos próprios equipamentos elétricos principais [37].

Por segurança, a ação do operador sobre o processo num determinado instante deve poder ser realizada a partir de um único nível. Para isto é normalmente utilizada a seleção Local-Remoto, seja por chave física, seja por *software*. Em qualquer caso, porém, a seleção deve somente ser possível a partir do nível mais próximo ao processo. Deve haver indicação no nível superior sobre o modo de controle selecionado.

Para maior facilidade de explanação, os principais subsistemas que fazem parte de um SAS estão identificados nas figuras por:

P – Processamento da Proteção (nível 1)

SC – Processamento da Supervisão, Controle e Automação (nível 2)

AC – Aquisição de Dados e Comandos do Sistema SC (nível 1)

AP – Aquisição de Dados e Comandos da Proteção (nível 1)

A Figura 8.1 mostra um exemplo de arquitetura de um sistema de proteção e automação integrado onde os relés de proteção (P+AP+AC) estão localizados no pátio, próximos aos equipamentos e desempenham, também, parte das funções de aquisição de dados e comandos (AC) antes realizadas pelas UTRs ou UACs (nível 1). O processamento das funções de supervisão controle e automação (SC) que envolvam mais de um vão e o IHM estão centralizados em uma única unidade (nível 2).

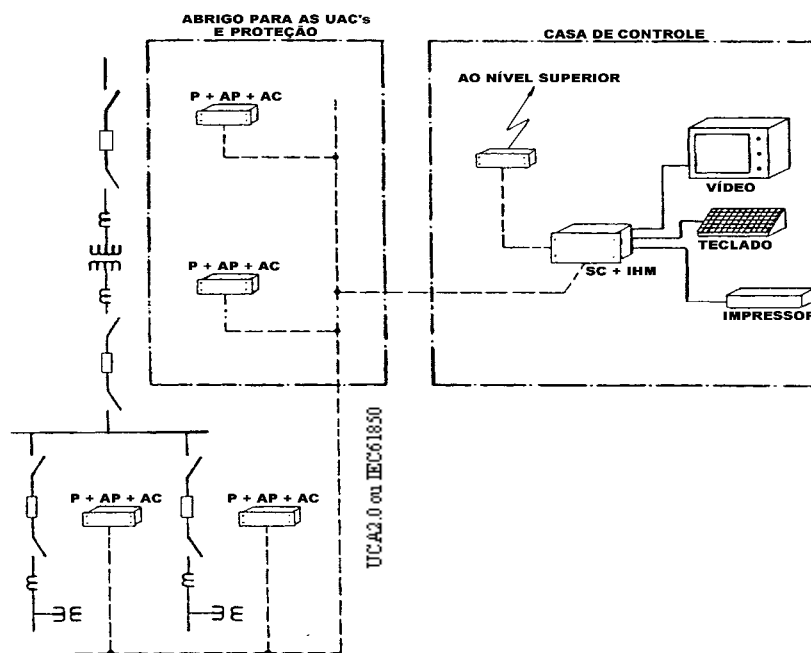


Figura 8.1 – Exemplo de Arquitetura de Um SAS com SC Centralizada

Nesta arquitetura, se a filosofia de proteção adotada considerar o uso de relés redundantes, os dados adquiridos por estes relés também serão redundantes, gerando duas informações independentes. Estas informações serão, então, processadas para verificação de consistência, com base em um processamento específico que seleciona como válida apenas uma das informações disponíveis.

Um resumo de como é feito este processamento é apresentado em [26]. De acordo com esta referência, as informações adquiridas pelos equipamentos de coleta de dados são armazenadas em um banco de dados real. Para cada par de informações redundantes é associado um ponto em um banco de dados virtual, que conterà o valor do dado após tratamento. O tratamento consiste em escolher qual das duas

informações deve ser utilizada para atualizar o ponto virtual, segundo uma série de condições. As informações redundantes são denominadas P (primária) e S (secundária). Para que uma informação P ou S possa ser selecionada é necessário, também, que não haja alarme de falha da comunicação nem de falha do IED gerador da informação.

Uma forma mais simples de efetuar a seleção entre as informações primária e secundária é a utilização de uma chave de seleção por software. Em condições normais, só as informações da proteção primária estão ativadas, ficando os dados da proteção secundária em *standby*. Caso ocorra falha da proteção primária, os dados da proteção secundária são ativados.

Um outro exemplo de arquitetura, que poderá vir a ser utilizada no futuro, está mostrado na Figura 8.2, na qual a unidade de processamento de cada relé está instalada na casa de controle. A unidade de aquisição de dados e comandos da proteção está localizada no pátio, junto aos equipamentos. Este é o caso de uso de TCs e TPs não convencionais, em que a transdução digital dos sinais de corrente e tensão é feita nos próprios equipamentos [15].

Os dados de saída dos conversores A/D, localizados junto aos TCs e TPs, são enviados para a unidade de processamento da proteção, na casa de controle, através de uma rede de comunicação de dados de alta velocidade.

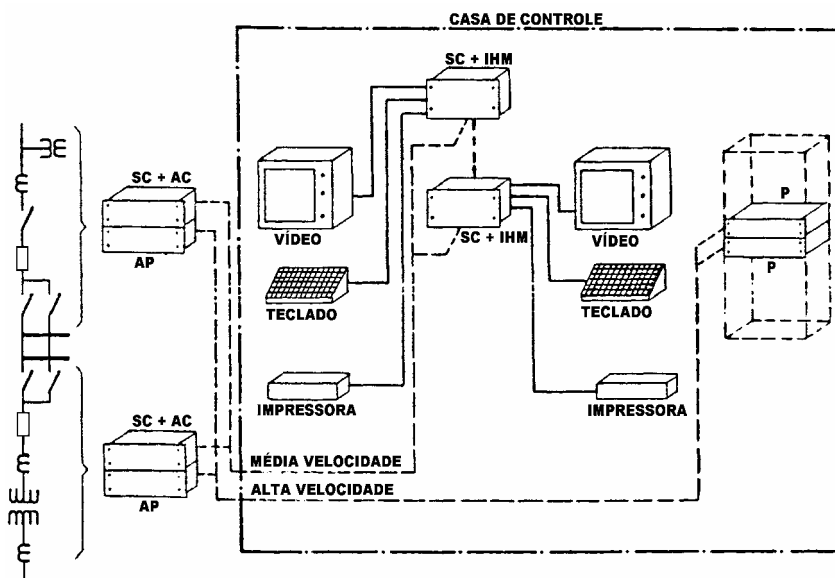


Figura 8.2 – Exemplo de Arquitetura Distribuída de Um SAS com SC+IHM Redundantes

A vantagem deste tipo de arquitetura é que as unidades de interface com o processo

estão agora instaladas próximo aos equipamentos, fazendo com que os cabos não precisem mais ir até a casa de controle, mantendo porém o processamento (P e SC + IHM) em local protegido. A principal desvantagem reside no fato de se ter o desempenho da proteção dependente de um elo de comunicação, cujos aspectos de confiabilidade devem ser ainda melhor avaliados, mesmo considerando-se o uso de proteção e comunicação redundantes.

8.5 Funções Que Podem Ser Implementadas em Um SAS

Os sistemas integrados podem ser desenvolvidos para realizar uma ou mais das seguintes funções ou grupos de funções [25, 29]:

Monitoração do sistema:

Permite que o operador do sistema tome conhecimento dos problemas tão logo aconteçam para que possa iniciar as medidas necessárias rapidamente. Envolve o conhecimento e o acompanhamento de parâmetros, como:

- indicação da potência ativa e reativa
- indicação das correntes e tensões nos diversos circuitos e das tensões nas barras;
- estado dos equipamentos de manobra (disjuntores e chaves seccionadoras)
- indicação da posição do tap e temperatura dos enrolamentos de transformadores
- monitoração de buchas capacitivas
- armazenamento e informação ao operador dos alarmes e eventos ocorridos, com datação (indicação da data, hora, minuto, segundo e milissegundo) do instante de ocorrência

Controle do sistema:

O SAS deverá ser capaz de executar, automaticamente, funções de controle como:

- controle de tensão nas barras de carga
- controle de bancos de reatores e capacitores para compensação de reativos
- controle do fator de potência
- imagem térmica e controle de temperatura de transformadores

Automação:

O SAS deve poder ser programado para executar funções de automação como:

- recomposição das barras de carga ou recomposição da subestação
- esquema regional de alívio de carga (ERAC) atuado por sub ou sobrefrequência, sub ou sobretensão ou, ainda, por sobredemanda
- recomposição ou reconfiguração do sistema após desligamentos
- partida e parada automática de máquinas
- controle da rampa de tomada de carga de geradores
- racionamento de carga por subtensão

Chaveamento Automático Seqüencial:

É usado para isolamento de equipamentos para manutenção ou após faltas e inclui, entre outras, ações para:

- isolamento de equipamentos para manutenção (linhas, transformadores, reatores, bancos de capacitores, disjuntores, chaves seccionadoras, barramentos etc.)
- reconfiguração da subestação após faltas

Controle da Geração: - Inclui, entre outras:

- controle da excitação de máquinas
- controle carga-frequência dos geradores.

As Figuras 8.3 a 8.6 a seguir apresentam exemplos de sistemas ou partes de sistemas com integração entre funções de proteção e controle.

8.6 Exemplos de Arquitetura de um SAS

A Figura 8.3 mostra um exemplo de arquitetura de um sistema de proteção e automação de subestações onde os principais elementos de supervisão e controle são os próprios relés de proteção que desempenham as funções antes realizadas pelas UACs. Além dos relés, podem também ser utilizadas algumas UACs para a supervisão e controle de pontos como serviços auxiliares, invasão de sala de controle, incêndio, carregadores de bateria, alarmes, chaves seccionadoras não operacionais etc.

Nesta arquitetura, os dados são também aquisitados de forma duplicada, uma vez que a filosofia de proteção adotada considera o uso de relés redundantes. Cada dado é adquirido por dois equipamentos de aquisição, gerando duas informações independentes que, posteriormente, têm sua consistência verificada para dar origem a um só conjunto de informações.

Este sistema é do tipo distribuído e as funções são processadas no nível mais baixo da hierarquia, de modo a se ter o máximo de independência da unidade central de processamento e da rede de comunicação de dados.

No processamento distribuído existe a possibilidade de as principais funções de supervisão, controle e automação serem executadas pelos processadores lógicos de proteção ou, até mesmo, pelos próprios relés de proteção, independentemente da ação dos operadores e/ou de existir supervisão remota da subestação. Assim, as ações necessárias para recompor a subestação após um desligamento podem ser realizadas de forma muito mais rápida e segura.

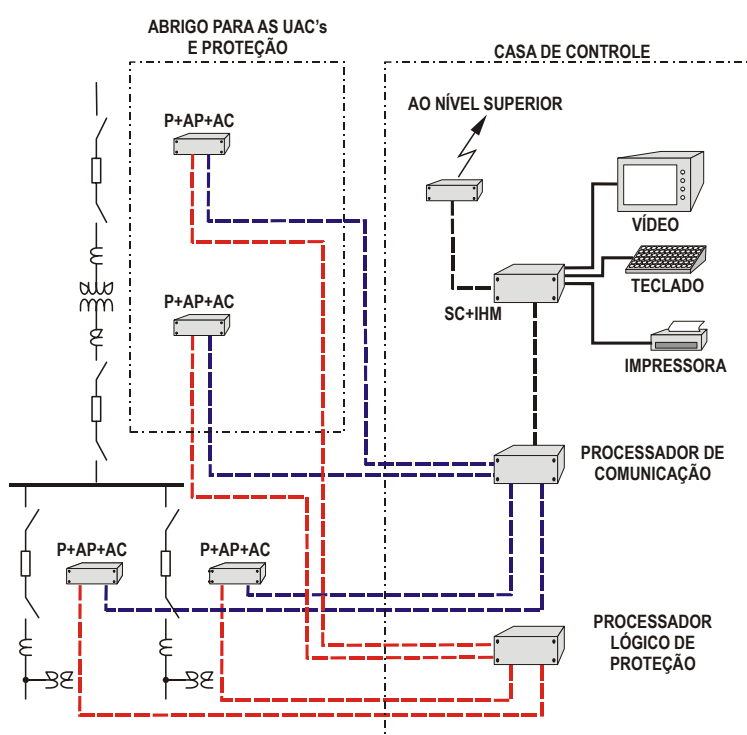


Figura 8.3 Exemplo de Arquitetura de Um Sistema de Proteção e Automação Integrado

O sistema da Figura 8.3 é constituído pelos seguintes componentes:

- **Processador de Comunicação:** é a unidade central do sistema, capaz de interconectar os diversos dispositivos inteligentes da subestação, tais como, relés digitais, dispositivos de controle e monitoração, equipamentos de medição, roteadores, conversores de protocolo etc. Realiza, também, a configuração dos dados e a comunicação com o sistema SCADA e com a unidade de controle local e IHM. É responsável pela integração global da subestação. Se desejado, podem

se interligar vários processadores de comunicação para se obter um sistema redundante;

- **Processadores Lógicos de Proteção:** são dispositivos destinados a auxiliar e complementar a ação dos relés de proteção, realizando lógicas específicas como por exemplo, a coordenação lógica para acelerar a proteção de barramentos ou lógicas para mudança do grupo de ajuste de relés. Estes dispositivos podem executar um grande número de lógicas, através de suas múltiplas entradas e dos contatos de saída. Podem, também, gerar e armazenar grande número de eventos (até 36.000, por exemplo), com datação de tempo e sincronização do relógio, através de rede IRIG-B (cada relé possui uma entrada com padrão IRIG-B) ou conexão com o sistema GPS. São, em geral, utilizados em subestações que necessitem lógicas envolvendo mais de um vão da subestação, como no caso das proteções sistêmicas;
- **Relés Digitais de Proteção:** estes equipamentos, além de executarem as múltiplas funções de proteção que correspondem à sua finalidade principal, realizam a amostragem das correntes e tensões e do estado dos disjuntores e chaves seccionadoras e podem executar diversas funções de monitoração, controle e automação. As saídas destas funções devem ser disponibilizadas aos setores de operação e manutenção. Os relés digitais podem substituir, no todo ou em parte, a função das UACs ou UTRs, bastando para isto que os mesmos sejam conectados ao sistema de controle digital e ao sistema SCADA através de uma rede de comunicação confiável;
- **Sistema de Controle Digital** é o responsável pelo controle e supervisão dos diversos equipamentos de manobra da subestação, pelas funções de automação e pelo controle de tensão e de reativos. Precisa receber grande quantidade de informações provenientes do processo. Parte ou a totalidade dessas informações já é adquirida pelo sistema de proteção e pode ser compartilhada;
- **Processador de Rede Ethernet** é, basicamente, um conversor de protocolo;
- **Modems:** permitem a comunicação remota com outros níveis de controle ou gerenciais;

Vale notar que no sistema integrado acima não foram indicadas as UTRs ou UACs para o sistema SCADA, uma vez que suas funções são, agora, exercidas pelos relés digitais, pelo sistema de controle digital e pelo processador de comunicação.

As informações do processo (correntes, tensões, estado de disjuntores etc.) disponíveis nos relés, podem ser compartilhadas com o sistema de controle. Além disto, as lógicas existentes nos relés e os contatos de saída também podem ser utilizados para aplicações específicas.

Diversos protocolos podem ser utilizados para interligar as diferentes partes do sistema integrado, tais como: ModBus, ModBus Plus, DNP 3.0, Ethernet, Telnet, FTP, UCA 2.0 e, mais recentemente, o IEC 61850.

Embora vários tipos de arquiteturas possam ser utilizados, o uso da arquitetura em estrela com um processador de comunicação como nó central é uma solução extremamente vantajosa, pois permite conexão ponto a ponto por fibra ótica ou cabo com os diferentes dispositivos digitais. A topologia em estrela permite, simultaneamente, uso de protocolos e velocidades de comunicação diferentes para cada um dos diversos IEDs conectados.

O processador de comunicação oferece possibilidade de comunicação com a rede telefônica pública, incluindo discagem automática para transmissão de informações ao pessoal de operação e manutenção. É, também, possível a comunicação com redes de alta velocidade para uso com os relés de proteção.

Mais um exemplo de arquitetura funcional de um SAS está apresentado na Figura 8.4 [38]. Neste exemplo são consideradas três rotas funcionais de dados, desde a subestação até o nível corporativo da empresa de energia elétrica, a saber:

- **Dados Operacionais:** correspondem ao estado dos disjuntores e chaves, tensões, correntes etc., os quais são enviados ao sistema SCADA local e ao nível hierárquico superior a cada 2 segundos para os pontos de estados e a cada 2 a 10 segundos para os valores analógicos, utilizando um dos protocolos de comunicação atualmente suportados pelo SCADA, como os padrões DNP 3.0 ou IEC 60870-5-101 ou 103 ou ainda os protocolos proprietários do fornecedor SCADA.
- **Dados Não Operacionais:** correspondem aos dados de manutenção dos equipamentos, arquivos, oscilogramas etc., os quais são enviados para o Repositório de Dados Corporativo (ou *Data Warehouse*) da concessionária. Estes dados são coletados por demanda pelo Repositório de Dados ou transferidos pelo SAS por evento (como a partida de um relé ou disparo) ou por tempo. Os protocolos usados para obter estes dados são geralmente proprietários. Através do *Data Warehouse*, o SAS de cada

subestação fornece os dados atualizados a diferentes usuários da empresa concessionária, facilitando a otimização de sua gestão.

- **Acesso Remoto a IEDs (Dial-In):** é realizado utilizando um canal de comunicação independente, sem entrar na arquitetura de integração da subestação (“*passing through*” ou “*looping through*”) e isolando um IED particular para, por exemplo, efetuar ajuste remoto de relés, executar programas de diagnóstico ou recuperação de resultados etc.

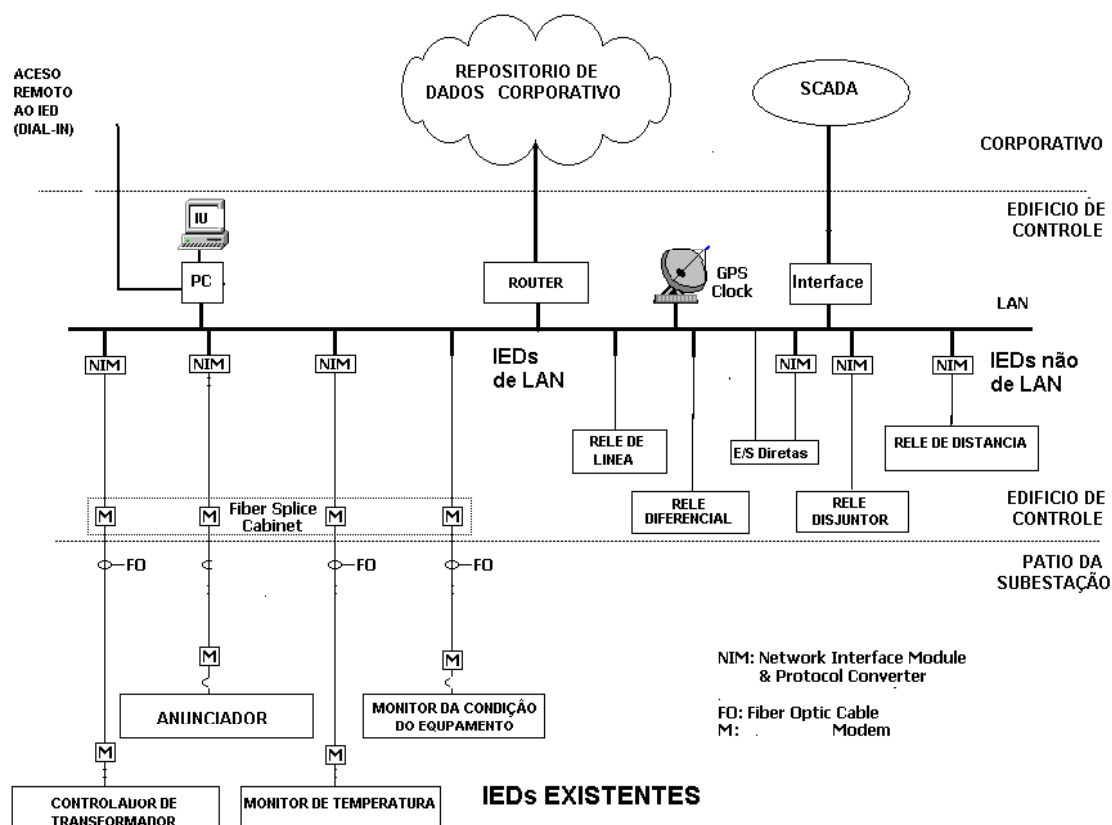


Figura 8.4 – Exemplo de Arquitetura Funcional de Um SAS

O SAS desempenha a função de interface com todos os IEDs da subestação, incluindo a coleta de leituras e notificações de eventos, conversão de protocolos, processamento de dados e solicitações de controle por parte dos operadores a partir do controle local ou remoto. Os IEDs existentes, geralmente utilizando protocolos seriais, precisam do Módulo de Interface de Rede (Network Interface Module - NIM) para conversão do protocolo e interface física para serem conectados à LAN da subestação.

Se todos os IEDs existentes puderem operar com o mesmo protocolo, uma alternativa mais econômica seria utilizar um único conversor de protocolo na fronteira entre estes IEDs e o sistema novo. Os novos IEDs de LAN (baseados nos protocolos UCA 2 ou IEC

61850) podem ser conectados diretamente a esta LAN, sem Módulo de Interface.

O computador da estação (PC) fornece a Interface Homem Máquina (IHM) gráfica e o sistema de informação histórica para os arquivos de dados operacionais e não-operacionais. Este computador deve ser baseado em padrões da indústria e ter capacidade de operar com redes como Ethernet, TCP/IP e sistemas operacionais UNIX, Windows 2000, Linux, SQL, etc. Deve ser flexível, expansível e possuir portabilidade para múltiplas plataformas de hardware. É, geralmente, um PC. Para subestações de transmissão de grande porte, o computador da subestação pode ser redundante, para oferecer tolerância a falha. Para subestações de transmissão de pequeno ou médio porte e para subestações de distribuição este computador é, geralmente, não redundante. Para subestações secundárias menores, pode nem mesmo ser necessário o computador da subestação, utilizando-se um concentrador de dados para executar a integração de IEDs, sem funções de IHM nem armazenamento de dados históricos.

Em geral, a LAN padrão da subestação é um *Fast Ethernet* de 100 Mbits/s ou 1 Gbits/s. Deve suportar comunicação com múltiplos nós da rede. Cada nó é autônomo e tem capacidade para interrogar (*polling*) ou responder a interrogações. Esta capacidade de comunicação "*peer-to-peer*" é requisito indispensável para realizar funções de proteção de alta velocidade. A LAN também deve suportar transferência de arquivos para efetuar configuração de IEDs e programas de CLPs.

A interface Homem Máquina na subestação deve ser de projeto amigável, com hierarquia de telas eficiente e minimização ou eliminação da necessidade de escrita via teclado.

O Repositório de Dados permitirá aos usuários acessar os dados arquivados sem interferir nas atividades de controle e operação da subestação, as quais são protegidas por um "*firewall*", isto é, um sistema de segurança contra acessos não autorizados. A concessionária deve determinar quem usará cada dado fornecido pelo SAS, a natureza de sua aplicação, o tipo de dado necessário e a frequência de atualização requerida para cada usuário. Entre os grupos de usuários de uma empresa de energia elétrica, podem-se citar: o pessoal de operação, planejamento, engenharia, SCADA, proteção, automação da distribuição, medição, manutenção de subestações, tecnologia de informação, análise de faltas etc. Devem ser definidos quais dados da subestação devem ser enviados ao sistema SCADA, bem como qual o protocolo a ser utilizado. O relógio atualizado pelo satélite GPS (Sistema de Posicionamento Global) fornece uma referência de tempo muito precisa para os vários IEDs da subestação.

As Figuras 8.5 a 8.7 fornecem outros exemplos de sistemas integrados.

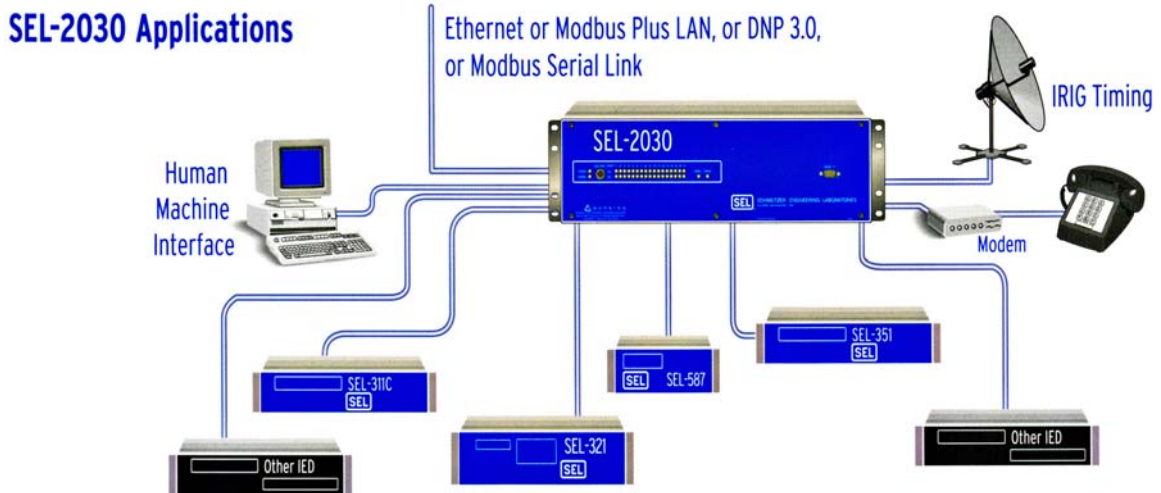


Figura 8.5 – Exemplo de Sistema Integrado de Proteção, Controle e Automação

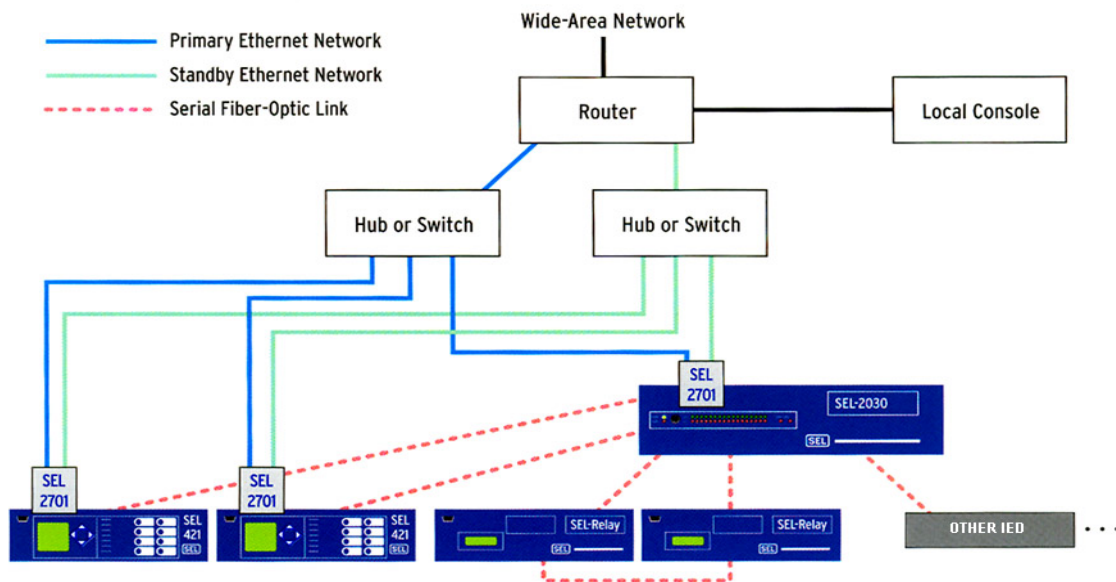


Figura 8.6 – Exemplo de Sistema Integrado de Proteção, Controle e Automação

8.7 O Sistema de Automação da COPEL

A COPEL é uma das empresas pioneiras na utilização de sistemas integrados de automação de subestações no Brasil. MARQUES, D.C. et al. [26] relatam que o sistema de automação da COPEL mais recente possui arquitetura distribuída, sendo composto por unidades de aquisição e controle (UACs) que podem ser instaladas na casa de controle ou no pátio, junto aos equipamentos

da subestação, e por uma ou duas unidades centrais de controle (UCCs) que se comunicam com as UACs através de fibras ópticas.

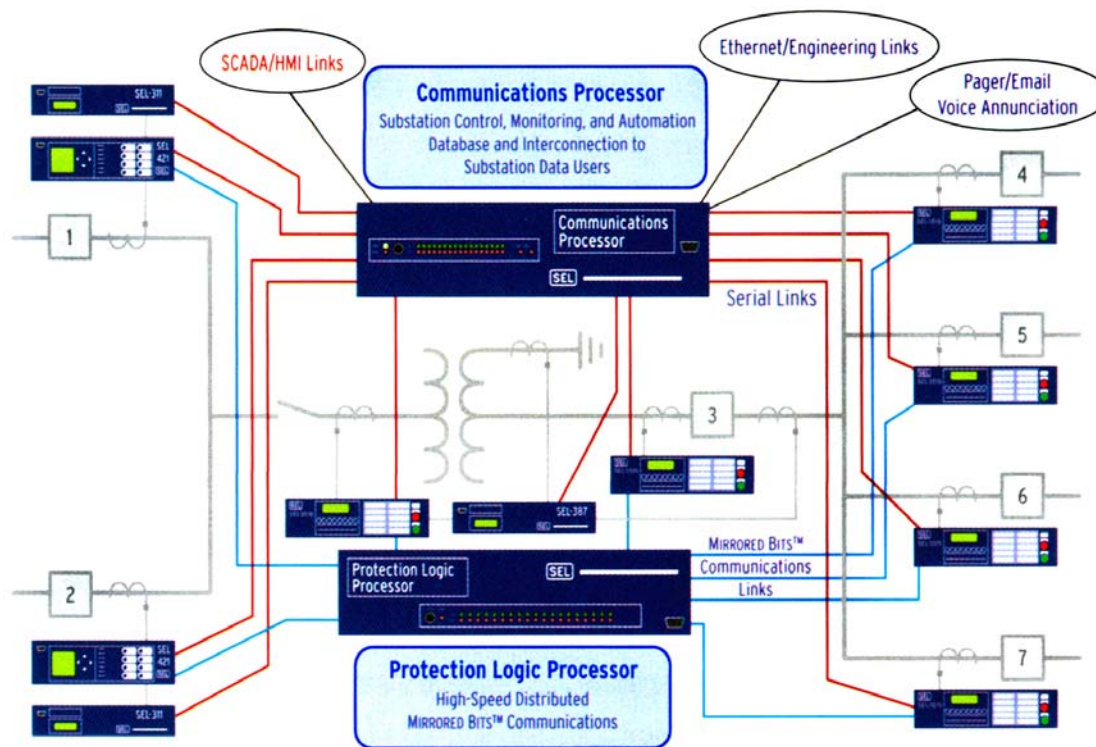


Figura 8.7 – Exemplo de Sistema Integrado de Proteção, Controle e Automação

As UCCs são responsáveis pela concentração e processamento dos dados, comunicação com os níveis hierárquicos superiores (Centros de Operação) e pelas funções de automação. Estas funções de automação permitem um alto grau de automação na operação das subestações através de diversos algoritmos de controle, como por exemplo: Controle Automático de Tensão e Reativos, Recomposição da Subestação, Imagem Térmica Digital de Transformadores, Monitoramento de Buchas Capacitivas, Omissão de Atuação de Religadores e Racionamento de Carga por Subtensão.

Segundo a Referência citada, existe redundância completa entre os relés das proteções primária e secundária e, como critério, são utilizados relés multifunção de fabricantes diferentes para estas duas proteções. Estes relés devem possuir um número de entradas e saídas digitais suficientes para atender, também, aos requisitos de automação, devendo ainda atender à classe de exatidão requerida para as medidas analógicas da automação (1,2%, 0,6% ou 0,3%) e os requisitos de resolução

de registro de eventos. O protocolo de comunicação escolhido é o DNP 3.0.

Com a solução adotada, os principais elementos de supervisão e controle passam a ser os próprios relés de proteção, que desempenham, também, as funções antes desempenhadas pelas unidades de aquisição e controle (UACs). Como vantagem adicional, também a automação passou a contar com redundância a nível de vão, uma vez que a filosofia de proteção adotada é, também, redundante e o sistema de comunicação DNP 3.0 realiza a comunicação com ambos relés de cada vão.

Como os dados são aquisitados de forma redundante pelos relés das proteções primária e secundária, existe uma lógica que verifica a consistência dos dados redundantes e seleciona um deles como válido. Após tratamento e consistência, os dados são transferidos para um banco de dados virtual. A cada par de dados reais corresponde um dado no banco virtual. Em caso de inconsistência, uma lógica específica faz a seleção de qual dado real deve ser transferido para o banco virtual e um alarme poderá ser gerado.

Esta alternativa utilizada pela COPEL possibilitou um aumento da confiabilidade dos sistemas de proteção e automação com redução dos custos, uma vez que não é mais necessário adquirir as UTRs.

Do ponto de vista da manutenção também há redução de custos, pois há menos equipamentos a serem mantidos e mais informação disponível.

A filosofia de implantação desta solução pode também ser usada para *retrofit* do sistema de proteção e controle de subestações e usinas.

Além da COPEL, outras empresas de energia elétrica apresentaram trabalhos em recentes congressos e seminários relatando o que está sendo feito em suas empresas com relação à integração entre IEDs em subestações, conforme pode ser verificado em [21, 39, 40, 41]

8.8 Uso do Conceito de Vão Típico em Um SAS

HOSSENLOP,L. [35] explora as possibilidades de redução de custo e simplificação do projeto de automação de subestações que podem ser alcançadas com o uso do novo protocolo de comunicação IEC 61850, juntamente com um projeto padronizado por vão típico.

O novo padrão de comunicação mencionado, embora bastante detalhado e flexível, representa uma ferramenta de software extremamente poderosa para auxiliar na definição do projeto de automação de subestações, mas requer o desenvolvimento de especificações suficientemente detalhadas e específicas para cada aplicação e a realização de extensivos testes de interoperabilidade durante as fases de projeto e fabricação. Estas tarefas demandam um grande esforço de engenharia, que pode ser minimizado com o uso da padronização por vão descrita a seguir.

O conceito de vão típico padronizado pode ser melhor entendido lembrando que o uso de uma única unidade de *hardware* e *software* para executar as funções de proteção, supervisão, controle e medição relacionados a um vão de alimentador tem sido aceito por cerca de 15 anos em subestações de distribuição. A Figura 8.8 mostra um sistema desse tipo. Neste sistema não há problemas de comunicação, uma vez que todo o *hardware* envolvido está contido em uma mesma caixa.

As Referências [35; 38] sugerem que este conceito seja estendido para subestações de transmissão, introduzindo a redundância necessária e considerando que o *hardware* poderá estar fisicamente distribuído. Isto introduz, sobre o sistema de comunicação, requisitos muito mais críticos. Por outro lado, um dos objetivos do protocolo IEC 61850 é, justamente, atender a estes requisitos. O que se propõe, dentro do conceito de vão típico, é que, mesmo que mais de uma unidade de *hardware* seja utilizada para cada vão, o conjunto de *hardware* e *software* relativo ao vão seja tratado como um só produto, passando pelas fases de desenvolvimento, fabricação e testes como um único sistema. Eventuais pequenas diferenças de um vão para outro de mesmo tipo seriam consideradas apenas na fase de parametrização, reduzindo-se muito o esforço de engenharia necessário.

Assim, por exemplo, um vão de saída de linha em uma subestação de 230 kV ou 500 kV possui, em geral, 2 conjuntos de proteção (primária e secundária), incluindo funções como oscilografia, religamento etc., um computador ou unidade de processamento de vão, funções de intertravamento e de verificação de sincronismo, unidade de proteção de barra e falha de disjuntor, além de algumas facilidades para controle local através de IHM simplificada. Todas estas funções podem ser integradas em uma ou mais unidades de *hardware* e *software* que podem ser adquiridas e testadas como se fossem um só produto.

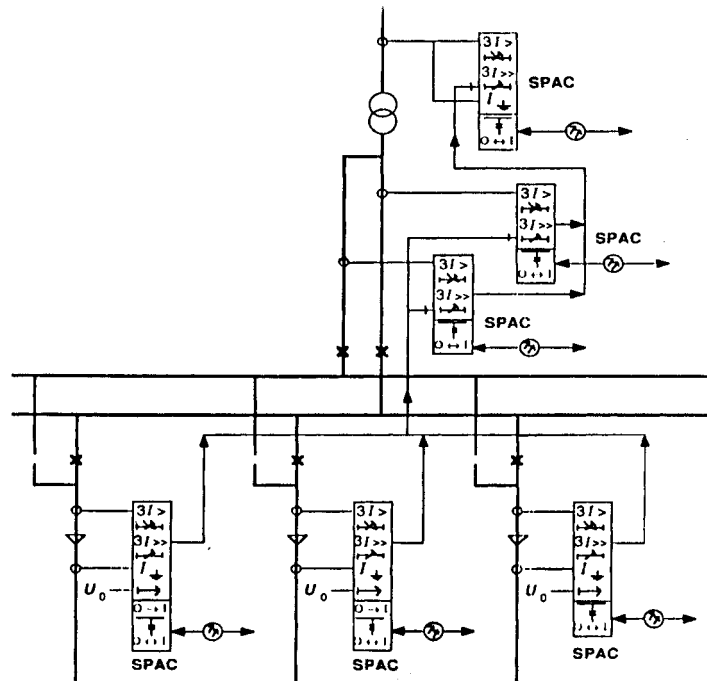


Figura 8.8 – Conceito de Vão Típico Em Subestações de Distribuição

Dentro do conceito de vão típico, cada um dos diferentes tipos de vão (linha, transformador, reator de barra, etc.) é inicialmente projetado, fabricado e testado, incluindo todos os detalhes funcionais. Somente depois que todas as correções e modificações são implantadas nos vãos típicos, o *software* de cada IED e o *software* de comunicação desenvolvido é replicado para ser utilizado em outros vãos e em diferentes subestações de uma mesma empresa de energia elétrica ou mesmo de empresas de energia elétrica distintas. Pequenas diferenças entre vãos ou entre subestações são então consideradas, efetuando-se alterações específicas no *software* já testado para o vão típico.

Esta filosofia pode ser empregada tanto para subestações novas quanto para projetos de *retrofit*, mesmo que gradativo. Na verdade, uma grande vantagem decorrente do conceito de vão padrão típico é a possibilidade de implantação gradativa. Muitas vezes, não é economicamente justificável instalar, numa primeira etapa, um sistema de automação completo, envolvendo toda uma subestação existente. A automação pode ser aplicada mesmo a um único vão, bastando haver um PC na casa de controle para as funções de IHM, controle e supervisão remotos e disponibilidade de dados para a manutenção. Posteriormente, outros vãos podem ser incluídos no processo de automação, até que o *retrofit* de toda a subestação tenha sido completado.

Como um recurso adicional para reduzir o custo de desenvolvimento do sistema de

automação de uma subestação, sugere-se a criação de uma biblioteca de módulos de *software* de automação e comunicação padronizados, baseados na filosofia de vãos típicos, que tenham sido completamente testados e possam ser reutilizados por diversos usuários. Essas bibliotecas de *software* devem poder ser facilmente utilizáveis por não especialistas em *software* e devem permitir a um engenheiro de aplicação em sistemas de proteção e controle efetuar pequenas alterações para adequar os módulos de *software* padronizados aos casos específicos.

8.9 Por que as Subestações Existentes Devem Ser Automatizadas ?

O tempo de vida médio dos equipamentos primários (disjuntores, transformadores etc.) em uma subestação é da ordem de 30 a 40 anos. No caso dos equipamentos secundários (relés de proteção, equipamentos de controle, automação e medição) este tempo, em geral, não ultrapassa 20 anos. Por esta razão, todos os equipamentos secundários devem ser substituídos pelo menos uma vez, durante a vida útil dos equipamentos primários.

A substituição dos equipamentos secundários pode ser feita de várias formas. São apresentadas duas situações limites:

- a) Substituir os componentes (relés, UACs etc.) um a um, de forma gradativa, à medida que forem atingindo a obsolescência.
- b) Substituir todos os equipamentos secundários de uma só vez.

A primeira situação não é, obviamente, a mais adequada, uma vez que tenderia a manter a mesma filosofia da instalação existente, perdendo-se a maioria dos benefícios do uso da tecnologia digital e da integração.

A segunda situação é a ideal para que um alto nível de integração entre os diversos IEDs seja alcançado, embora envolva maiores investimentos. Mesmo considerando que os equipamentos do sistema secundário encontram-se, geralmente, em diferentes estágios de sua vida útil, a substituição de todos os equipamentos secundários de uma subestação ainda nos parece a melhor solução a longo prazo. Os equipamentos existentes que ainda forem aproveitáveis (relés, UTRs, CLPs etc.) poderão ser realocados para outras subestações onde a integração entre os equipamentos digitais não seja tão necessária no momento.

Uma situação intermediária razoável seria a substituição completa de todos os

equipamentos secundários envolvendo um mesmo vão.

De acordo com a Referência [42], na Espanha, por exemplo, os sistemas de automação têm sido utilizados desde 1996, estando hoje em operação mais de 100 subestações automatizadas. Naquele país, os principais benefícios da automação identificados pelas empresas concessionárias, têm sido:

- Redução do custo global (incluindo aquisição dos equipamentos e operação) durante o tempo de vida do equipamento secundário;
- Melhoria da confiabilidade do sistema secundário.

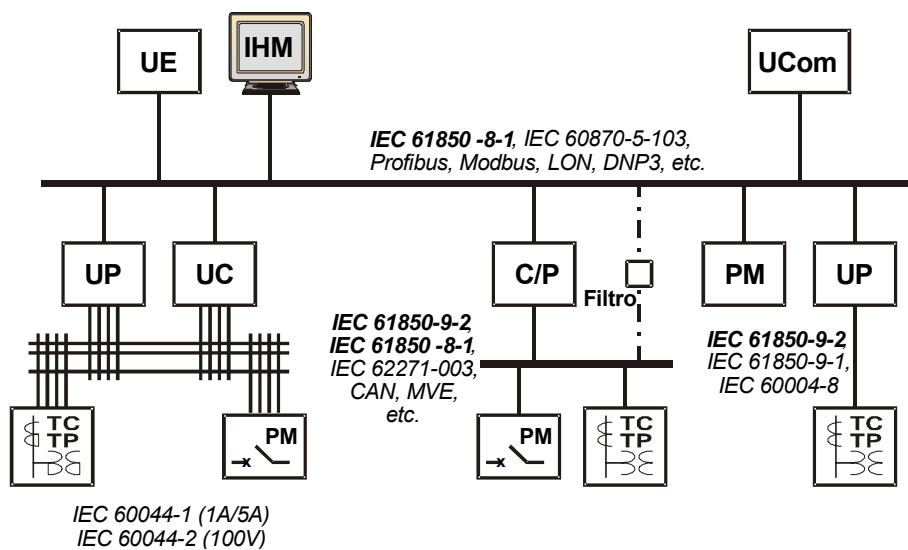
Atualmente, a maioria dos sistemas de automação desenvolvidos pelos diversos fabricantes possuem arquitetura bastante semelhante, apresentando apenas pequenas diferenças. Entretanto, do ponto de vista das concessionárias, os requisitos em termos de funções, segurança, operação e procedimentos de manutenção podem ser extremamente diferentes, sendo fortemente influenciados pelo tipo de sistema de automação escolhido.

Uma novidade tornada possível pelos sistemas de automação modernos são as funções de caráter sistêmico, as quais requerem informações de diversas partes do sistema. Alguns exemplos destas funções são: esquemas de proteção sistêmica (ECEs e ECSs), intertravamentos regionais, esquemas de sincronismo envolvendo mais de dois terminais de uma linha, controle regional de tensão, desligamento programado de cargas, esquemas de transferência de disparo e esquemas de teleproteção.

Atualmente, é possível comparar os fasores de corrente e tensão em diferentes pontos do sistema, com resolução de 1 ms ou menos, utilizando Unidades de Medição de Fasores (PMU). Isto permite o desenvolvimento de novos esquemas de proteção, os quais já consideram a topologia do sistema a cada instante. Infelizmente, porém, as concessionárias ainda não estão utilizando estas funcionalidades.

Para garantir a interoperabilidade entre os diferentes IEDs envolvidos, é fundamental a utilização de um sistema de comunicação interno à subestação e entre esta e o COS, que seja confiável, eficiente e padronizado e que possa ser utilizado pelos diversos fabricantes. A Figura 8.9, referida em [43] indica as opções padronizadas mais utilizadas na comunicação entre IEDs internamente à subestação e mostra as possibilidades de uso de diferentes protocolos de comunicação padronizados na mesma instalação.

A seleção da melhor estratégia para implantar um sistema de automação integrado em um conjunto de subestações deve considerar, além do aspecto técnico, o fator custo. Para isto, dois modelos podem ser considerados: Em um deles, estima-se o custo da automação durante o ciclo de vida de cada subestação, utilizando-se ferramentas de estimativa de custo. O outro modelo segue uma abordagem mais qualitativa e simples, porém com o mesmo objetivo: alcançar a melhor solução, do ponto de vista técnico e econômico, durante todo o ciclo de vida da subestação. A análise de custo é considerada para cada período de tempo e é função, entre outros fatores, dos parâmetros de MTBF e MTTR do sistema e da política de partes de reposição utilizada.



Legenda:

C/P – unidade de controle e proteção

UC – Unidade de controle

PM – Pátio de manobras

UP – unidade de proteção

Figura 8.9 – Padrões de Comunicação Internamente à Subestação

Antes de iniciar um processo de automação integrada em um conjunto de subestações é importante ter uma visão clara e definida do sistema de automação desejado e possível. Uma sugestão seria adquirir, através de uma especificação de caráter funcional, um sistema de automação integrada envolvendo uma ou duas subestações, ou até mesmo, um ou mais vãos de uma subestação. Estes projetos seriam tratados como projetos-piloto, servindo para que os engenheiros e técnicos da concessionária ganhem experiência com este tipo de instalação. Com base na experiência adquirida, seriam então preparadas as especificações para a aquisição do

sistema de automação das demais subestações.

Neste processo de aprendizado, a contratação de uma empresa de consultoria que seja experiente em integração de sistemas poderá ser de grande ajuda, representando na realidade uma redução de custo a longo prazo, já que as soluções alcançadas serão, posteriormente, aplicadas a um grande número de subestações.

8.10 SADISP – Um Sistema Integrado em Desenvolvimento pelo CEPEL

O SADISP (Sistema de Aquisição e Processamento de Dados Para a Integração da Supervisão, Controle e Proteção) é um sistema de aquisição de dados, processamento e atuação para subestações e usinas que se propõe a realizar as funções de supervisão, controle, oscilografia e, futuramente, também algumas funções de proteção que são atualmente executadas por equipamentos dedicados (*stand alone*). O equipamento utiliza ilhas de processamento compostas por dispositivos de I/O e CPUs que compartilham dados, de forma a otimizar os recursos de *hardware* do sistema. A integração entre os diversos subsistemas é feita no nível mais baixo, o que confere maior velocidade na troca de informações quando comparado com sistemas que unicamente compartilham dados utilizando protocolos de alto nível [30].

O sistema é baseado em uma plataforma com *hardware* padrão disponível no mercado internacional, com alta confiabilidade e grande velocidade de processamento. A concepção aberta do SADISP permite que novos aplicativos sejam desenvolvidos e facilmente integrados ao sistema, de acordo com as necessidades individuais de cada cliente. Para facilitar esta tarefa, é disponibilizada ao desenvolvedor do *software* uma Interface de Programação de Aplicativos (API), através da qual é possível acessar os dados amostrados diretamente do processo, realizar o tratamento e o processamento dos mesmos e gerar saídas de comando com um mínimo de esforço computacional por parte dos aplicativos. A utilização de regras de programação bem definidas permite que aplicativos distintos coexistam em uma única plataforma de *hardware*, tornando possível a integração de diversos produtos em um só sistema.

Em termos de arquitetura, o SADISP é composto por uma ou mais ilhas de processamento, constituídas por um bastidor com barramento *multimaster* padrão, possuindo cartões de entradas e saídas analógicas e digitais, placas de CPU, bem como o suporte necessário à comunicação (saída de rede, modem etc.).

Aplicativos de comunicação permitem a interligação do sistema tanto com outras ilhas

de processamento quanto com o IHM local ou com o nível hierárquico superior. A comunicação com outros equipamentos externos como relés de proteção ou equipamentos de medição e supervisão está prevista para uma etapa posterior.

A comunicação interna da ilha é realizada via barramento *multimaster*. A Figura 8.10 apresenta uma ilha de processamento típica, na qual é também mostrado o subsistema de condicionamento de sinais.

Cada ilha possui uma CPU denominada *Master*, responsável pelo processamento inicial dos dados de entrada, tratamento dos dados de saída e sincronismo do sistema como um todo. Isto permite que as transferências entre CPUs ocorram de forma controlada, independentemente de uma eventual sobrecarga de processamento.

Outras CPUs do sistema executam aplicativos como: oscilografia, intertravamentos, transdução digital, seqüenciamento de eventos, automatismos, geração de relatórios para o pessoal de operação e manutenção, entre outros. O número de CPUs e periféricos necessários para executar um conjunto de aplicativos depende do esforço computacional exigido, seja em função do processamento, seja em relação à quantidade de memória ou aos tempos de resposta requeridos. O sistema operacional do SADISP é de tempo real multitarefa, compatível com o padrão POSIX. Nesta fase do projeto está sendo utilizado o LINUX com extensão de tempo real (RT-LINUX).

Cada CPU possui seu próprio sistema operacional, sendo a troca de dados e mensagens entre CPUs gerenciada pelo SADISP. Tal procedimento possibilita o controle total sobre o tráfego de dados no barramento, necessário à obtenção de um sistema totalmente determinístico.

A taxa de amostragem para a aquisição de dados analógicos e digitais é de 4.800 Hz (80 amostras por ciclo ou, aproximadamente, 0,2 ms entre amostras). Esta taxa pode ser alterada em função de fatores como velocidades de processamento e transferência e número de canais usados.

Em termos de evolução funcional do SADISP, poderão ser implementadas várias outras funções e automatismos que ofereçam facilidades operacionais ao sistema. Esta linha de evolução é natural, na medida em que o SADISP foi concebido tendo em vista exatamente a viabilização da implementação de novas funcionalidades.

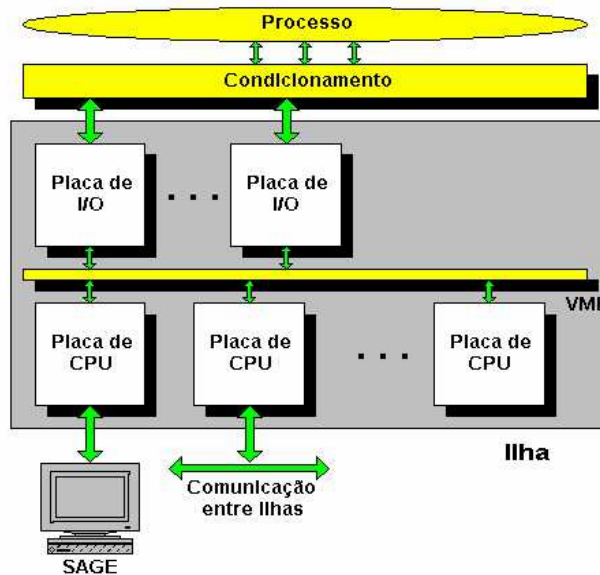


Figura 8.10 – Ilha de processamento do SADISP

Uma segunda linha de evolução natural prevista para o SADISP consiste na sua capacidade de comunicação com dispositivos externos inteligentes (IEDs), como relés de proteção e dispositivos de supervisão e medição, bem como sua ligação com níveis hierárquicos superiores (como o SAGE), permitindo uma integração de todos os sistemas da subestação ou usina, assim como o comando unificado e remoto dos mesmos.

É importante comentar que o fato de o SADISP empregar *hardware* para as CPUs e cartões de aquisição padronizados e disponíveis no mercado facilita tanto sua manutenção corretiva quanto a atualização tecnológica do sistema, possibilitando a interligação de componentes de diferentes gerações tecnológicas. Tal característica, aliada a uma estrutura de *software* aberta e modular, permite uma evolução permanente do sistema e, portanto, amplia de forma significativa sua vida útil.

8.11 Integração dos Esquemas de Proteção Sistêmica com o SAS

Os esquemas de proteção sistêmica (EPSs) são sistemas projetados para detectar condições anormais nos sistemas e tomar ações corretivas automáticas com o objetivo de manter sua integridade e garantir o suprimento de energia com qualidade aceitável à maior parte possível do sistema. ALMEIDA, P.C. [3] explora com profundidade o assunto, discorrendo sobre os diversos tipos de EPSs atualmente em uso no Brasil e no exterior, suas lógicas e processamentos, assim como os dados de entrada e saída necessários. Além disto, na referência citada são fornecidos diversos exemplos de

EPSs, nos quais, para realizar os processamentos e as lógicas envolvidos, têm sido utilizados CLPs (Controladores Lógicos Programáveis). Ainda, conforme [3], como as informações sobre o sistema estão, em geral, dispersas por várias subestações, os EPSs muitas vezes requerem o emprego de uma rede de CLPs interligados por um sistema de comunicação.

O custo dos EPSs que têm sido instalados é bastante elevado e possui três componentes principais. Um deles é o conjunto de *hardware* e *software* (representado pelos armários contendo os CLPs) necessário para a aquisição dos dados e para o processamento das lógicas em cada subestação, assim como para as tarefas de comunicação com outras unidades remotas. O segundo componente do custo corresponde à interface com o processo, a qual envolve uma extensa cablagem entre os equipamentos de manobra (disjuntores e chaves seccionadoras), TCs, TPs e os painéis que contém os CLPs. O terceiro componente do custo é o sistema de comunicação entre as diversas subestações.

Por outro lado, uma análise dos sistemas de proteção e automação da subestação irá indicar que a maioria das informações necessárias sobre o processo já se encontra disponível nos relés de proteção e demais IEDs já existentes. Assim, no caso de novas subestações, expansões ou *retrofits*, bastaria promover a integração entre estes sistemas e o EPS. Utilizando-se uma especificação um pouco mais elaborada para o sistema de proteção e automação da subestação ou usina, será possível adquirir estes sistemas já com capacidade para realizar as diferentes lógicas e processamentos requeridos pelo EPS, incluindo a comunicação entre subestações. O acréscimo de custo sobre o sistema de proteção e automação seria marginal, se comparado com o custo das redes de CLPs que atualmente estão sendo adquiridas.

Uma vez que, na época da aquisição do SAS, as lógicas que devem ser consideradas em uma subestação para compor um determinado EPS poderão ainda não estar completamente definidas, sugere-se especificar o SAS com capacidade para atender a uma lógica genérica e típica. Posteriormente, quando todos os detalhes do EPS tiverem sido determinados, o *software* do SAS poderá ser modificado.

PUPPI L.V.S. [27] apresenta um exemplo prático de integração entre os sistemas de proteção e um esquema de controle de emergência (ECE), o qual é um caso particular de um EPS. O trabalho citado mostra, de forma bastante clara, as possibilidades de cooperação entre os dois sistemas.

Por outro lado, a implementação de um EPS utilizando os elementos lógicos e as informações do processo já disponíveis nos relés de proteção irá melhorar a confiabilidade dos esquemas EPS. Estudando o aspecto da confiabilidade, MCCALLEY, J.D. e FU, W. [43] relatam que em 24 casos de operação de EPS analisados entre 1986 e 1995, a terça parte resultou de operação indevida do esquema.

8.12 Monitoração e Integração dos Reguladores Digitais de Tensão e Velocidade de Geradores

Os reguladores digitais de tensão e velocidade de geradores são também IEDs que possuem interface com o processo para aquisição de grandezas como corrente e tensão no gerador, estado do disjuntor ou disjuntores associados e do disjuntor de campo, assim como para executar as ações de controle sobre a tensão e velocidade do gerador. Operam em ambientes rigorosos, devendo apresentar baixa taxa de falhas. Podem possuir capacidade de autodiagnóstico para que qualquer alteração no seu desempenho possa ser identificada rapidamente. Os controladores mais modernos podem apresentar uma ou mais interfaces de comunicação e serem capazes de operar em rede com protocolos abertos. Assim como os demais IEDs existentes na usina ou na subestação associada, estes equipamentos podem ser integrados, com vantagem, ao sistema de automação da estação [44].

8.12.1 Vantagens da Integração com o SAS

Entre as principais vantagens desta integração, podemos citar:

- Redução do número de componentes de interface com o processo, diminuindo o custo total da instalação;
- As grandezas associadas à função controle (adquiridas ou calculadas) podem ter seus valores no tempo memorizados em um registro histórico, facilitando a análise de resposta dos reguladores e reajustes posteriores;
- Possibilidade de simulações mais confiáveis pois os registros refletem diretamente as grandezas medidas, que podem ser utilizadas para simulações mais reais;
- As grandezas de interesse podem ser visualizadas no IHM do sistema de automação da estação ou em um IHM específico para o sistema de controle;
- É possível detectar, além das variações normais, alterações dinâmicas (perturbações ou transitórios) e sinais lógicos, os quais irão auxiliar na análise do

comportamento do sistema de controle;

- Os diversos controladores podem ser interligados em rede, formando um sistema complementar de monitoração e análise.

8.12.2 Características do Controlador Digital

A Figura 8. 11 mostra as ligações externas de um controlador típico.

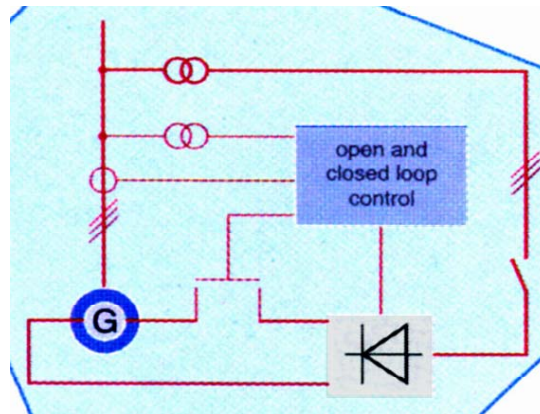


Figura 8.11 – Sistema de Controle de Gerador

Os controladores digitais modernos utilizados no controle de tensão e velocidade de geradores possuem, em geral, características como:

- Capacidade de execução de algoritmos e leis de controle definidas por *software*, utilizando linguagem de programação com diagramas de blocos e lógicas;
- Possibilidade de uso de IHM local ou remoto, com telas específicas, visualização dos diagramas de blocos efetivamente implantados e visualização de parâmetros e variáveis do sistema de controle;
- Acesso a dispositivos de interface com o sistema físico;
- Conectividade, através de interfaces de controle e protocolos de comunicação;
- Possibilidade de uso de configurações redundantes (módulos de *hardware* e canais de comunicação redundantes).

8.12.3 Desvantagens da Integração com o Sistema de Automação da Estação

Uma dependência completa do sistema de controle de tensão e frequência dos

geradores em relação ao sistema de automação da planta, a ponto de utilizar o mesmo processamento e o mesmo IHM, teria inúmeras desvantagens, entre as quais:

- A indisponibilidade da CPU comum aos dois sistemas poderia afetar a ambos;
- Os requisitos de instrumentação dos dois sistemas podem não ser totalmente compatíveis, sendo necessário especificar o sistema considerando o caso mais rigoroso;
- Os operadores e técnicos que operam e mantêm a planta têm formação diferente dos técnicos que especificam e ajustam os elementos do sistema de controle da geração.

Para eliminar os problemas acima e, ao mesmo tempo, obter benefícios da integração, sugere-se que a integração seja implementada unicamente em relação à interface com o processo. O processamento do sistema de controle seria independente do sistema de automação, conforme já é feito atualmente, uma vez que o preço dos processadores não é fator preponderante. Haveria integração em relação à aquisição das grandezas analógicas (correntes e tensões) e digitais (estado de equipamentos e sinais lógicos). O uso de um IHM específico para o sistema de controle da geração é extremamente vantajoso pois oferece maior independência aos técnicos ligados a esta área para visualização do processo e realização de simulações.

8.13 Linguagem CIM XML Aplicada a Sistemas Elétricos

As empresas responsáveis pela operação segura dos sistemas elétricos, como é o caso do ONS no Brasil e também as empresas de energia elétrica em geral, precisam modelar seus sistemas e partes dos sistemas vizinhos para maior garantia de suas operações de controle. Nos modelos empregados em estudos de planejamento a representação é simplificada não incluindo os complicados esquemas de chaveamento de cada subestação. Esses modelos têm formato tipo barra-ramo. Por outro lado, para possibilitar o comando em tempo real dos equipamentos de uma subestação de forma correta e confiável, é necessário o conhecimento da configuração de barras, assim como de todos os detalhes do estado destes equipamentos. O modelo que fornece estas informações, incluindo a medição das grandezas analógicas é conhecido como modelo nó-disjuntor.

Para que a modelagem dos sistemas possa ser realizada em tempo real, as empresas de energia elétrica têm necessidade de trocar entre si informações de modo a

construir um ambiente de simulação que facilite as análises elétricas, econômicas e de segurança do sistema de potência. Essa troca de informações é importante para facilitar as funções de planejamento da expansão do sistema, programação da manutenção e o planejamento da operação.

De modo a atender às necessidades de modelagem de dados para troca de informações entre centros de controle e entre estes e as subestações e usinas foi criado um grupo de trabalho do EPRI CAPI, o qual tem procurado desenvolver especificações que facilitem a interoperação do *software* das concessionárias. Um resultado importante foi a criação do modelo CIM (*Common Information Model*), dirigido a centros de controle, possibilitando nível de detalhamento tipo nó-disjuntor.

Entretanto, o modelo CIM é um modelo abstrato, isto é, não é nem uma especificação para modelagem da base de dados nem um formato de troca de mensagens. Era necessário uma linguagem que pudesse englobar todos os detalhes. Surgiu, então, a linguagem XML (*EXtensible Markup Language*) para codificação de documentos estruturados, que passou a ser a melhor escolha de formato para troca de dados e que poderia utilizar a rede de Internet pública. A união do modelo CIM com a linguagem XML deu origem ao formato CIM XML, que se encontra em processo de padronização pelo IEC. Este formato usou uma abordagem que emprega as definições de semântica de dados já utilizadas pelo CIM com a sintaxe da linguagem XML para criar arquivos XML contendo o modelo operacional do sistema de potência [45].

A linguagem CIM XML é uma das muitas linguagens baseadas no modelo XML. Entre as vantagens do modelo XML sobre outras linguagens, há o fato de este possuir um vocabulário flexível e não limitado a uma única aplicação, em contraposição com a linguagem HTML, por exemplo, que é bastante difundida na área de Internet mas possui vocabulário fixo.

O XML utiliza o formato DTD (*Documet Type Definition*) para estabelecer um novo vocabulário e sintaxe para uma determinada aplicação. Desta forma, a linguagem CIM XML introduziu um vocabulário específico dirigido a sistemas de potência sem, no entanto, deixar de seguir a semântica e a sintaxe corretas.

Além do DTD, outras formas de definir um vocabulário podem ser usadas. A troca de mensagens entre um conjunto de usuários somente pode ser iniciada depois que uma linguagem XML que seja comum a todos os usuários tenha sido definida. Como, em geral, existem pequenas diferenças entre as linguagens XML destes usuários, é

necessário primeiro efetuar transformações até que as linguagens fiquem idênticas. Estas transformações são chamadas de XSL (*XML transformations*). Um processador XSL realiza a tarefa de aproximar as linguagens dos usuários que irão se comunicar.

O esquema DTD, porém, não é capaz de atender às múltiplas situações apresentadas por um sistema de potência. Uma solução apresentada é o RDF (*Resource Description Framework*), que resolve o problema de representar entidades e relações, utilizando o DLG (*Directed Labeled Graph*) dentro da linguagem XML.

Uma especificação utilizando RDF contém três componentes básicos: o **modelo de dados**, a **sintaxe** e o **esquema**. O modelo de dados é obtido da representação do conhecimento. A sintaxe codifica a informação. O esquema RDF é usado para descrevê-la ou limitá-la.

No modelo RDF um **recurso** é qualquer coisa que possa ser identificada. Um URI (*Uniform Resource Identifier*) é usado para identificar um recurso. Uma **propriedade** é qualquer característica de um recurso que possa ser descrita com um **valor**. O conjunto recurso, propriedade e valor é uma unidade de informação no sistema RDF e é chamado de **declaração**. O modelo RDF utiliza a linguagem XML como sua sintaxe.

A linguagem CIM XML é uma aplicação do modelo RDF ao CIM. Esta linguagem é definida como uma conjunção do modelo CIM, do esquema RDF e das especificações de sintaxe do RDF. Dentro deste enfoque, **recursos** correspondem a **objetos**, **propriedades** correspondem a **atributos de objetos** e **relações** correspondem a **propriedades** do esquema RDF.

Os documentos CIM XML podem ser estendidos para atender requisitos específicos de fabricantes e concessionárias. O modelo CIM RDF pode, também, ser ampliado com novas classes e atributos. Como os documentos são claramente identificados, diversas versões específicas podem conviver com partes da linguagem padrão.

O modelo CIM é documentado na forma de um conjunto de diagramas que utilizam uma linguagem unificada de modelagem chamada UML (*Unified Modeling Language*). O modelo UML especifica o modelo CIM de maneira abstrata, o que permite implementações abertas, isto é, não há restrições a tecnologias de modelagem relacionais ou orientadas a objeto.

A partir da definição genérica do CIM são definidas subclasses mais específicas

representando elementos do sistema de potência como linhas, transformadores, bancos de capacitores, disjuntores etc. O modelo CIM nomeia cada classe e subclasse, seus atributos e relacionamentos, criando um dicionário de dados comum que facilita a integração do sistema e suas aplicações na área de EMS (*Energy Management Systems*).

O modelo CIM possibilita uma visão lógica das informações do EMS para análise da rede de transmissão, controle da geração, SCADA e simulação para treinamento dos operadores.

A linguagem XML alcançou grande aceitação para facilitar a troca de informações entre empresas e seu uso está se expandindo. Em razão de sua flexibilidade e extensibilidade, a troca de documentos XML fornece uma abordagem adequada para possibilitar a integração de sistemas díspares. O modelo CIM está, também, ganhando aceitação como um padrão na indústria elétrica. A combinação destes dois padrões conduz a uma abordagem poderosa no sentido de satisfazer às necessidades das empresas de energia elétrica.

8.14 O Padrão IEC 61850 – Sua Implantação e Aplicações

Os dispositivos utilizados em um sistema de proteção e automação integrado podem ser fornecidos por diferentes fabricantes. Além disto, dispositivos pertencentes a gerações tecnológicas diferentes podem coexistir em uma mesma subestação ou usina em razão do crescimento gradativo do sistema elétrico. Para possibilitar a comunicação em tempo real entre estes dispositivos sem o uso de *gateways*, de forma rápida e confiável, um padrão de comunicação denominado IEC 61850 vem sendo desenvolvido pelo IEC, juntamente com o EPRI (EUA), desde 1995.

Este padrão é baseado, em parte, no protocolo UCA (Utility Communication Architecture), cujo desenvolvimento foi iniciado nos EEUU no início da década de 1990. O grupo de trabalho do IEC em conjunto com o EPRI (que utilizou a versão UCA 2.0), finalizou em junho de 2004 a primeira versão do padrão IEC 61850 aplicada a subestações. É importante ressaltar, porém, que as funcionalidades básicas da subestação não serão modificadas pelo padrão IEC 61850. [46]

8.14.1 Conceito

O principal objetivo do Padrão IEC 61850 é obter interoperabilidade entre os diferentes

IEDs de uma subestação ou usina, isto é, a capacidade destes IEDs, fornecidos por um ou vários fabricantes, de se comunicarem entre si, compartilhando informações de forma rápida e segura, utilizando estas informações para executar as funções de proteção, monitoração, medição, controle e automação do sistema.

Para alcançar este objetivo, o padrão IEC 61850 subdivide as funções em objetos denominados **nós lógicos** que se comunicam entre si. Cada nó lógico possui seu próprio conjunto de dados. Os dados são compartilhados entre os nós lógicos segundo regras que são chamadas **serviços**. O conjunto de dados e serviços é mapeado, constituindo uma **especificação de mensagens** (MMS – Manufacturing Message Specification), que utiliza o protocolo TCP/IP e uma rede Ethernet.

As informações operacionais e de configuração são transferidas no **modo cliente-servidor**, diferentemente do modo mestre-escravo utilizado até agora. Informações de configuração, como transferências de arquivos ou mudanças de ajuste de relés, são de baixa prioridade. Informações operacionais, como estado de equipamentos e controle, são padronizadas e têm prioridade média.

Dois tipos de mensagens são de alta prioridade. Um tipo de mensagem que deve ser transferida em tempo real, como por exemplo, sinais de bloqueio, desbloqueio, disparo, intertravamento e proteção é chamado de GOOSE (Generic Object Oriented Substation Event). Outro tipo de mensagem são os valores amostrados de grandezas analógicas. Estes dois tipos de mensagens são mapeados diretamente no protocolo Ethernet, sem passar pelo MMS ou TCP/IP.

Uma característica do padrão IEC 61850 é que as aplicações e a transmissão através de pacote de dados são funções separadas e independentes, permitindo que a tecnologia da comunicação sofra evoluções sem que haja necessidade de alterar a base de dados das aplicações e vice versa. Isto faz com que os sistemas que utilizam o padrão IEC 61850 não precisem ser substituídos no futuro.

O padrão IEC 61850 também define o processo de engenharia e utiliza a linguagem SCL (Substation Configuration description Language). Com isto, a descrição precisa dos IEDs, a configuração da subestação e outras informações relacionadas com a configuração podem ser interpretadas por qualquer ferramenta compatível com o padrão IEC 61850.

O padrão também define os testes de conformidade dos produtos, de modo que a

interoperabilidade possa ser verificada, garantindo o sucesso na integração de dispositivos de diversos fabricantes.

8.14.2 Benefícios

Muitos dos benefícios deste novo padrão somente poderão ser avaliados após algum tempo de sua utilização e depois que subestações com integração completa ente seus IEDs tenham sido implantadas. Entre os muitos benefícios imediatos do padrão IEC 61850, podem-se citar:

a) Maior Facilidade de Especificação dos IEDs:

O padrão IEC 61850 predefine e padroniza os nomes dos dados. Assim, por exemplo, a tensão da fase A de uma linha tem uma parte do nome e o formato padronizados. A parte relativa à identificação do circuito é definida pelo usuário. Não só os nomes são padronizados, mas também a forma de criar novos nomes caso os nomes disponíveis não sejam suficientes. Como consequência desta padronização, é possível a um IED importar dados de outros IEDs utilizando a linguagem XML e algumas ferramentas de engenharia normalmente disponíveis.

O usuário especifica uma função através de nós lógicos, não precisando especificar como a função deverá ser implementada. Um **nó lógico** é o nome de um grupo de dados pertencentes a uma função ou subfunção. O padrão IEC 61850 define, de forma genérica, uma série de funções de alto nível e os nós lógicos envolvidos. Esta informação é um ponto de partida para auxiliar o usuário a produzir uma especificação detalhada daquela função.

Para atender ao padrão IEC 61850 uma especificação deve conter, pelo menos, uma descrição das interconexões entre as funções e entre estas e os equipamentos no campo. Isto pode ser obtido com o auxílio da linguagem SCL. O resultado da aplicação desta linguagem é chamado de arquivo de descrição da especificação do sistema (SSD – System Specification Description). Entretanto, os arquivos SSD não definem detalhes específicos da implementação das funções e a interação entre funções. Isto deve ser descrito conforme é feito hoje, com diagramas e texto.

Os arquivos SSD permitem, porém, a inclusão de pequenas partes de texto ou referências a arquivos contendo informações sobre o diagrama unifilar e a definição dos nós lógicos. Com isto, o grau de compreensão das especificações fica bastante

umentado, em comparação com as atuais especificações verbais, além de suportar verificações automáticas de consistência.

De forma a obter o máximo benefício das ferramentas de suporte, a especificação deve ser traduzida em termos de arquivo SSD baseado em linguagem SCL. O recurso SSD deve ser complementado com maior detalhamento, onde necessário. Observar que o recurso SSD é uma linguagem não ambígua que melhora a qualidade da especificação e permite uma simulação funcional para verificar a interação entre os nós lógicos e fornece uma base para que seja estimada a carga de comunicação, o desempenho e outras características, ainda na fase de concepção do sistema de automação.

b) Projeto Detalhado:

Na fase de projeto detalhado é necessário definir o fluxo de dados e a infra-estrutura do sistema de automação da subestação. A camada Ethernet facilita o projeto detalhado através do uso da tecnologia de comunicação. Por exemplo, as características de minimização de colisões, a otimização das mensagens que estiverem sendo transmitidas e o gerenciamento das prioridades já estão disponíveis no padrão Ethernet e não precisam ser detalhadas.

O uso do padrão Ethernet permite a transferência de dados em tempo real, juntamente com arquivos de dados de menor prioridade como ajustes, parametrização e oscilografia, compartilhando o mesmo canal de 100 Mbits/s. Isto não era possível com outros protocolos.

A possibilidade de transmissão de mensagens ponto a ponto e com alta confiabilidade e velocidade (10 ms) elimina a necessidade de fiação para funções específicas, como por exemplo, os intertravamentos entre equipamentos. Isto torna muito mais fáceis futuras alterações de projeto, uma vez que estas irão requerer apenas modificação em trechos do *software*.

Os esquemas baseados na filosofia mestre-escravo utilizados até agora apresentavam o problema de fazer a confiabilidade do conjunto depender da confiabilidade do mestre. Com o uso da filosofia cliente-servidor há maior facilidade de se obter redundância. Isto melhora a flexibilidade do sistema. Um novo cliente, como por exemplo, um regulador de tensão para vários transformadores, pode ser adicionado a um sistema de automação utilizando o mesmo *software* já existente. O desempenho

do sistema de automação é maior com o uso da filosofia cliente-servidor, uma vez que os dados podem ser enviados espontaneamente, sem necessidade da varredura realizada pelo mestre. A transmissão de dados pode ser iniciada, por exemplo, pela mudança no valor de uma variável analógica. O ajuste da faixa de valores que define a mudança pode ser alterado remotamente.

Durante a fase de desenvolvimento do sistema de automação da subestação é necessário verificar que não há violações aos critérios estabelecidos e que os objetivos de confiabilidade e disponibilidade serão atendidos.

O desenvolvimento do projeto baseado no padrão IEC 61850 pode ser descrito formalmente através de um arquivo SCD (System Configuration Description), que contém as conexões lógicas de comunicação entre IEDs. A engenharia de detalhamento a nível do sistema deverá determinar os endereços de comunicação e o fluxo de dados detalhado entre os IEDs. Esta engenharia de fluxo de dados substitui, em grande parte, a engenharia do projeto convencional.

Os sistemas de proteção de subestações de AT e EAT, por razões de confiabilidade, serão, normalmente, constituídos por dois sistemas redundantes, denominados Principal 1 e Principal 2, os quais devem ser independentes de tal forma que falhas em um dos sistemas não afetem a operação do outro. Para atender a este critério, o barramento de dados do vão, responsável por interligar os sinais dos equipamentos do vão (disjuntor, seccionadores, sensores de corrente e tensão) aos relés de proteção e ao IED do disjuntor, deve ser projetado em dois segmentos separados. Em caso de falha em um dos segmentos, o outro segmento e o correspondente relé de proteção devem continuar operando corretamente.

Nas subestações de AT/MT não é necessário utilizar redundância tanto para a proteção quanto para a rede de comunicação. Além disto, estas subestações requerem menos funcionalidades e há menos exigências com relação a desempenho e confiabilidade. Com isto o sistema de proteção e automação terá seu custo, sensivelmente, reduzido [47].

c) Instalação e Comissionamento

A fase de instalação e comissionamento tem o objetivo de verificar se o sistema funciona de acordo com as especificações técnicas. Isto é facilitado de diversas

formas com o novo padrão.

A rede Ethernet, por exemplo, pode ser testada utilizando-se ferramentas já padronizadas. O Protocolo Internet (IP) permite que as mensagens sejam enviadas para o local onde se encontra o pessoal de comissionamento, que poderá visualizar o estado do sistema que está sendo testado utilizando recursos de IHM.

Além disto, com o padrão IEC 61850, a equipe de comissionamento pode conectar localmente, em qualquer ponto da rede Ethernet, um dispositivo com IHM simplificado (como um *lap-top*, por exemplo). Pode, portanto, verificar junto a cada IED, todas as mensagens de alarme, controle etc., enviadas ou recebidas pelo IED. Caso determinados IEDs ou equipamentos não estejam disponíveis por ocasião do comissionamento, poderão ser utilizados simuladores para representar suas funções. Isto significa que o comissionamento do sistema de automação pode ser iniciado mesmo que alguns equipamentos ainda não tenham sido instalados.

d) Expansibilidade e Manutenção

Um sistema de automação de subestação compatível com o padrão IEC 61850 pode ser facilmente expandido para incluir novos IEDs ou equipamentos primários, ou ainda, novos vãos ou níveis de tensão na subestação.

Quanto à manutenção do software, esta será grandemente facilitada pelo controle de versões do *software* da linguagem SCL e da parte lógica que está sendo implementado no padrão IEC 61850. Isto tornará possível fazer com que todos os IEDs de uma dada instalação possuam a mesma versão do *software*. Isto é vital para garantir a compatibilidade entre os IEDs e para facilitar a manutenção de longo prazo.

8.14.3 Confirmação da Viabilidade

Desde as fases iniciais de preparação do padrão IEC 61850 houve preocupação, por parte dos fabricantes e empresas concessionárias, em confirmar a viabilidade prática de um sistema de automação de subestação utilizando este padrão, além de levar em conta os resultados dos testes para melhorar o projeto do padrão.

Algumas das demonstrações e testes já realizados são;

- Testes de interoperabilidade entre os dispositivos do vão e o controlador da subestação – Alemanha (1998 a 2000);

- Testes de interoperabilidade entre os dispositivos do vão – Canadá (2001);
- Testes de interoperabilidade envolvendo amostragem de grandezas analógicas – EEUU (2002);
- Testes de interoperabilidade envolvendo sinais de disparo e valores amostrados – EEUU (2002);
- Testes de interoperabilidade entre dispositivos do vão e plataformas independentes de diferentes fabricantes – Alemanha (2002); EEUU (2003) e Outros Projetos (2003 a 2004);
- Testes de interoperabilidade envolvendo os dispositivos do vão, o controlador da subestação e plataformas independentes de diferentes fabricantes (2003 e início de 2004).

Além dos testes acima, um outro teste que foi realizado no final de 2002 combinou relés de proteção de três fabricantes diferentes. Este teste foi realizado considerando condições equivalentes a situações reais, incluindo aquelas com o sistema degradado e em condições desfavoráveis, para verificar as características de seletividade, segurança e qualidade do sistema, utilizando troca de mensagens em linguagem GOOSE. A configuração do conjunto de teste está mostrada na Figura 8.12.

Para que fosse utilizada em todos os relés a mesma versão do *software* da linguagem SCL, o arquivo contendo este *software* foi enviado a cada fabricante via *e-mail*. Com esta medida, muitos dos problemas normalmente encontrados durante desenvolvimentos envolvendo *softwares* diferentes simplesmente desapareceram.

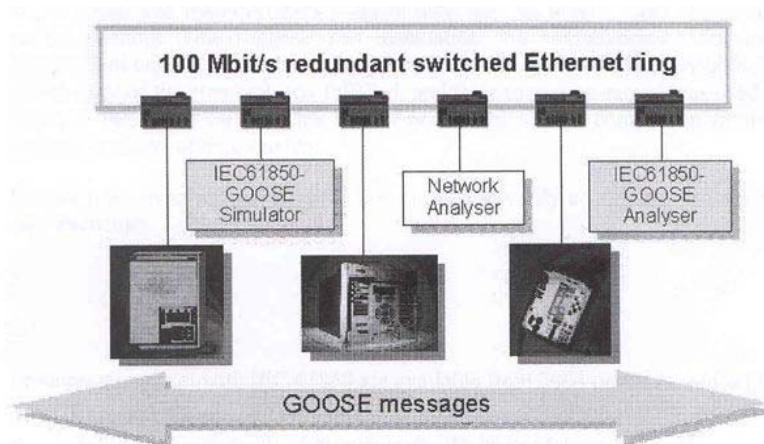


Figura 8.12 – Conjunto de Teste Para Verificação de Interoperabilidade

Os testes foram bem sucedidos e demonstraram a interoperabilidade entre os relés e a facilidade de desenvolvimentos de engenharia utilizado o padrão IEC 61850. Foi verificado ser suficiente conectar cada relé na rede Ethernet para obter sua correta operação. Isto significa que é possível desconectar da rede de comunicação um relé de um determinado fabricante, substituindo-o pelo de outro, sem prejudicar a operação do conjunto. Significa, também, que os tempos de instalação e comissionamento de sistemas de proteção e automação de subestações poderão vir a ser extremamente reduzidos.

Testes adicionais foram realizados no final de 2003 para verificar a troca de mensagens de comandos, relatórios e dados de engenharia.

8.14.4 O Projeto INTERUCA

Este projeto foi iniciado na primeira metade de 2001 por um grupo de empresas envolvidas com os sistemas de controle e proteção de subestações (fabricantes, empresas de consultoria e concessionárias, juntamente com um centro de pesquisas tecnológicas). A finalidade principal deste projeto foi verificar a aplicação, em termos reais, do novo padrão IEC 61850 nos equipamentos de controle e proteção de uma subestação piloto, além de investigar as alterações no *software* e *hardware* a serem realizadas nos equipamentos digitais existentes para adaptá-los à nova estrutura de comunicação [48].

a) Objetivos Específicos do Projeto

Entre os objetivos específicos do Projeto INTERUCA, podemos citar:

- Obter experiência na interpretação do padrão IEC 61850, verificando a viabilidade de sua adaptação e identificando as vantagens e desvantagens de sua implementação;
- Verificar a interoperabilidade entre dispositivos fornecidos por fabricantes diferentes, incluindo troca de mensagens ponto a ponto, transmissão de dados em tempo real, sincronismo etc.;
- Validação dos requisitos de tempos de transmissão;
- Verificação da robustez e do tempo de resposta do sistema de comunicação em ambiente com ruído, com problemas de compatibilidade eletromagnética e com grande tráfego de mensagens.

Foram empregados 3 IEDs (no caso, relés de proteção) fornecidos por fabricantes diferentes, os quais foram adaptados ao padrão IEC 61850 e testados em uma subestação real utilizada como instalação piloto.

Os participantes do grupo INTERUCA verificaram que a solução técnica proposta pelo padrão IEC 61850 permite o acesso de dados através de ferramentas de Internet típicas, como *browsers*, tornando possível a integração com outros sistemas.

Uma outra constatação importante do grupo INTERUCA foi que, apesar da pouca experiência com o padrão IEC 61850 quando comparado ao UCA 2.0 no início deste projeto, existe convergência e compatibilidade entre os dois padrões. Foi constatado, também, que a documentação do padrão IEC 61850, uma vez editada, será uma referência mundial para o desenvolvimento de novos projetos de proteção e controle, isto é, há a expectativa de que o novo padrão será aceito mundialmente pelos principais fabricantes, tão logo sua documentação tenha sido aprovada.

b) As Contribuições do Centro de Pesquisas e dos Fabricantes

Uma das contribuições do centro de pesquisas que participou deste projeto foi o desenvolvimento da camada de aplicação da arquitetura do IEC 61850 (camadas 5, 6 e 7 do modelo OSI) baseado no padrão MMS (Manufacturing Message Specification). O padrão MMS foi desenvolvido para a indústria de automação e é altamente complexo. Entretanto, apenas alguns serviços deste padrão foram utilizados para o IEC 61850. Uma vantagem da escolha do padrão MMS é a disponibilidade de uma biblioteca de códigos, além da participação ativa do centro de pesquisas que desenvolveu este padrão, nas fases de depuração e teste do *software*.

A camada de transporte na arquitetura de comunicação usada (níveis 4 e 1 do modelo OSI) e a camada de aplicação foram desenvolvidas pelos fabricantes dos IEDs envolvidos, juntamente com uma nova plataforma de *hardware*.

Uma consequência das adaptações que se tornaram necessárias nos IEDs, para compatibilizá-los com o padrão IEC 61850, foi um aumento no custo destes equipamentos, uma vez que as modificações no *software* para atender os novos requisitos de comunicação aumentam, consideravelmente, o processamento e a

necessidade de memória.

c) Instalação Piloto em Uma Subestação Existente

Para a realização de um projeto piloto foi escolhida uma subestação existente de HV/MV (30/13 kV) com 2 linhas de entrada, 2 transformadores e 8 alimentadores de distribuição. Nesta subestação, os equipamentos adaptados para o padrão IEC 61850 foram ligados em paralelo com os demais IEDs já existentes. As modificações consistiram principalmente do seguinte:

- Adaptação para o novo modelo de dados e serviços de comunicação associados;
- Incorporação do protocolo de comunicação TCP/IP sobre a rede Ethernet;
- Integração da biblioteca de serviços MMS;
- Implementação dos esquemas de comunicação ponto a ponto; etc.

A instalação piloto foi monitorada através de uma conexão de telecontrole que utiliza o padrão IEC 61850. A Unidade Central da Subestação UCS) é responsável pela coleta de todas as informações dos IEDs restantes através do barramento da estação, além de converter os dados para o protocolo IEC 60870-5-101 para transmiti-los ao Centro de Controle.

A arquitetura utilizada na subestação piloto está mostrada na Figura 8.13.

Do ponto de vista do usuário, o sistema de automação no padrão IEC 61850 deve atender aos seguintes requisitos:

- Interoperabilidade entre os dispositivos, mesmo quando pertencentes a fabricantes diferentes;
- Comunicação ponto a ponto entre qualquer par de IEDs em 10 ms;
- Erro máximo de sincronismo de 1 ms;
- Acesso remoto a todos os dados gerados pelos relés de proteção, como oscilografia, eventos, ajustes, estado de equipamentos, parâmetros etc., assim como possibilidade de efetuar ajustes remotamente.

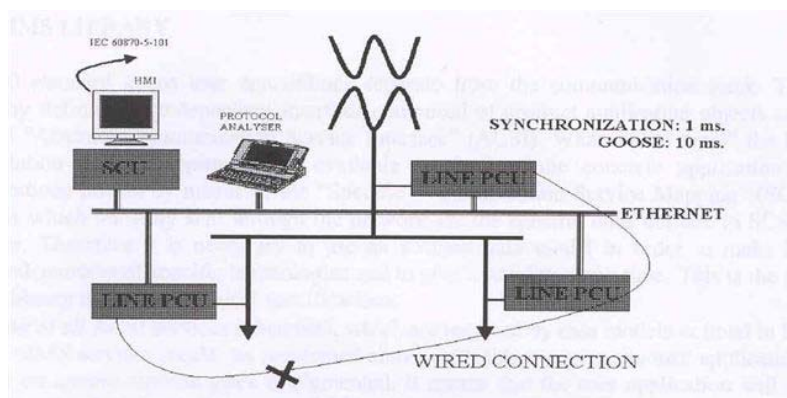


Figura 8.13 – Arquitetura Utilizada no Projeto INTERUCA

d) Biblioteca MMS

O padrão IEC 61850 mantém os serviços da camada de aplicação separados do processo de comunicação. Isto é obtido definindo uma interface composta de objetos de aplicação e serviços abstratos chamados ACSI (Abstract Communication Service Interface). O que torna “real” a implementação local destes ACSI é o seu mapeamento para todos os serviços das camadas de aplicação e comunicação por meio do SCSM (Specific Communication Service Mapping). Isto é, os serviços que são realmente enviados através da rede são aqueles especificamente definidos no SCSM e não aqueles ACSI. Assim, é necessário utilizar um modelo de dados abstrato de modo a tornar o padrão IEC 61850 independente de tecnologias específicas, para que o mesmo tenha validade ao longo do tempo. Esta é a razão pela qual a biblioteca MMS deve atender às especificações abaixo:

- Mapear todos os serviços ACSI (abstratos) que são requeridos pelos modelos de dados definidos no IEC 61850-7-X para serviços MMS (reais). Com este mapeamento, as aplicações não dependem do código de comunicação que estiver implementado. As aplicações continuarão válidas, independentemente de mudanças que possam ocorrer no SCMS definido no modelo IEC 61850-8-1;
- Fornecer uma biblioteca MMS bem documentada para interfacear com os demais módulos de *software* existentes em cada IED;
- Utilizar programação C ANSI e de projeto modular, de forma a criar versões distintas da biblioteca MMS (acrescentando ou removendo serviços) durante os estágios de projeto e desenvolvimento para verificação da operação correta da biblioteca MMS e para facilitar os testes de integração do *software* dos IEDs.

Da mesma forma que para a operação da biblioteca MMS, as aplicações dos usuários requerem serviços abstratos definidos no modelo IEC 61850-7-X (serviços ACSI). Essas aplicações são então processadas e mapeadas de acordo com o modelo IEC 61850-8-1. As aplicações de usuários remotos recebem indicações dos serviços abstratos requeridos e os processam utilizando, se necessário, o modelo de dados local e enviando a resposta, também, pela biblioteca MMS.

A interface ACSI proposta pelo padrão IEC 61850 considera 14 modelos diferentes (servidor, dispositivos lógicos, nós lógicos etc.) e cada um destes modelos engloba um conjunto específico de serviços. Estes serviços ACSI, com independência do modelo, são mapeados para o padrão MMS usando 5 combinações distintas. Assim, a biblioteca MMS implementa o seguinte conjunto de serviços para realizar trocas de informações entre IEDs:

- Padrão de comunicação e serviços de cliente-servidor;
- Padrão de comunicação e serviços de gerenciamento de Eventos Genéricos da Subestação (GSE);
- Padrão de comunicação e serviços de gerenciamento de Eventos Genéricos Orientados a Objetos (GOOSE);
- Padrão de comunicação e serviços de gerenciamento de Eventos de Estado Genéricos da Subestação (GSSE);
- Sincronismo do tempo.

O mapeamento para o MMS desses 5 grupos de serviços ACSI está especificado no modelo IEC 61850-8-1, assim como os serviços e protocolos que devem ser usados em cada camada do modelo OSI.

e) Exemplo de Coordenação da Proteção Utilizando o Padrão IEC 61850

Um caso de coordenação entre unidades de sobrecorrente instantâneas foi implementado para verificar a possibilidade real de comunicação ponto a ponto. Este esquema de proteção é utilizado para reduzir o tempo de operação para faltas em barra em subestações sem proteção diferencial de barras e requer a transferência de dados de proteção entre diferentes dispositivos. Em caso de falta em qualquer dos alimentadores, o relé do alimentador envia um sinal de bloqueio para a unidade instantânea do relé da barra, utilizando mensagem em linguagem

GOOSE. Caso a falta seja na barra não haverá sinal de bloqueio e o relé da barra terá uma operação rápida. O circuito está mostrado na Figura 8.14.

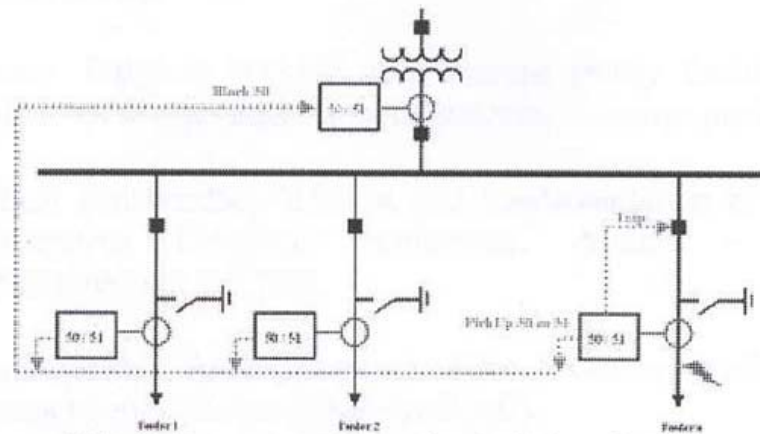


Figura 8.14 Coordenação Lógica Entre Relés de Sobrecorrente

8.14.5 Evolução dos Sistemas Atuais Para o Padrão IEC 61850

Produtos compatíveis com o padrão IEC 61850 já estão disponíveis no mercado ou serão lançados ainda no ano de 2004. As concessionárias que desejarem melhorar a integração entre os sistemas de proteção e automação de suas subestações, otimizar seus investimentos e possibilitar uma evolução tecnológica de seus sistemas ao longo da vida útil da subestação, deverão incorporar estes novos produtos em suas instalações, mesmo nos casos de *retrofit* em subestações existentes [46].

Para que um IED seja compatível com o padrão IEC 61850 é necessário que ele possua um arquivo padronizado com a descrição de todas as características da subestação em linguagem SCL (Substation Configuration description Language).. Este arquivo contendo a ICD (IED Configuration Description) pode ser armazenado em um CD ou outro meio magnético ou enviado por e-mail ao fabricante, ou ainda fornecido diretamente ao IED. O importante é que tal arquivo possa ser lido e escrito por todas as ferramentas de engenharia compatíveis com o IEC 61850. O arquivo deve conter ainda uma base de dados com a ICD de todos os IEDs normalmente utilizados pelo integrador do sistema.

São fornecidas a seguir algumas formas de integrar dispositivos ou sistemas compatíveis com o padrão IEC 61850 com outros não compatíveis.

a) Atualização (*Upgrade*) de Dispositivos Existentes

Se o projeto original do dispositivo permitir, este poderá ser compatibilizado com o padrão IEC 61850 bastando, por exemplo, acrescentar uma placa de comunicação e atualizar o *software*. Esta solução, porém, somente trará benefícios se acompanhada de atualização (*retrofit*) dos equipamentos digitais no nível estação.

b) Sistemas Compatíveis com o IEC 61850 Operando com Sistemas Não Compatíveis

Nas subestações existentes, os equipamentos possuem diversos protocolos. Por esta razão, existe a idéia entre muitas concessionárias de que o padrão IEC 61850 representa mais um protocolo de comunicação. Na verdade, porém, o IEC 61850 é mais do que um novo protocolo. É um novo padrão que modifica para melhor toda a estrutura de comunicação entre IEDs.

A instalação de novos equipamentos compatíveis com o padrão IEC 61850 em uma subestação existente será, em geral, feita de forma gradativa. Os novos vão que forem adicionados à subestação terão, provavelmente, seus equipamentos secundários já no padrão IEC 61850. Os equipamentos existentes, por sua vez, são não compatíveis. Na fronteira entre esses dois sistemas deverá ser instalado um conversor de protocolo (*gateway*).

Para se obter o máximo benefício do novo padrão, os equipamentos digitais existentes a nível da estação (nível 2) deverão ser atualizados, isto é, sofrer um *upgrade* através, por exemplo, da adição de uma placa de comunicação e da atualização do *software*, de modo a torná-los compatíveis com o padrão IEC 61850. Isto, porém, só será possível com equipamentos relativamente recentes. Se os equipamentos não puderem ser atualizados, deverão ser substituídos. Entretanto, esta substituição não precisará ser feita de imediato.

Em algumas subestações poderá ocorrer uma situação em que a maioria dos IEDs já seja compatível com o novo padrão. Nesse caso, os poucos IEDs não compatíveis passariam a formar um subsistema, isto é, seriam interpretados como um servidor de dados no padrão IEC 61850. Este subsistema poderá usar um dos protocolos padronizados existentes, como o DNP 3.0 ou o IEC 60870-5-101. Para a conexão deste subsistema com o sistema IEC 61850 deverá ser usado um

conversor de protocolo (*gateway*).

8.14.6 Monitoração de Equipamentos Usando o Padrão IEC 61850

A base para o compartilhamento de dados e a interoperabilidade para as funções de monitoração utilizando o padrão IEC 61850 é a padronização das interfaces. Isto significa não somente a padronização do protocolo de comunicação, mas também da modelagem dos dados. Uma análise da documentação do IEC 61850 atualmente disponível mostra que o problema da monitoração de equipamentos de subestações ainda não está completamente resolvido. Presentemente, existe um grupo de trabalho na Alemanha desenvolvendo padrões de comunicação para dados de monitoração. Este grupo apresentou uma proposta de modelagem de interfaces para funções de monitoração aplicável a chaves seccionadoras e transformadores que seria uma extensão do IEC 61850. Estes padrões irão beneficiar as concessionárias, possibilitando menos visitas á obra, menor necessidade de manutenção e maior disponibilidade dos equipamentos primários.

8.14.7 Conclusões

Diversas constatações podem ser anotadas em relação à utilização do padrão IEC 61850. Entre elas podemos citar:

- IEC 61850 padronizou os nomes dos dados e os serviços para todas as funções de automação previstas em uma subestação. Ao separar a parte da comunicação das funções de aplicação, o padrão IEC 61850 tornou-se à prova de futuro, isto é, o sistema não se torna obsoleto com a evolução da tecnologia ou o desenvolvimento de novos IEDs ou de novos sistemas de comunicação. Isto é extremamente importante para que as empresas não percam seus investimentos em curto prazo;
- Se os padrões Ethernet e TCP/IP forem usados adequadamente, as concessionárias irão se beneficiar da nova tecnologia de transferência de dados, tanto internamente à subestação quanto na empresa como um todo;
- Internacionalmente várias concessionárias já reconheceram as muitas vantagens que o padrão IEC 61850 poderá oferecer aos seus sistemas e já estão instalando este novo padrão em suas subestações;
- A adaptação de produtos existentes ao novo padrão envolve um tal volume de modificações no *software* e no *hardware* que não significam apenas mudanças

- para um novo protocolo, mas sim o desenvolvimento de um produto novo;
- padrão IEC 61850 pode ser instalado tanto em novas subestações quanto em subestações existentes;
 - Sob o ponto de vista funcional, o novo padrão abre a possibilidade de desenvolvimento de um grande número de aplicações, permitindo uma integração completa entre os diferentes IEDs em uma subestação e reduzindo significativamente a cablagem;
 - Para que se possa obter o máximo proveito do novo padrão é importante haver um treinamento especial e um conhecimento mais aprofundado por parte do pessoal técnico envolvido para que sejam adequadamente preparadas as especificações técnicas para a compra de um sistema utilizando o padrão IEC 61850 [47, 48];
 - Para os primeiros sistemas a serem adquiridos, seria recomendável contratar uma empresa de consultoria que possua experiência na preparação de especificações técnicas utilizando o padrão IEC 61850.

8.15 Utilização das Informações de Monitoração e Controle Disponíveis nos Relés

8.15.1 Introdução

Os dados aquisitados e armazenados pelos relés de proteção e outros IEDs podem ser transferidos para sistemas de informação externos, como os Sistemas de Informações de Subestações – SIS, os sistemas SCADA ou outros sistemas. Quando ocorre uma falta ou outras condições anormais no sistema, os relés ligados ao elemento em falta operam para abrir os disjuntores e isolar o defeito. Entretanto, muitos outros relés também são sensibilizados pelo aumento da corrente, redução ou aumento da tensão ou variação da frequência. Estes relés, embora não liberem uma ordem de abertura de disjuntor, registram um grande número de informações que são importantes para diversas áreas da empresa. Além destas informações, existem ainda as informações que são geradas durante condições normais do sistema [49].

Entre as muitas informações que podem ser obtidas a partir dos relés de proteção, podem-se citar:

- Valores de medição indicativa, tais como:
 - Corrente (I_a , I_b , I_c , I_n)
 - Demanda (I_a , I_b , I_c)
 - Tensão (V_a , V_b , V_c , V_{ab} , V_{bc} , V_{ca})

- Potência ativa (3ϕ)
- Potência reativa (3ϕ)
- Freqüência

Estas informações podem ser compartilhadas com o sistema SCADA, eliminando-se a necessidade de instalação de transdutores e UTRs, geralmente de custo elevado.

- Registro Seqüencial de Eventos: - registro do instante de variação do estado de equipamentos de manobra, operação de alarmes, atuação de unidades de relés etc., com datação do tempo (hora, minuto, segundo e milissegundo da ocorrência);
- Dados de Oscilografia: - registro da forma de onda das correntes e tensões antes, durante e após faltas;
- Localização de Faltas: - informação da distância do relé à falta, em km, milhas ou percentagem da impedância da linha. Tal informação poderá ser de grande ajuda para as equipes de manutenção de linhas;
- Monitoração do Disjuntor: - registro dos valores cumulativos de $I \cdot t$, $I^2 \cdot t$ etc., além do valor da corrente de cada fase nas últimas interrupções;
- Monitoração do Circuito de Disparo do Disjuntor: - incluindo os cabos, a bobina de disparo, a tensão de alimentação, o contato dos relés etc.;
- Relatórios de Falta: - registro de informações de interesse associadas a uma falta ou perturbação. Exemplos destas informações são: data e instante da operação do relé, tempo de interrupção da corrente, valor das correntes e tensões pré-falta e durante a falta etc.;
- Detecção de Falha na Abertura ou Fechamento do Disjuntor;
- Registro de Oscilações de Potência: é semelhante às informações de oscilografia, porém com tempo de aquisição das grandezas da ordem de alguns minutos. As grandezas registradas são: potência ativa e reativa, ângulo, tensão e corrente RMS.

8.15.2 Unidades de Medição de Fasores (Phase Measurement Units - PMU)

Esta é uma classe de equipamentos relativamente nova. Baseia-se na medição dos fasores de corrente e tensão (módulo e ângulo) com sincronismo do instante de aquisição com erro não superior a 1 ms. Isto pode ser obtido com o auxílio do sinal do satélite GPS. Utilizando-se canais de comunicação rápidos, os fasores podem ser

transmitidos a unidades de comparação e usados, por exemplo, para monitorar a estabilidade do sistema e iniciar ações preventivas que impeçam o sistema de entrar em colapso.

A possibilidade de comparação entre fasores de corrente e tensão abre perspectivas para o desenvolvimento de novos esquemas de proteção de linhas, barramentos e equipamentos em geral, através, por exemplo do emprego da lei dos nós.

8.15.3 Aplicações dos Dados e Informações dos Relés

a) Planejamento da Operação de Curto Prazo

O planejamento de curto prazo da Operação necessita de informações sobre a carga imediatamente antes de uma perturbação. Esta informação pode estar disponível nos relés, onde é registrada em memória por um determinado tempo.

b) Supervisão da Operação e Estimação de Estado

Tradicionalmente, as informações para estas funções (correntes, tensões, estado de disjuntores e chaves etc.) são fornecidas por transdutores e UTRs e transferidas para o sistema SCADA.

Várias ferramentas de *software* são associadas ao SCADA, tais como funções de EMS, estimadores de estado, fluxo de carga *on line* etc. Tendo em vista que os relés possuem um nível de confiabilidade elevado e são, normalmente, duplicados, o uso das informações neles disponíveis irá melhorar o resultado destas ferramentas. Como consequência, será possível operar o sistema mais próximo do limite de seus equipamentos e linhas. O aumento de potência obtido, dependendo da situação, poderá representar uma redução significativa de investimentos ou o adiamento destes investimentos.

c) Análise de Distúrbios

Quando da ocorrência de um distúrbio significativo, há necessidade de realização de análises das condições do sistema antes e após o distúrbio, bem como das possíveis causas, seja para suportar as ações operacionais de recuperação do sistema, seja para verificar o desempenho dos equipamentos encarregados de identificar condições anormais e realizar ações para levar o sistema a um estado seguro (relés de proteção, disjuntores, PSS etc.). A execução dessas análises pode ser auxiliada e tornada mais rápida com o uso das informações disponíveis nos relés, já que estes equipamentos podem fornecer relatórios de falta indicando os valores das correntes e tensões antes

e após a falta, a corrente interrompida, o tempo de interrupção, a distância da falta a cada um dos terminais da linha etc.

Como as penalidades impostas às empresas de energia elétrica são proporcionais ao tempo de interrupção e à carga interrompida, a identificação rápida do elemento que provocou o distúrbio e das condições do sistema pode tornar mais rápida sua restauração e reduzir a penalidade que é, em geral, de ordem financeira.

d) Monitoração da Qualidade da Energia Fornecida

A monitoração da qualidade da energia fornecida envolve um grande número de critérios de qualidade, como:

- Nível de tensão RMS
- Transitórios rápidos de tensão (da ordem de milissegundos) e sobretensões por descargas atmosféricas
- Outros transitórios de tensão
- Afundamentos e diminuições (*sags*) de tensão
- Interrupções de curta e de longa duração
- Harmônicos nas formas de onda da corrente e tensão
- Flutuações de tensão (*flicker*)
- Tensões desbalanceadas

Dependendo do tipo do relé, poderão estar disponíveis informações sobre distorção harmônica total (DHT) na corrente e tensão de cada fase, valores das demandas, potência ativa e reativa em cada fase, detecção dos harmônicos na corrente com indicação do perfil dos harmônicos etc. Na verdade, muitos relés podem realizar a função de registradores de perturbações de longa duração, incluindo o registro das tensões e frequência, assim como da temperatura dos enrolamentos de transformadores ao longo do tempo.

Equipamentos específicos para avaliação da qualidade da energia são muitas vezes empregados. Entretanto, seu uso tem sido bastante limitado, em função do alto custo destes equipamentos. Algumas vezes estes equipamentos são usados temporariamente em locais determinados, onde existe suspeita de má qualidade da energia.

No caso da utilização das informações disponíveis nos relés, não há custo adicional envolvido. A monitoração pode ser feita em muitos pontos e sempre de forma contínua.

8.15.4 Recomendações e Sugestões

De modo a possibilitar o uso adequado das informações disponíveis nos relés de proteção para as funções de SCADA, estimação de estado, fluxo de carga *on line*, análise de distúrbios e outras, é necessário especificar os requisitos que estas informações devem atender, como por exemplo, quais medidas devem ser transferidas para o SCADA, qual a precisão destas medidas, qual a frequência com que os dados devem ser enviados? Estas especificações servirão para eliminar tipos de relés que não atendam aos requisitos mínimos.

Deve haver o cuidado de estabelecer requisitos que sejam atendidos pela maioria dos relés disponíveis no mercado, de modo a não restringir os fornecedores e vir a encarecer os sistemas de proteção.

Por outro lado, é fundamental modificar as especificações técnicas dos sistemas SCADA e de supervisão, controle e automação que estiverem sendo adquiridos, de modo a se adequarem aos novos critérios. Devem ser definidos os requisitos técnicos a serem atendidos pelos dados fornecidos pelos relés de proteção para cada uma das funções mencionadas acima, tais como estimação de estado, análise de distúrbios, controle de qualidade etc.

CAPÍTULO 9

DESENVOLVIMENTOS FUTUROS

9.1 Uso da tecnologia da Internet

Um novo melhoramento que está surgindo é o uso da tecnologia da Internet para facilitar a comunicação entre os IEDs de uma instalação, bem como entre estes e a rede interna da empresa e com outros IEDs e usuários externos. Na verdade, já existem fabricantes oferecendo este tipo de aplicação, com o servidor de Internet incorporado aos próprios relés de proteção. Isto possibilita uma redução importante no custo da comunicação e a disseminação das informações a um grande número de usuários. Esta nova tecnologia da informação poderá ser importante para funções como manutenção, ajuste de relés, proteção sistêmica, dados e simulações para pesquisa de faltas etc. [50].

HAMAMATSU, K. [51] reporta que, no Japão, alguns sistemas já se encontram em serviço utilizando mini-servidores de Internet implantados nas unidades de proteção e controle de vão, com base em linguagem JAVA VM (JAVA Virtual Machine).

O fabricante SIEMENS informou sobre o lançamento de relés de proteção com servidores de Internet incorporados e capazes de se comunicar com outros IEDs utilizando o novo protocolo padronizado IEC 61850.

Para o futuro, sistemas especialistas poderão ter um papel importante para selecionar as informações úteis a partir da grande quantidade de dados que serão gerados e/ou armazenados pelos diversos IEDs em uma subestação ou usina [52].

Na área de alta tensão há tendência de desenvolvimento na direção de transformadores de corrente e tensão óticos (utilizando os princípios de Faraday e Pockels e barramento de dados). A transmissão dos dados da transdução digital destes sensores de corrente e tensão até os diferentes IEDs utilizaria um sistema de comunicação rápido tipo Fast Ethernet (de 100 Mbits/s ou mesmo 1 Gbits/s). Neste campo, já existem alguns projetos-piloto operando com sucesso [16].

Deverá ocorrer uma drástica redução de custos com estes novos projetos, principalmente depois que o protocolo IEC 61850 se tornar largamente utilizado.

É esperado que os recursos para IHM sejam aperfeiçoados gradativamente e se

tornem acessíveis a um maior número de pessoas, com inovações que poderão incluir, por exemplo, reconhecimento da voz do operador, uso de dispositivos portáteis para operação e testes durante manutenções, simulações com *load flow on line* para verificar o resultado de uma operação antes de sua execução etc.

9.2 Sistemas Agentes Remotos Aplicados às Proteções Principal e de Retaguarda

Os sistemas de proteção tradicionais baseiam suas decisões em informações obtidas localmente (correntes, tensões, estado de disjuntores etc.) e em algumas lógicas que dependem da operação ou não de unidades remotas, cuja informação é obtida através dos esquemas de teleproteção. Entretanto, o desenvolvimento acelerado das comunicações digitais está permitindo que novos sistemas de proteção venham a ser elaborados, possuindo melhor desempenho que aqueles sistemas já conhecidos.

Entre as tecnologias que vêm sendo estudadas, a Internet é, sem dúvida, uma das que mais têm despertado o interesse dos especialistas, uma vez que já tem sido extensivamente comprovado o desempenho e vantagens das redes baseadas no protocolo IP. Com o uso desta técnica são esperadas respostas mais rápidas, maior precisão e melhor coordenação entre os diversos relés.

GIOVANINI et al. [53] apresentam um sistema de proteção baseado em agentes remotos para melhoramento das proteções local e de retaguarda. Estes agentes são IEDs com habilidade para compartilhar informações e coordenar ações, além de possibilitarem sua substituição a partir de pontos remotos, em caso de falha.

Segundo a referência citada, os agentes podem ser embarcados ou inseridos em relés IED, trabalhando de maneira autônoma e, ao mesmo tempo, interagindo com o seu ambiente e com outros agentes. Assim, por exemplo, um agente em um terminal de linha pode exercer seu próprio controle local e se comunicar com outros agentes através de uma rede local (LAN) ou uma rede remota (WAN).

Os agentes embarcados em um IED analisam o ambiente em que estão inseridos, realizando leituras (correntes, tensões, estado de disjuntores etc.) e atuando através de seus acionadores. Exemplos de acionamentos são os sinais de abertura de disjuntores, alteração nos taps de transformadores, chaveamento de bancos de capacitores etc. Estes agentes podem, também, se comunicar com outros sistemas, como o sistema SCADA ou com um sistema de oscilografia centralizada.

A comunicação entre agentes pode utilizar uma LAN para interagir com outros agentes localizados na mesma subestação ou podem utilizar a Intranet corporativa (WAN) para se comunicar com agentes remotos.

Para verificar a correta operação do sistema de proteção usando a filosofia de agentes remotos foi empregada uma plataforma de simulação distribuída denominada EPOCHS (*Electric Power and Communication Synchronizing Simulator*) a qual foi construída através de um projeto comum entre a Universidade de São Paulo e a Cornell University. A plataforma EPOCHS combina simuladores de diferentes domínios (proteção, sistemas de potência e redes de comunicação). Os simuladores de alta qualidade são unidos através de uma RTI (*Run Time Infrastructure*) que permite aos usuários investigarem o desempenho de relés associados a redes de comunicação.

O uso da plataforma EPOCHS é importante, também, para estudo do comportamento da Internet em situações como congestionamento de tráfego de mensagens em um sistema de potência.

Outro aspecto que merece atenção é a necessidade de garantir o sincronismo entre os diversos componentes do sistema. Isto é obtido através de um algoritmo simples, em que todos os componentes são travados no instante zero. Cada passo só é iniciado depois que o agente houver recebido o sinal de sincronismo. Maiores informações sobre a forma de obter sincronismo entre os diversos componentes podem ser encontradas em [54].

Foram realizados testes com o sistema de agentes remotos utilizando simulações tendo como base o sistema IEEE de 14 barras. As linhas de transmissão, barramentos, transformadores e fontes foram modelados. Os enlaces de comunicação foram implementados seguindo a mesma topologia física do sistema elétrico. Considerou-se uma largura de banda de 1,5 Mb/s com um atraso de 1 ms.

Num dos conjuntos de testes realizados foram empregados 5 agentes, sendo 2 agentes diferenciais para proteção principal de uma das linhas; 2 agentes de proteção de retaguarda e 1 agente para monitoramento da carga da linha.

Cada agente diferencial envia ao agente no outro terminal os fasores da corrente local, a cada 1 ms, e os compara com os fasores do terminal remoto. Se uma falta na LT for detectada é comandada a abertura do disjuntor local. Se, após 50 ms ainda houver corrente na LT, o agente local assume que o disjuntor está com defeito, enviando

mensagem para os agentes de retaguarda abrirem os disjuntores adjacentes.

Os agentes de retaguarda também realizam a comparação entre os fasores da corrente em cada terminal da LT. Caso seja detectada uma falta na linha e se esta persistir por 100 ms, é assumido que houve falha do agente primário, sendo comandada a abertura dos disjuntores.

Os testes realizados consideraram a ocorrência de uma falta trifásica no meio da linha de transmissão em diferentes situações. Num primeiro caso, é admitida a operação correta da proteção primária, obtendo-se o comando dos disjuntores 8 ms após o início da falta. Num segundo caso, é simulada uma falha na comunicação entre os agentes nos dois terminais da linha. Com a ajuda de um algoritmo padrão de roteamento dinâmico, um novo caminho é encontrado, permitindo que o comando de abertura dos disjuntores seja dado 11 ms após o início da falta. Uma falha de disjuntor é simulada em um outro teste. Após 50 ms o agente primário aciona os agentes de retaguarda que comandam a abertura dos disjuntores adjacentes 58 ms após o início da falta. Num 4º teste é simulada a falha de um agente primário. Os agentes de retaguarda detectam a falta, acionando os disjuntores 108 ms depois de iniciada a falta.

Um último teste simulou um aumento do tráfego entre os terminais da LT protegida, o que ocasionou um atraso no envio das mensagens dos fasores. Nesse caso, o comando da abertura dos disjuntores ocorreu em 22 ms, com um retardo de 14 ms em relação à situação normal.

Mais testes em laboratório ainda são necessários, considerando-se os diversos tipos de falta, além de outras situações como efeito da resistência de arco, ruído na linha, reversão da corrente de falta, religamento monopolar, outros tipos de configuração de barramentos nas subestações etc.

Entretanto, em função dos testes já realizados em laboratório, verifica-se que o uso de agentes remotos para proteção primária e de retaguarda de LTs mostrou-se uma solução mais rápida que as alternativas tradicionais, mesmo considerando-se situações críticas como falha do relé, falha da comunicação ou congestionamento do tráfego de comunicação no enlace entre os relés.

CAPÍTULO 10

CONCLUSÕES

A crescente competição entre as empresas de energia elétrica tem incentivado a busca de soluções que aliem economia e confiabilidade. Entre os fatores que contribuem para esta nova realidade podemos citar:

- Usinas, linhas, equipamentos e barramentos são agora utilizados até próximo de seus limites térmicos;
- Sistemas elétricos operando com margens reduzidas de carga e de estabilidade dinâmica e de tensão;
- Práticas de manutenção preventiva substituídas por manutenções corretivas e pontuais, em função das informações mais detalhadas disponíveis

Como consequência, um melhor desempenho tem sido requerido dos sistemas de proteção, controle e automação, os quais deverão permitir maior carregamento dos sistemas elétricos com menores custos de instalação, operação e manutenção sem comprometer, no entanto, a confiabilidade do sistema.

O desafio acima tornou-se tecnicamente realizável graças aos avanços da tecnologia digital que possibilitou o emprego de dispositivos inteligentes, multifuncionais e de grande capacidade de processamento para realizar as funções de proteção, controle, automação e monitoração das subestações e usinas com custo e confiabilidade adequados.

Presentemente, uma nova barreira está sendo vencida: a integração entre os diferentes IEDs, isto é, a comunicação confiável e rápida entre os IEDs, permitindo o compartilhamento de dados e informações entre os mesmos e possibilitando uma redução substancial da cablagem e do *hardware* de interface com o processo e, em decorrência, do custo global da instalação.

A rápida aceitação desta nova tecnologia que tem ocorrido recentemente é resultado do melhor desempenho com custos menores que os novos equipamentos têm oferecido. Adicionalmente, a confiança dos usuários aumentou significativamente em razão da alta confiabilidade que tem sido apresentada por esses sistemas.

Os novos progressos na área de aquisição de dados (amostragem sincronizada, taxas

de amostragem mais altas etc.), a maior capacidade de processamento e armazenamento (que dobra a cada 18 meses, de acordo com a lei de Moore), assim como o uso mais eficiente dos recursos de comunicação, irão permitir melhoramentos adicionais nas funções de proteção, assim como nas funções de monitoração e automação, de modo a aumentar os recursos disponibilizados ao pessoal de operação e manutenção.

Com a integração, além do benefício da redução do custo, existe, também, a vantagem de se estender a redundância, normalmente utilizada nas funções de proteção, para as demais funções como controle, automação, medição e monitoração da qualidade da energia, proteção sistêmica, SCADA e outras.

Os desenvolvimentos mencionados acima dependerão muito de um aumento do nível de integração entre os equipamentos digitais. Acreditamos que a tendência para uma maior integração irá continuar, como resultado da competição entre empresas de energia elétrica e da redução de custos com maiores recursos para a operação e manutenção que podem ser obtidos.

A recente aprovação do padrão IEC 61850 representa um importante marco no campo da comunicação entre IEDs em subestações, abrindo um novo horizonte para a integração completa dos sistemas de automação e informação.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Livros

- [1] PHADKE, A.G., THORP, J.S., Computer Relaying for Power Systems. 1 ed. Research Studies Press Ltd., 1988.
- [2] GIOZZA, W.F., ARAUJO, F.M., MOURA, J.A.B., et al., Redes Locais de Computadores – Tecnologia e Aplicações. 1 ed. São Paulo, SP, Brasil, McGraw Hill Ltd., 1986.
- [3] ALMEIDA, P.C. e PRADA, R., *Esquemas de Proteção de Sistemas de Energia Elétrica*, 1ª ed., Rio de Janeiro, RJ, EPUB, 2004,.
- [4] LAGES, N.A.C., NOGUEIRA, J.M.S., Introdução aos Sistemas Distribuídos. 1 ed. Campinas, SP, Brasil, Editora da Unicamp, 1986.
- [5] JARDINI J.A., Sistemas Digitais para Automação da Geração, Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica. 1 ed. São Paulo, SP, Brasil, Edição Universitária, USP, 1996.
- [6] MOORE, P.G., ÖLÉN, C., AGGARWAL, R.K., et al., Power System Protection – Vol. 4: Digital Protection and Signalling. 1 ed. Exeter, England, Institution of Electrical Engineers, 1995.
- [7] ZIEGLER, G., Numerical Digital Protection – Principles and Applications. 1 ed. Erlangen, Germany, Die Deutsche Bibliothek – CIP Einheitsaufnahme, Publicis-MCD-Verl., 1999.
- [8] ALLWORTH, S.T., Introduction to Real Time Software Design. 1 ed. London, Macmillan Press Ltd., 1981.

Apostilas

- [9] FERRER, H.J.A., Introduction a los Relevadores y Sistemas Digitales de Proteccion – Curso Tutorial. Monterey, Nuevo León, Mexico, pp 8-32, Nov. 1993.
- [10] SKOGEVAL, A., SPIDER Basics Course S10. Vasteras, Sweden, May 1995.

Artigos Técnicos Publicados

- [11] PEREIRA, A.C., et al., “Aspectos Favoráveis da Digitalização dos Sistemas de Controle e Supervisão de Subestações”. VIII SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, GPC-14, São Paulo, SP, Brasil, 1986.

- [12] SZCZUPAK, J., JARDIM, J.C., et al., "Projeto e Instalação de um Protótipo para Supervisão e Controle de Subestações". VIII SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, GPC-07, São Paulo, SP, Brasil, 1986.
- [13] ROCKEFELLER, G.D., "Fault Protection with a Digital Computer". IEEE Power Apparatus and Systems, 1969.
- [14] ROCKEFELLER, G.D., UDREN, E.A., "High Speed Distance Relaying Using a Digital Computer". In: IEEE Power Apparatus and Systems, 1972.
- [15] PEREIRA, A.C., AZEVEDO, F.R., "Aspectos da Digitalização de Subestações Novas e Existentes, com Uso de Proteção Convencional ou Digital". XII SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, GPC-02, Recife, PE, Brasil, 1993.
- [16] ZIEGLER, G. "Protection and Substation Automation – State of the Art and Development Trends – State of the Art Paper". Revista ELECTRA n. 206, pp. 14-23, CIGRÉ, SC-34, Fev. 2003.
- [17] SOLERO, R.B., et al., "Sistema Integrado de Supervisão, Controle e Proteção de Subestações e Usinas Hidroelétricas". XI SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, GPC-01, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 1991.
- [18] DIOGO, A.C.T., ASANO, M., DE CASTRO, G.L. et al., "Monitoramento de Subestações – A Experiência da CESP". XV SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, GPC-19, Foz do Iguaçu, PR, out. 1999.
- [19] PEREIRA, A.C., et al., "Modelagem do Processo e Identificação de Possíveis Estruturas de Sistemas Digitais para Controle de Processos de Usinas e Subestações - Modulo IV", GADUS, ELETROBRÁS, 1989.
- [20] NERY, E., ALVES, J., "Mecanismo de Implementação de Sistemas Digitais Integrados de Proteção e Controle Local – Engenharia de Projeto/Engenharia da Concepção – Da Concepção à Realidade". XI SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, GPC-02/03, Rio de Janeiro, RJ, 1991.
- [21] DE BEM, R.P., FEIO, P., "Automação de Subestações e Centros de Controle". IV CIERTEC - IV CIERTEC – Seminário Internacional Sobre Automação de Redes de Distribuição Elétrica e Centros de Controle, São Paulo, SP, Brasil, set. 2002.
- [22] PALMA, J.R.P., SANTANA, F.J.R., "Integração do Sistema de Automação da

COELBA com a Rede Corporativa”. V SIMPASE - Simpósio e Automação de Sistemas Elétricos, Recife, PE, Brasil, abril 2003.

[23] RIETMAN, P., KIRKMAN, R., HYVARINEN, M. Et al. “Guidelines for Specification and Evaluation of Substation Automation Systems”. CIGRE Study Committee B5, Report B5/WG18-DFR-r1, April 2003.

[24] FERNANDES, R.C.R., VIVALDI, A., MERIZIO, M. et al., “Experiência da ESCELSA na Implantação de Automatismos em Unidade Terminal Remota (UTR) de Subestações”. XV SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, GPC-19, Foz do Iguaçu, PR, out.1999.

[25] PEREIRA, A.C., et al., “Requisitos Funcionais de Um Sistema Digital de Controle e Supervisão de Subestações” . VIII SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, GPC-13, São Paulo, SP, Brasil, 1986.

[26] MARQUES, D.C., KRAUS, C.C., FRISCH, A.C., et al. “A Experiência da COPEL na Integração de Proteções Digitais ao Sistema de Automação de Subestações”. V SIMPASE, Recife, PE, Brasil, abril 2003 e XVII SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, GPC-22, Uberlândia, MG, Brasil, out. 2003.

[27] PUPPI, L.V.S., “Otimização de Funcionalidades de Relés Numéricos em Sistemas de Proteção e Controle Integrados – A Experiência da COPEL”. XVII SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, GPC-23, Uberlândia, MG, Brasil, out. 2003.

[28] ALLEN, G.R. e CHEUNG, R., “Integration of Protection, Control and Monitoring Functions for Transmission and Distribution Substations”. In: IEEE Transactions on Power Delivery, v. 13, n. 1, pp. 96-101, Jan. 1998.

[29] BRIGHT, J.A., LEE, W.J., “Integrated Monitoring, Protection and Control Systems for Industrial and Commercial Power Systems”, In: IEEE Trans. On Industry Applications. v. 36, Jan/Feb 2000.

[30] SAAD J. Jr., SOLLERO, R.B., PEREIRA, A.C., et al., “Sistema de Aquisição e Processamento de Dados para a Integração da Supervisão, Controle e Proteção”. V SIMPASE - Simpósio de Automação de Sistemas Elétricos, Recife, PE, Brasil, abril 2003.

[31] LAUZIRIKA, I., DE CARLOS, C., “Evolución, Análisis Actual y Futuro de los Sistemas Integrados de Protección y Control”, X ERLAC - Encuentro Regional

Latinoamericano de la CIGRÉ, CE-34, Puerto Iguazú, Argentina, mayo, 2003.

[32] APOSTOLOV, A., "Distributed Intelligence in Integrated Substation Protection and Control Systems", CEPPI 2000, U.S.A., 2000.

[33] FERREIRA, L.R.C., CROSSLEY, P.A., ALLAN, R.N. et al., "The Impact of Functional Integration on the Reliability of Substation Protection and Control Systems". In: IEEE Transactions on Power Delivery, v. 16, n. 1, pp. 83-88, Jan. 2001.

[34] SCHEER, G.W. E DOLEZILEC, D.J., "Comparando a Confiabilidade de Topologias de Redes Ethernet nas Redes de Supervisão e Controle de Subestações", Schweitzer Engineering Laboratories, Inc., Campinas, São Paulo, SP, Brasil, 2001.

[35] HOSENLOP, L., "Substation Automation: Beyond Communication Standardization". Colóquio do CIGRÉ SC-B5 Protection and Automation, October 2003 e Revue ELECTRA n. 211, December 2003.

[36] ALEXANDRE, R.T.S., OLIVEIRA, C.D., "A Importância do Workstatement em Projetos de Automação, Controle e Proteção Digitais". XVII SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, GPC-24, Uberlândia, MG, Brasil, out. 2003.

[37] PEREIRA, A.C., TARANTO, G.N., SAAD, J.J. et al. "Integração dos Sistemas Digitalizados de Proteção com os Sistemas de Supervisão, Controle e Automação de Subestações e Usinas – Uma Tendência Moderna". IX SEPOPE - Symposium of Specialists In Eléctric Operational and Expansion Planning, Rio de Janeiro RJ Brasil, maio 2004.

[38] MCDONALD, J., CÁCERES, D., BORLASE, S. et al. "Standardized Design of Transmission Substation Automation System", Argentine Engineering Congress, Buenos Aires, Argentina, December 1998.

[39] KOBAYASHI, T. , STELZER, G. e VIEIRA, J.F., "Sistema Digital do Supervisão, Controle e Proteção Integrada da SE Itararé II – Concepção, Desenvolvimento e Implantação". V SIMPASE - Simpósio e Automação de Sistemas Elétricos, Recife, PE, Brasil, abril 2003.

[40] PONTES, J.R.M., XAVIER, A.P., et al., "O Processo de Automação dos Sistemas de Transmissão e Distribuição da COSERN – Desafios, Custos e Benefícios". V SIMPASE - Simpósio de Automação de Sistemas Elétricos, Recife, PE, Brasil, abril 2003.

[41] FERNANDES, R.C.R., "Experiência de ESCELSA na Implantação de Sistema

Aberto e Integrado de Supervisão, Proteção e Controle para Subestação”. XVI SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, GPC-02, Campinas, São Paulo, SP, Brasil, out. 2001 e IV CIERTEC – Seminário Internacional Sobre Automação de Redes de Distribuição Elétrica e Centros de Controle, BR-52, São Paulo, setembro 2002.

[42] BAASS, W. et al. *The Automation of New and Existing Substations – Why and How*. Technical Brochure no. 246, CIGRÉ Working Group B5.07, April 2004

[43] MCCALLEY, J.D., FU, W., “Reliability of Special Protection Systems”. In IEEE Transactions on Power Systems, v.14, n. 4, pp. 1400-1406, Ames, Iowa, Nov. 1999.

[44] KAMERS, D.M., MUSSALTO, R., MIBIELI, A., et al., “Sistema de Monitoração Integrados nas Unidades de Processamento de Reguladores Digitais de Tensão e Velocidade de Geradores de Energia”. XVI SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, GPC-26, Campinas, São Paulo, SP, Brasil, out. 2001.

[45] DE VOS, A., WIDERGREN, S.E., ZHU, J., “XML for CIM Model Exchange”, 0-7803-6681-6/01. IEEE,2001,

[46] HOHLBAUM,F., HOSSENLOPP,L. e WONG,G, “Concept and First Implementation of IEC 61850”. CIGRÉ Session 2004 – B5-110, Paris, August/September 2004.

[47] BRAND,K.P., BRUNNER,C. e WIMMER,W., “Design of IEC 61850 Based Substation Automation Systems According to Customer Requirements”. CIGRÉ Session 2004 – B5-103, Paris, August/September 2004.

[48] CANALES,I., IBAÑES,P. et al., “INTERUCA Project: Interoperability for Distributed Control Within Electrical Substations”. CIGRÉ Session 2004 – B5-204, Paris, August/September 2004.

[49] MESSING, L., AABO, Y. et al., “Extracting Information from Data Collected by Relays and Other Monitoring Devices”. CIGRÉ Task Force B5.05 - Revue ELECTRA nº. 215, pp 25-35, August 2004,

[50] KIRKMAN, R. “WWW Technology for Substation Automation. Monitor Your Substation Via The Intranet / Internet Display Substation Data Using Your Web Brouser”. CIGRÉ Report 34-211,2002

[51] HAMAMATSU, K. et al., “A New Approach to the Implementation of Internet Based Measurement and Monitoring”. IEE DPSP Conference, pp. 102-105,

Amsterdam, April 2001.

[52] ALVES, M.B., “Sistema Especialista para Comando, Controle, Proteção e Supervisão de Usinas e Subestações”, X Encuentro Regional Latinoamericano de la CIGRÈ - Encuentro Regional Latinoamericano de la CIGRÈ, CE-34, Puerto Iguazú, Argentina, mayo, 2003.

[53] GIOVANINI, R. e COURY, D.V., “Sistemas Agentes Remotos Aplicados à Melhoria da Proteção Local e de Retaguarda”, XV CBA - Congresso Brasileiro de Automática, Gramado, RS, Brasil, Set. 2004.

[54] FAY, E. “Subestações Integradas – Como Obter Benefícios do Protocolo IEC-61850 Hoje”. V SIMPASE, Recife, PE, Brasil, abril 2003 e XVII SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, GPC-20, Uberlândia, MG, Brasil, out. 2003.

ANEXO 1

CONCEITOS BÁSICOS SOBRE COMUNICAÇÃO DE DADOS E REDES LOCAIS

1. INTRODUÇÃO

O uso crescente de equipamentos digitais como: relés, microcomputadores, CLPs, equipamentos de aquisição de dados, etc., os quais são cada vez mais interligados e integrados, impõe a necessidade de comunicação de dados entre estes diversos equipamentos. Entre os requisitos desta comunicação estão: confiabilidade, velocidade de transmissão e conectividade.

Nos itens que se seguem procurar-se-á apresentar, com finalidade didática, noções básicas sobre os sistemas de comunicação de dados e redes locais atualmente em uso [2].

2. TRANSMISSÃO/RECEPÇÃO

Considerando dois terminais distintos, TA e TB, pode-se definir:

TRANSMISSÃO: evento pelo qual o terminal entrega ao meio os dados gerados.

RECEPÇÃO: evento pelo qual o terminal recebe do meio de, comunicação os dados gerados no outro terminal.

Quanto ao modo de operação, podemos classificar a ocorrência desses dois eventos em três grupos.

- *Simplex:* tráfego possível em uma única direção (2 fios).
- *Half Duplex:* tráfego possível em ambas as direções, porém não simultaneamente (2 ou 4 fios).
- *Full Duplex:* tráfego possível em ambas as direções simultaneamente (2 ou 4 fios).

A utilização de *Full Duplex* a dois fios caracteriza uma situação especial disponível em alguns Modems. Deve-se observar a relação de eficiência, uma vez que os tempos associados à comunicação tendem a ser maiores.

Na transmissão em *full-duplex*, os terminais de entrada/saída podem ser usados para envio de dados em ambas as direções ao mesmo tempo ou enviar dados em uma direção e sinais de controle na outra. Os sinais de controle governam o fluxo de dados e controlam os erros. Os dados no lado da transmissão ficam em espera até que a recepção indique que os dados foram recebidos corretamente. Se os dados não forem recebidos corretamente, os sinais de controle indicam esse fato e os dados são retransmitidos.

A transmissão simultânea em duas direções pode ser obtida com uma linha de dois fios, usando duas bandas de frequências distintas (uma para cada sentido de transmissão). Mantendo-se os sinais estritamente separados em frequência, evitam-se interferências.

A transmissão de dados pode, também, ser síncrona ou assíncrona (ou *start-stop*). Na transmissão síncrona os caracteres são enviados num bloco contínuo. Durante a transmissão desse bloco de caracteres o terminal receptor deve estar exatamente em fase com o terminal transmissor. Na transmissão assíncrona, um caracter é enviado a cada vez.

O caracter é inicializado por um sinal de *START*, e finalizado por um sinal de *STOP*. Os pulsos entre esses dois sinais constituem os bits do caracter.

A transmissão assíncrona é geralmente usada em equipamentos com teclado que não possuem *buffer* e nos quais o operador envia caracteres ao longo da linha a intervalos mais ou menos idênticos. Os equipamentos assíncronos são geralmente mais baratos que os síncronos. Mas quando a transmissão é feita regularmente e continuamente, a transmissão síncrona pode proporcionar a mais eficiente utilização da linha.

Na transmissão assíncrona, a unidade de transmissão é normalmente o caracter. O operador pressiona uma tecla e um caracter é enviado com seus bits de *START* e *STOP*. Esse caracter é independente em tempo de qualquer outro caracter. Na transmissão síncrona, os caracteres são armazenados até que um bloco completo esteja pronto para ser transmitido. O bloco transmitido de um *buffer* na máxima velocidade da linha e de seus modems. A transmissão síncrona é, portanto, valiosa quando vários terminais compartilham a mesma linha de comunicação. Nesse caso é necessário o uso de *buffers* nos terminais, conseqüentemente encarecendo os equipamentos síncronos.

Com o crescente número de terminais usados em um mesmo sistema computacional, surge a necessidade de diminuir o custo total da rede. As várias linhas de baixa velocidade, 75 ou 100 bits/seg operando em *half-duplex*, podem ser reunidas em um multiplexador e continuadas por uma mesma linha de alta velocidade, por exemplo, 9600 bits/seg em modo *full-duplex*. O multiplexador, ao mesmo tempo, recebe dados do microcomputador para serem distribuídos aos terminais, conforme mostrado na Figura A1.1.

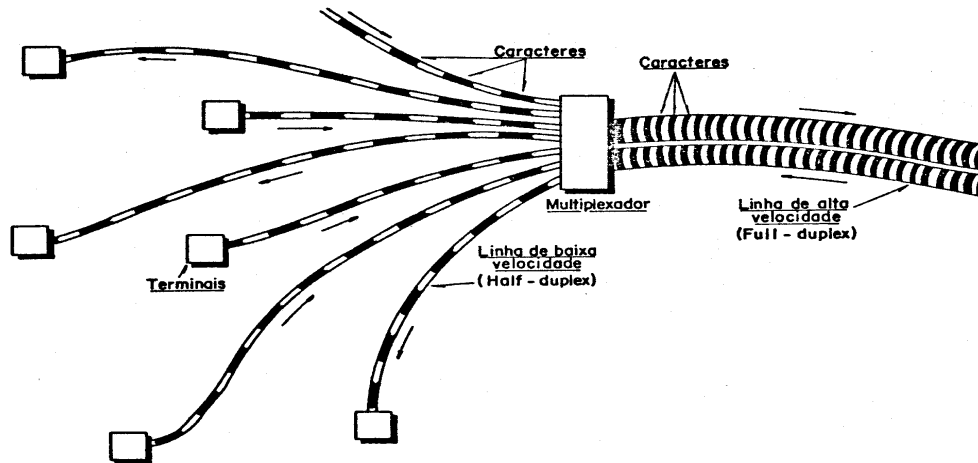
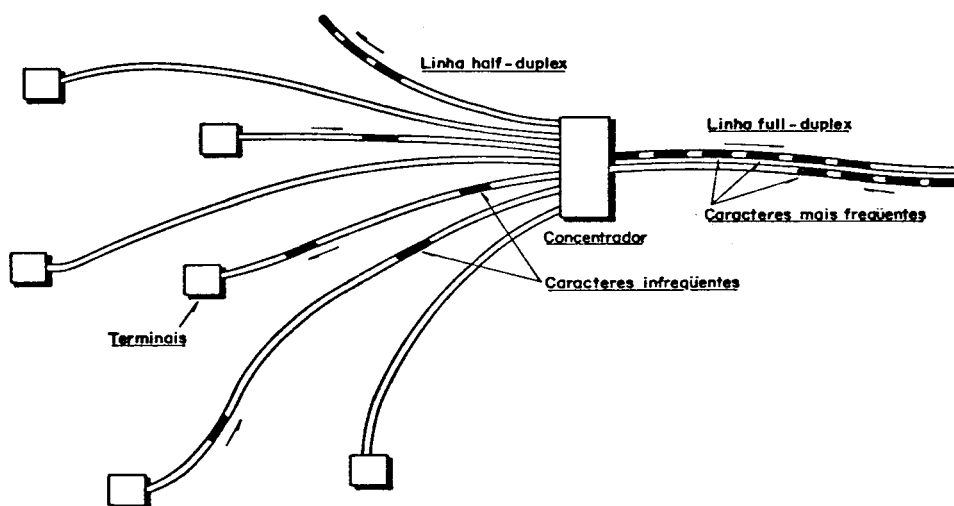


Figura A1.1 – Multiplexação de Diversos Sinais

Há casos em que não é necessário o uso de linhas de alta velocidade na transmissão para o microcomputador; são então, utilizados equipamentos chamados concentradores. Eles devem possuir armazenamento para o caso em que, fortuitamente, todos os operadores resolvam enviar mensagens simultaneamente, excedendo 150 bits/seg. típicos. Ver Figura A1.2.



CONCENTRADOR USADO EM UMA
LINHA DE BAIXA VELOCIDADE

Figura A1.2 - Multiplexação de Diversos Sinais com Concentrador

Outra maneira de tirar vantagem da atividade esporádica dos terminais à conectar vários deles em uma única linha. A Figura A1.3 mostra esse processo sendo feito sincronamente, mas não há restrições para o caso assíncrono. Uma linha com vários equipamentos, ou *drop-points* é chamada de linha *multidrop*.

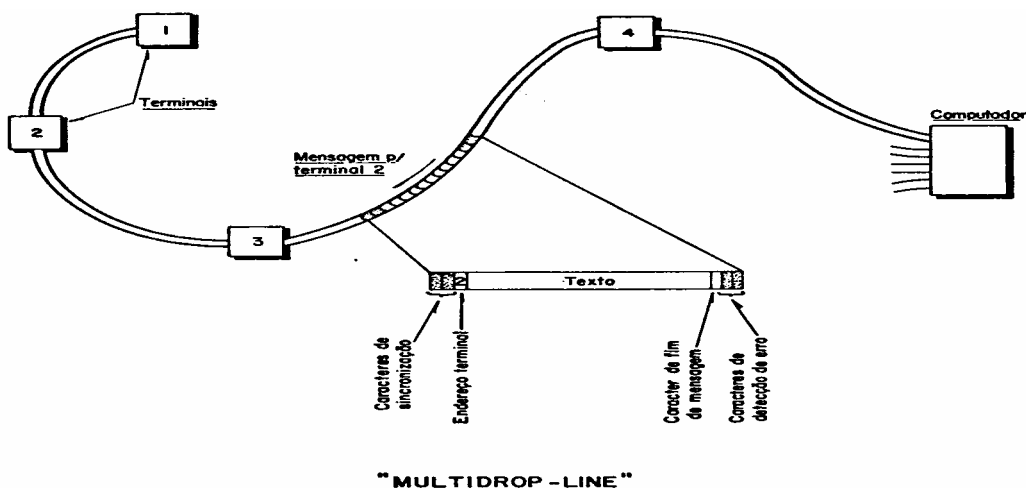


Figura A1.3 – Linha Multidrop

A mensagem na Figura A1.3 é para o terminal 2. Os outros terminais devem ignorá-la. Cada mensagem enviada tem, portanto, um endereço, numa posição fixa. Um carácter é suficiente para o endereço, sendo usado geralmente o primeiro carácter.

Uma variedade de combinações das técnicas apresentadas é possível. Por exemplo, uma linha multiplexada pode ser ligada a um concentrador; linhas *multidrop* podem se unir em um concentrador; ou concentradores podem estar num arranjo *multidrop*.

3. MODULAÇÃO

Existe a necessidade de o sinal digital chegar ao receptor "tão puro quanto foi gerado", de tal forma que possa ser entendido. Isto limita a distância de uma conexão direta de terminais (normalmente 15 m). O comprimento do cabo e as "interferências e perdas" que o meio pode eventualmente oferecer normalmente deturpam a forma quadrada simétrica do sinal digital puro.

Para minimizar esse problema e tornar possível a transmissão em longas distâncias, surge um novo elemento (modem ou data set), que tem a função de tratar o sinal digital de forma a torná-lo capaz de ser transmitido corretamente, reconhecido na recepção, e no meio de transmissão que conduzirá o sinal *modulado*.

A palavra modem origina-se da junção das contrações MO (modulador) e DEM (demodulador). Na Figura A1.4 apresentamos modems analógicos.

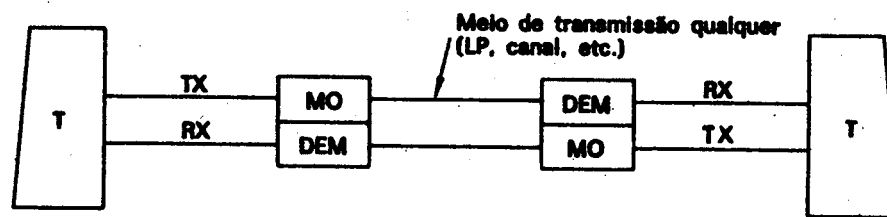


Figura A1.4 – Modems Analógicos

Modulação: é o processo pelo qual alteramos, isolada ou conjuntamente, as características básicas (amplitude, freqüência e fase) de uma onda portadora.

O sinal da onda portadora possui:

- **Amplitude:** valor instantâneo ou médio do nível de sinal.
- **Freqüência:** quantidade de vezes, na unidade de tempo, em que a forma de onda do sinal se repete.
- **Fase:** ângulo em que o sinal se apresenta.

O *modulador* atua na transmissão, enquanto na recepção o processo inverso é feito pelo *demodulador*.

O modem é, pois, um equipamento que executa as duas funções.

3.1 Modulação AM (amplitude) por Chaveamento (ASK)

Basicamente, a modulação ASK (*Amplitude Shift Keying*) consiste na alteração da característica da amplitude da onda portadora, em função da informação digital.

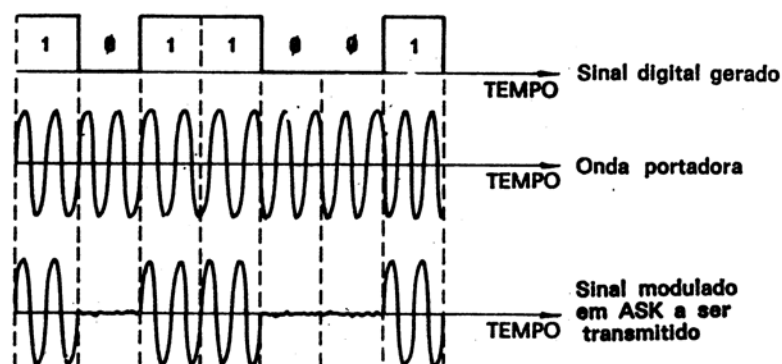


Figura A1.5 – Modulação ASK

3.2 Modulação em Frequência por Chaveamento (FSK)

Podemos observar que, quando o sinal digital está no nível alto "1", é enviado o sinal mais alto de amplitude da onda portadora e, quando o sinal digital está no nível (baixo) "0", a portadora assume o nível mais baixo da amplitude (Figura A1.5). O processo de modulação FSK (*Frequency Shift Keying*) consiste em variar a frequência da onda portadora em função do, sinal digital.

A amplitude será mantida constante e, quando ocorrer *nível 1*, a frequência aplicada será a frequência da portadora menos uma frequência de desvio ($f_p - f_d$). Quando ocorrer o *nível 0*, a frequência aplicada será a frequência da portadora mais a frequência de desvio ($f_p + f_d$) (Figura A1.6).

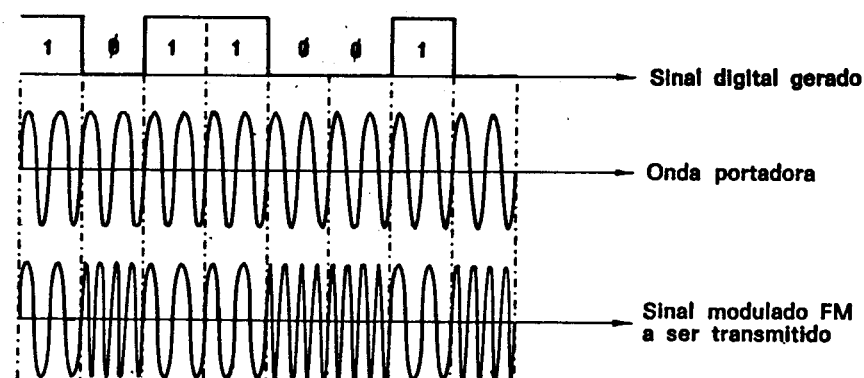


Figura A1.6 – Modulação FSK

3.3 Modulação em Fase por Chaveamento (PSK)

A modulação em fase por chaveamento PSK (*Phase Shift Keying*) é um processo em que se altera a fase da portadora em função do sinal digital de entrada. Quando há transição de nível lógico, tem-se uma mudança de 180° em relação ao nível anterior (ver Figura A1.7).

3.4 Modems Digitais (DATA SET)

São equipamentos com a função de tratar o sinal "digital" de tal forma que possa ser transmitido ao longo de um "meio".

A diferença fundamental em relação aos modems analógicos é que os digitais geram outro tipo de sinal digital de características diferentes do sinal original. Neste caso, não é executada uma "modulação" propriamente dita, mas uma espécie de codificação.

É importante ressaltar que os modems digitais recebem como suporte apenas *linhas físicas*, enquanto os analógicos aceitam trafegar em *suportes diversos*: linhas físicas, canais *multiplex*, etc. Essa diferença é função da faixa de frequência necessária para cada tipo.

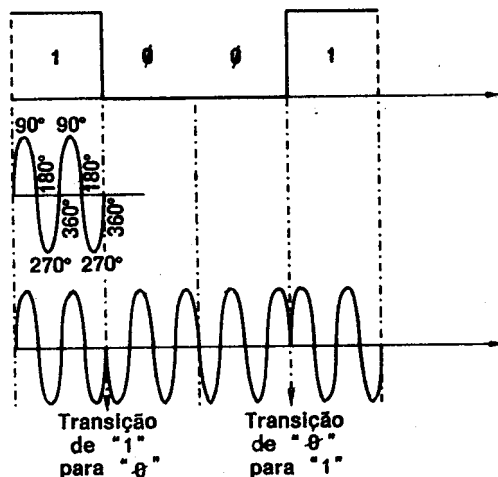


Figura A1.7 – Modulação em Fase

Quanto à velocidade com que os dados fluem, definiremos duas grandezas:

- *Velocidade de operação terminal*: medida em *bits* por segundo (bps), representa a quantidade de níveis "1" e/ou "0" que podem ser gerados ou recebidos pelo terminal na unidade de tempo definida (segundo).
- *Velocidade de sinalização de linha*: medida em *baud*, representa a taxa com a qual a linha é sinalizada em função dos dados transmitidos.

4. INTERFACE DE COMUNICAÇÃO DE DADOS

Os equipamentos usados num "link ou enlace de comunicação de dados" podem ser divididos em dois grupos:

- *Equipamentos Terminais de Dados (DTE)*: são os equipamentos que originam/recebem a informação, digital.
- *Equipamentos de Comunicação de Dados (DCE)*: são os equipamentos que têm a função de:
 - na transmissão, tratar o sinal digital gerado pelo terminal, de forma que o mesmo possa ser transmitido ao longo de um meio (modulação);

- na recepção, recuperar a forma original (digital) do sinal que foi gerado pelo terminal remoto e entregá-lo ao terminal receptor (demodulação).

A Interface-Padrão RS232-C é aplicável para a interconexão entre o equipamento terminal de dados (DTE) e o equipamento de comunicação de dados (DCE), empregando transferência de dados binários tipo serial.

É aplicável para a taxa de sinalização de dados na faixa de 0 a 20 kbps na transferência de sinais de dados, *timing* e controle, quando usado em conjunto com equipamentos eletrônicos - cada um deles tendo um retorno simples comum (*signal ground*) - que pode ser interconectado no ponto de interface. Não se aplica para interfaces em que são usados contatos de fechamento ou corrente.

Considera respostas para chamadas automáticas. Contudo, esta padronização não inclui todos os circuitos necessários para originar automaticamente uma conexão.

É compatível com a CCITT V24.

5. TIPOS DE LIGAÇÃO DE DADOS

5.1 Ponto a Ponto Dedicado

É a configuração mais elementar numa rede, onde um computador pode conectar-se a um terminal por uma linha exclusiva, como na Figura A1.8.

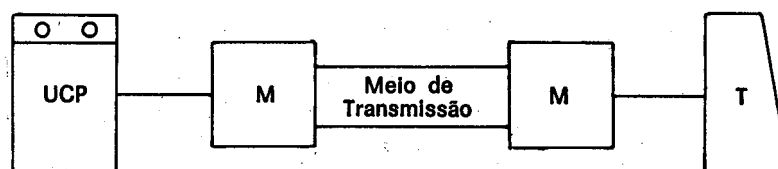


Figura A1.8 – Ligação Ponto a Ponto

5.2 Ponto a Ponto Comutado

É similar ao ponto a ponto, com acréscimo da necessidade de estabelecer a ligação antes do envio de dados propriamente ditos.

No circuito comutado, o recurso de comunicação é liberado apenas quando solicitado e estiver disponível. Ver Figura A1.9.

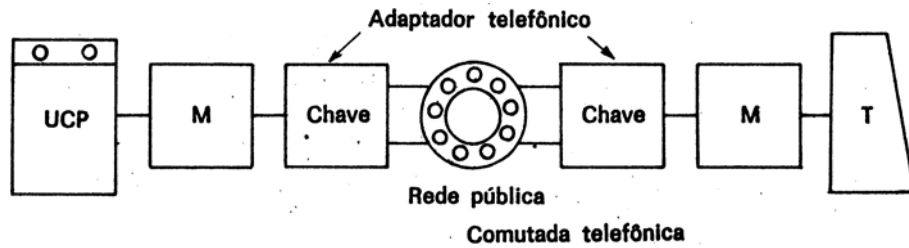


Figura A1.9 – Ligação Via Rede Telefônica

5.3 Multiponto

É a configuração na qual uma parte de comunicação é partilhada por vários pontos.

Nesta configuração desaparece a relação física entre os terminais e surge a necessidade de controlar a "posição" de cada um dos terminais ao longo da rede. Ver Figura A1.10.

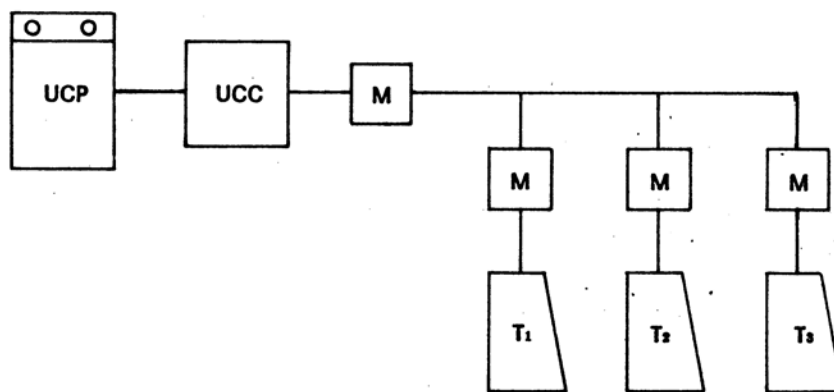


Figura A1.10 – Ligação Multiponto

5.4 Multiponto com Multiplex

É a configuração na qual um canal de comunicação da UCP em alta velocidade é partilhado para vários pontos terminais, com velocidades baixas.

Essa configuração apresenta a particularidade de manter o tráfego simultâneo (dedicado por porta), dispensando protocolos de endereçamento, chamada e seleção.

A velocidade entre a UCC (Unidade de Controle de Comunicações) e o TDM (Time Division Multiplexer) será a soma das velocidades nominais individuais dos terminais. Ver Figura A1.11.

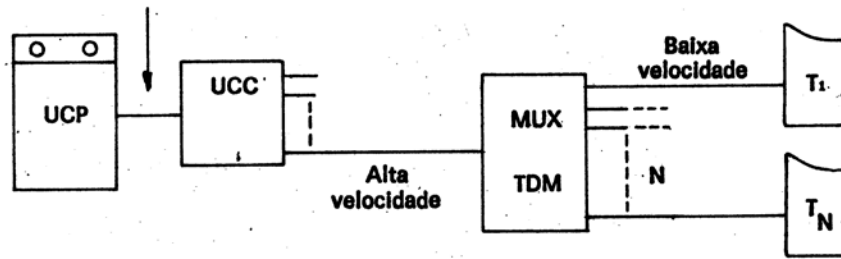


Figura A1.11 – Ligação Multiponto com Multiplex

5.5 Multiponto com Concentrador

Configuração em que se pode partilhar uma porta para vários pontos, usando para isso outro equipamento com a função de concentração. Nesse tipo de aplicação, os terminais ligados ao concentrador podem operar com *códigos* e *velocidades diferentes*, uma vez que no concentrador existe a função de compatibilizar velocidades e códigos. Ver Figura A1.12.

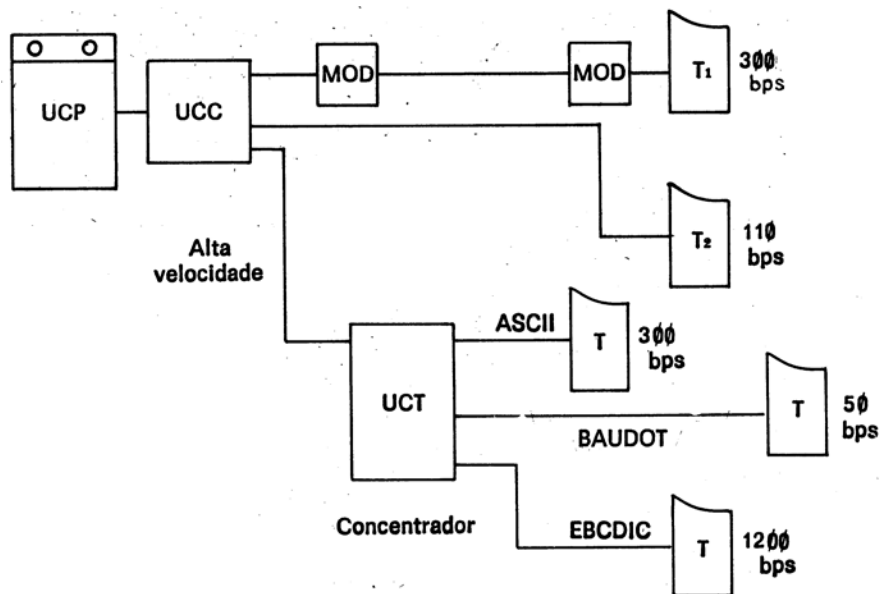


Figura A1.12 – Ligação com Concentrador

5.6 Ponto a Ponto Radial

Configuração que apresenta um conjunto de ligações ponto a ponto partindo de mesma UCP. Ver Figura A1.13.

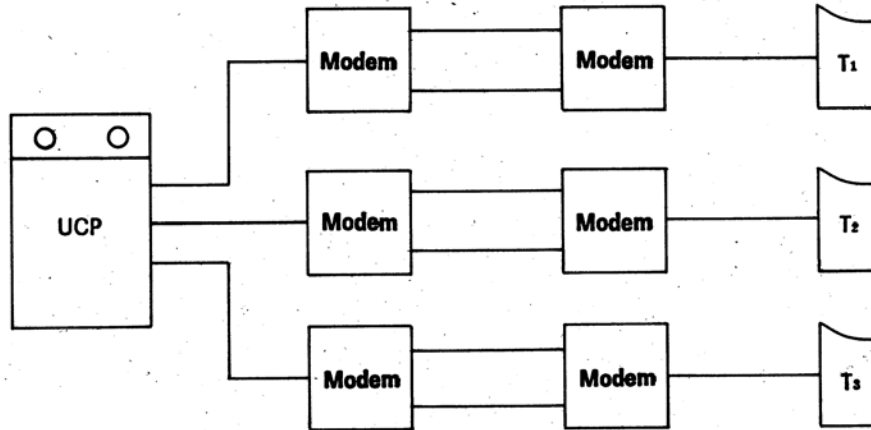


Figura A1.13 – Ligação Ponto a Ponto Radial

5.7 Multiponto com Unidade de Derivação Analógica (UDA)

UDA é o equipamento através do qual se pode partilhar a parte analógica de um circuito com várias outras. O acesso a cada terminal é possível alternadamente. Ver Figura A1.14.

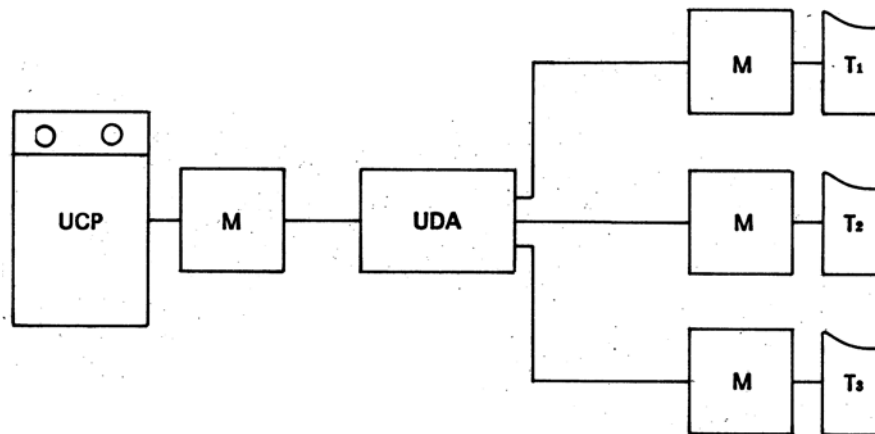


Figura A1.14 – Ponto a Ponto com UDA

5.8 Multiponto com Unidade de Derivação Digital (UDD)

UDD é o equipamento através do qual se pode partilhar uma porta digital com vários pontos. Ver Figura A1.15.

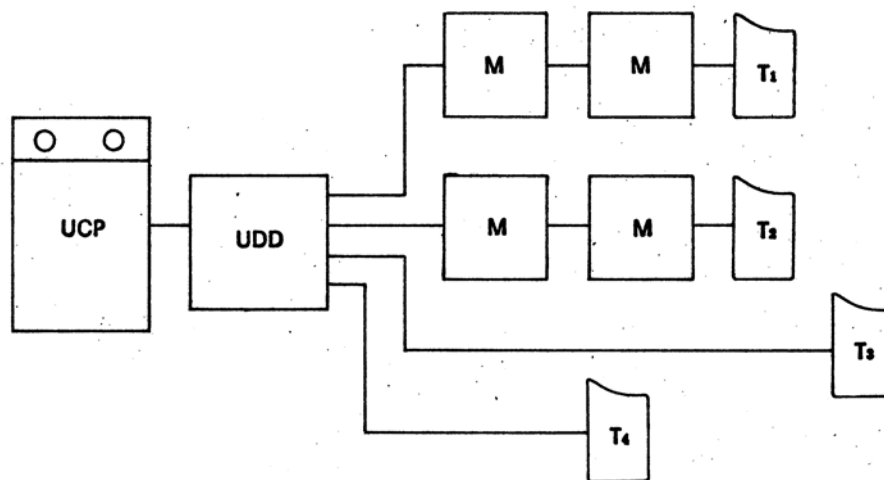


Figura A1.15 – Multiponto com UDD

Nas configurações do tipo UDD e UDA é conveniente manter a mesma velocidade para todos os pontos.

6. REDES DE MICROCOMPUTADORES

6.1 Objetivos de uma Rede de Microcomputadores

A função básica de uma rede de microcomputadores é distribuir meios de acesso, em que usuários, em uma localidade qualquer, possam acessar outros microcomputadores que se encontrem em localizações diferentes. Dependendo das circunstâncias, o par de usuários pode ser: um terminal e um programa de aplicação residente em um computador remoto; dois programas de aplicação que interagem um com o outro, etc. A técnica de acesso é uma seqüência de funções que torna possível a um usuário conectar-se física ou logicamente e comunicar-se efetivamente com o outro, apesar da existência de erros de vários tipos inseridos pelos meios de transmissão e das diferenças entre os terminais usuários com relação à velocidade, formato e padrões de códigos, que são características de cada terminal.

A rede deve oferecer a flexibilidade de conexão a qualquer recurso disponível, ou seja, o usuário não está diretamente conectado aos recursos. Isso implica que a capacidade de processamento não deve estar limitada a um computador. As conexões físicas são feitas entre o usuário e a rede, e entre esta e as máquinas que promovem os recursos.

A rede deve permitir, também, a comunicação entre terminais ou computadores com características diferentes, fornecendo um meio de compatibilização.

Deve-se ressaltar que o grande objetivo das redes é permitir que um terminal localizado fora do "ambiente local" de um computador que hospeda e controla uma rede possa "remotamente" acessar a aplicação.

A *comunicação* será, pois, um *insumo* que viabilizará, posteriormente, este objetivo maior.

6.2 Classificação de Rede Quanto à Estrutura

6.2.1 Rede Tipo Estrela

Nesse tipo de configuração todos os pontos terminais comunicam-se com o ponto central, que tem a função de coordenar, supervisionar e dirigir o tráfego. A conexão entre dois pontos terminais é possível através do supervisor central. Ver Figura A1.16.

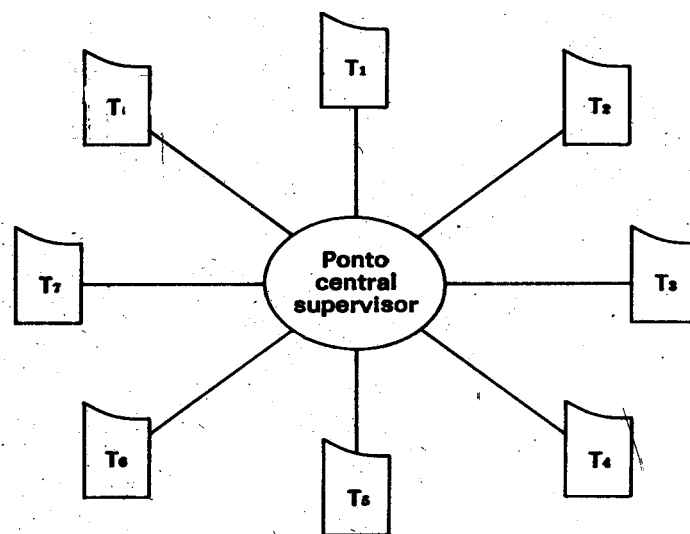


Figura A1.16 – Rede Tipo Estrela

6.2.2 Rede Tipo Árvore ou Hierárquica

Configuração na qual as funções de processamento de tráfego são divididas numa estrutura em que a UCP 1 terá a maior responsabilidade operacional e as UCP 2, 3, 4 teriam tarefas teóricas de menor importância, definindo o que chamamos *distribuição da inteligência computacional*. Ver Figura A1.17.

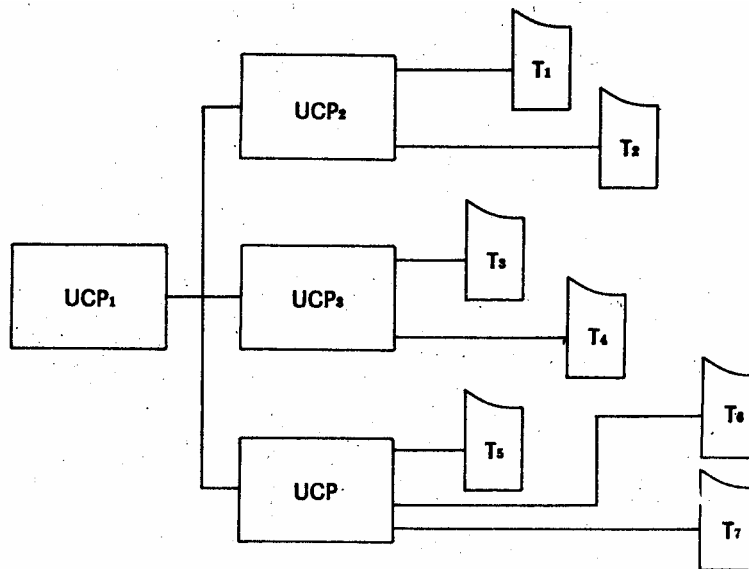


Figura A1.17 – Rede Tipo Árvore ou Hierárquica

6.2.3 Rede Tipo Anel ou Loop

Nesse tipo de configuração a idéia é de que se possa ter acesso a cada ponto terminal da rede por dois lados, garantindo melhor confiabilidade. Nessa configuração notamos uma primeira idéia da "multiplicidade de caminhos" que caracteriza a "comutação". Ver Figura A1.18.

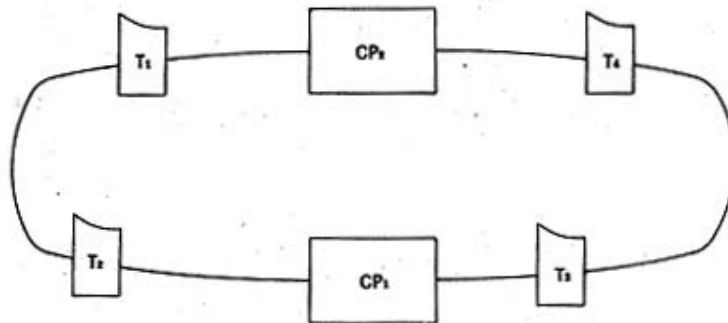


Figura A1.18 – Rede Tipo Anel

6.2.4 Rede Distribuída ou Comutada

Nesse tipo de configuração existem vários pontos de concentração e efetiva distribuição geográfica do processamento. Quanto à ligação real, esta só existe entre os concentradores. A principal característica dessa rede é que podemos considerá-la como uma rede *sempre* conectada, pela possibilidade de alternativas de rota. Ver Figura A1.19.

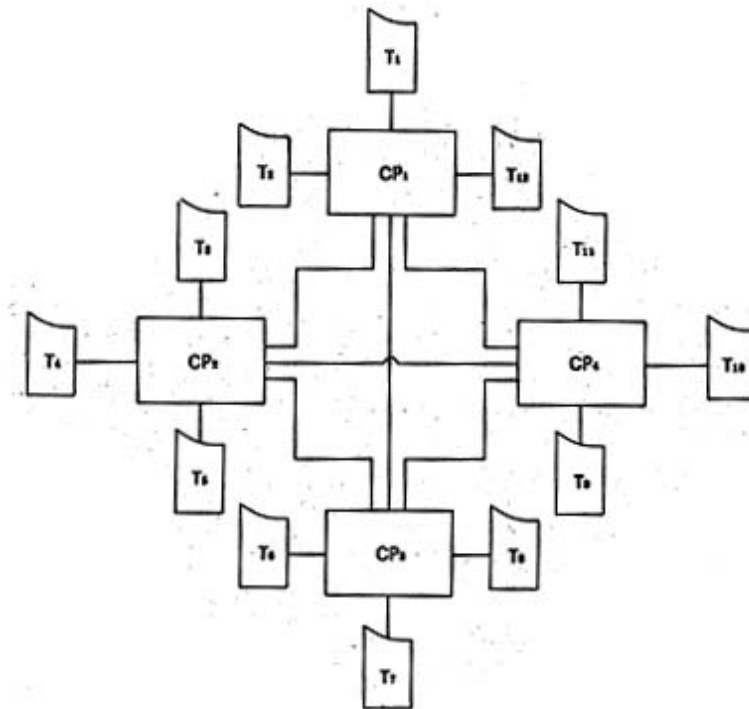


Figura A1.19 – Rede Distribuída ou Comutada

7. CARACTERÍSTICAS DO MEIO

Meio de transmissão é a conexão física entre as estações da rede. Geralmente eles diferem com relação à faixa passante, ao potencial para conexão ponto-a-ponto ou multiponto, à limitação geográfica devido à atenuação característica do meio, à imunidade a ruído, ao custo, à disponibilidade de componentes e à confiabilidade.

A escolha do meio de transmissão adequado às aplicações é extremamente importante, não só pelos motivos mencionados acima, mas também pelo fato de que ele influencia diretamente os custos de interface com a rede.

Qualquer meio físico capaz de transportar informações eletromagnéticas é passível de ser usado em redes locais, porém os mais utilizados são o par trançado, o cabo coaxial e a fibra ótica.

7.1 Par Trançado

No par trançado, dois fios são enrolados em espiral de forma a reduzir o ruído e manter constante as propriedades elétricas do meio através de todo o seu comprimento. A transmissão do par trançado pode ser tanto analógica como digital. Radiação pode ocorrer quando a relação entre a separação dos condutores e a

freqüência de operação chega a um certo ponto. Como conseqüência, existe um limite na freqüência de transmissão. A faixa passante do par trançado é notavelmente alta, podendo chegar a, uns poucos megabites por segundo, dependendo da distância, técnica de transmissão e qualidade do cabo.

A perda de energia é um parâmetro importante quando se discute não só a taxa mínima de transmissão, mas também a distância máxima permitida, em qualquer que seja o meio de transmissão.

A perda de energia aumenta com o aumento da distância, até chegar a um ponto em que o receptor não consegue mais reconhecer o sinal. Energia pode ser perdida por radiação (o meio físico pode funcionar como uma antena se o condutor é uma fração considerável do comprimento de onda transmitida) ou por calor (será proporcional à corrente e à impedância do meio, aumentando com a freqüência, uma vez que o sinal é transportado cada vez mais na parte externa do condutor - efeito pelicular). Em geral, um par trançado pode chegar até várias dezenas de metros, com taxas de transmissão de alguns megabites por segundo.

A principal desvantagem do par trançado é a sua susceptibilidade a IEM. Este problema pode ser minimizado com o uso de blindagem. Em sistemas de baixa freqüência, a imunidade a ruído é tão boa quanto a do cabo coaxial. Em freqüências um pouco mais elevadas (acima de 100 kHz, aproximadamente) o cabo coaxial é bem superior.

A conexão dos nós ao cabo é extremamente simples. Alcance máximo utilizando par trançado: 100 metros.

7.2 Cabo Coaxial

O cabo coaxial é constituído por um condutor interno circundado por um condutor externo, separados por um dielétrico. O condutor externo é circundado por uma camada isolante.

A conexão dos nós ao cabo exige técnicas especiais devido a impedância dos conectores.

A maioria dos sistemas em banda básica utilizam cabos com impedância característica de 50 ohm, ao invés de cabos de 75 ohm comumente utilizados nas transmissões de sinais de TV ou redes de banda larga. Os cabos coaxiais propiciam melhor imunidade a ruídos do que o par trançado.

Alcance máximo utilizando cabo coaxial: 1 a 2 km.

7.3 Fibras Óticas

A transmissão em fibra ótica é realizada pelo envio de um sinal de luz codificado, dentro de um domínio de frequência do infravermelho, 10^{14} a 10^{15} Hz, através de um cabo ótico.

As fontes emissoras de luz podem ser diodos emissores de luz ou lasers semicondutores.

Estes últimos são preferidos por serem mais eficientes em termos de potência e devido a sua menor largura espectral, que reduz os efeitos de dispersão cromática na fibra. Diodos emissores de luz (LED's) são, por outro lado, mais baratos, além de se acomodarem melhor à temperatura ambiente e terem um ciclo de vida maior do que o laser.

A fibra ótica possui algumas características físicas que tornam o seu emprego em ambientes como os de subestações e usinas extremamente vantajoso, tais como:

- É imune a interferências eletromagnéticas;
- Propicia o isolamento elétrico entre o transmissor e o receptor, eliminando os riscos de curto e transmissão de potenciais elevados à casa de controle;
- Apresenta atenuação independente da frequência, propiciando, assim, uma velocidade de transmissão bastante alta. Sob condições de laboratório podem ser obtidas velocidades de transmissão na ordem de gigabites por segundo. A composição da fibra é determinante na sua atenuação, que pode ser causada pela dispersão ou absorção da luz, provocada por impurezas no núcleo.

No caso das ligações multiponto existiam limitações com o uso de conectores tipo T para conexões dos nós à rede. Atualmente existe a disponibilidade de difusores óticos também conhecidos como estrela passiva, que corresponde fisicamente a um cilindro ou placa do mesmo material do núcleo, onde a luz proveniente de uma das fibras transmissoras é difundida neste meio e captada pelas demais fibras receptoras, equivalendo, portanto, a um barramento.

Uma desvantagem do uso da fibra ótica é o comprometimento da confiabilidade em relação ao par trançado e cabo coaxial em função das necessidades do uso de transceptores eletro-ótico e ótico-elétrico nas interfaces com os nós.

Atualmente, o alcance da comunicação por fibra ótica é de 80 km para a fibra monomodo e 15 km para a fibra multimodo.

8. ACESSO AO MEIO DE COMUNICAÇÃO

Os métodos de acesso podem ser divididos em dois grandes grupos: os métodos baseados em disputa do meio e os de acesso ordenado.

8.1 Métodos Baseados em Disputa

Nos métodos baseados em disputa, dois ou mais nós tentam transmitir ao mesmo tempo, provocando uma colisão, o que acarretará normalmente perda de mensagens. Nos métodos mais eficientes baseados em disputas como por exemplo CSMA/CD, as colisões são administradas usando-se processo de escuta do meio e geração de retardos aleatórios para nova tentativa de acesso. Os métodos por disputa, desde que o tráfego na rede seja compatível, são mais confiáveis por tornarem a rede completamente passiva em topologias como barramento.

Não existe determinismo nos métodos por disputa, o que pode limitar o seu uso em aplicações com tempos críticos de resposta, tais como proteção, além do uso de somente parte da capacidade de transmissão da rede para minimizar as colisões.

O método baseado em disputa mais utilizado é o CSMA/CD utilizado em topologia em barramento.

8.2 Métodos Baseados em Acesso Ordenado ao Meio

Vários métodos são baseados no acesso ordenado ao meio de comunicação, evitando o problema de colisão. os mais usuais são "Polling" (varredura), "Slot", e por passagem de permissão ("Token Passing").

Os métodos de acesso ordenado têm características determinísticas mas, por necessidade de elemento centralizado para gerenciar o tráfego da rede, são menos confiáveis que os métodos por disputa.

8.3 Protocolos de Acesso ao Meio

Existem vários padrões IEEE de protocolos de acesso ao meio de transmissão, entre os quais:

- **802.3:** - **CSMA/CD**, usado no sistema Ethernet da Xerox, onde cada estação escuta o meio antes de transmitir, e pode detectar colisões durante as transmissões. Em caso de choque de mensagens, todas as estações cessam a transmissão e esperam um intervalo diferente de tempo (aleatório) antes de nova tentativa. Esta técnica é chamada "não determinística", porque não garante que uma estação consiga transmitir sua mensagem em tempo delimitado, desde que, pelo menos em hipótese, as colisões possam se suceder indefinidamente. Na prática, se o meio não for super-utilizado, o retardo é tolerável em muitas aplicações (tipicamente, 100 microsegundos, para 30% de carga, em um canal de 10 Mbits/s);
- **802.4:** - Passagem de ficha/barra (token-bus"), onde uma ficha (mensagem especial) circula continuamente entre as estações ligadas a uma barra de acesso comum, formando um anel lógico.

Uma estação tem permissão de enviar dados somente após receber a ficha, e passa a ficha logo após terminar sua transmissão. Esta técnica é determinística, considerando-se que a ficha possuirá um tempo delimitado de circulação, e que cada estação usará sua vez também por tempo delimitado;

- **802.5:** - Passagem de ficha/anel físico ("token-ring), similar, em princípio, ao 802.4, com exceção do fato do anel ser físico. O protocolo difere do 802.4 por ser otimizado para a topologia em anel. Por exemplo, reconhecimento automático de mensagens e ajuste dinâmico de prioridade de acesso são possíveis.

Alguns critérios para a seleção destes protocolos são disponíveis. Estes protocolos são razoavelmente flexíveis e podem ser estendidos de modo a se adaptar a situações particulares. Como exemplos, tem-se a duplicação dos meios de comunicação para obtenção de tolerância a falhas, no protocolo 802.5.

Outras opções são:

- **"Polling":** - É geralmente usado em topologia em estrela, podendo também ser usado com topologia em barramento. As estações conectadas a rede só transmitem quando interrogadas pelo controlador da rede. Além da desvantagem da centralização, tem seu uso limitado a sistemas sem grandes compromissos com tempo de resposta ou com pequeno número de estações;

- **"Slot"**: - o espaço de comunicação é dividido em um número inteiro de pequenos lugares ("slots") que desde que vazios, podem ser usados para uma estação que deseje transmitir. Um dos problemas em relação ao "slot" é o tempo gasto, para dividir as mensagens variáveis em "Slots" de tamanho fixo, bem como na sua restituição. Uma das soluções seria aumentar o tamanho dos "Slots", porém com prejuízo da eficiência pois aumentaria o tempo de espera por um "Slot" vazio. Além da existência de elementos ativos (repetidores do anel), há necessidade da inicialização do processo, detecção de erro de bit que indica "Slot" vazio ou falha no esvaziamento, o que exige um elemento controlador centralizado.

A escolha do método de acesso a ser utilizado é determinante quanto aos aspectos de confiabilidade e tempo de resposta do sistema digital em rede.

9. USO DE PROTOCOLOS DE COMUNICAÇÃO PADRONIZADOS

De acordo com a definição constante do dicionário Aurélio, **“protocolo de comunicação é um conjunto de regras, padrões e especificações técnicas que regulam a transmissão de dados entre dois ou mais equipamentos por meio de programas específicos, permitindo a detecção e correção de erros”**. Redes locais, interligando vários processadores, funcionando de forma integrada, devem possuir um protocolo de comunicação de dados entre os processadores. Ao conjunto de protocolos de uma rede denomina-se Arquitetura de Protocolos.

Um processador só se integra a uma rede se o seu protocolo for compatível com o existente na rede. Este fato é de fundamental importância nas aplicações de sistemas digitais distribuídos para controle de processos de usinas e subestações, considerando-se que estas instalações são concebidas para implantação em etapas e a dependência de um só fabricante (normalmente aquele que forneceu a etapa de implantação) seria grandemente desvantajosa.

A arquitetura de protocolos específica de um determinado fabricante caracteriza redes denominadas Proprietárias. Quando estas arquiteturas obedecem a padrões que permitam a integração de dispositivos de diferentes fabricantes, caracterizam as chamadas redes ou sistemas abertos.

9.1 Protocolos de Linha

Em comunicação de dados, a troca efetiva de informação deve obedecer a uma seqüência lógica, normalmente padronizada. Podemos observar que estão envolvidas nessa transmissão as fases de estabelecimento, inicialização ou controle, tráfego propriamente dito e encerramento.

A sistematização dessas fases, bem como as características especiais da comunicação, é que define os chamados *protocolos de linha*.

Os protocolos de linha têm como funções básicas:

- endereçamento;
- estabelecimento de conexão;
- confirmação de recebimento;
- controle de erro;
- retransmissão;
- controle de fluxo.

Protocolos Orientados a Caracter

Protocolos orientados a caracter são aqueles em que as regras são baseadas em caracteres especiais com funções bem definidas.

Protocolos Orientados a Bit

São os protocolos em que, tanto no que se refere à informação, quanto aos controles, o tratamento é feito no nível de *bit*, não existindo "caracteres" especiais que designem funções especiais.

Os protocolos "orientados a *bit*" que apresentam uso mais freqüente são SDLC (*Synchronous Data Link Control*) e HDLC (*High Level Data Link Control*), ambos da IBM.

9.2 Aplicação de Protocolos em Sistemas Integrados

Com a utilização cada vez maior dos dispositivos eletrônicos inteligentes (IEDs), em lugar de uma grande quantidade de cabos em paralelo para conectar os diversos sinais do processo surgiram as interfaces seriais que, utilizando cabos de fibra ótica, podem

oferecer um alto desempenho na transmissão de dados e imunidade a interferências eletromagnéticas. Em substituição a um grande número de camadas paralelas de fiação e armários de interposição caros são agora utilizados alguns poucos cabos de fibra ótica.

Para atender aos requisitos de comunicação entre os diferentes IEDs, um grande número de protocolos de comunicação foi desenvolvido. Cada fabricante buscou uma solução que melhor se adequasse às suas necessidades. Como resultado, a interligação entre IEDs de fabricantes diferentes requeria o uso de conversores de protocolo ou *gateways*, os quais introduziam retardos e encareciam o sistema.

De modo a diminuir esta dificuldade, começaram, então, a ser utilizados protocolos que já haviam sido padronizados em aplicações na área industrial, como por exemplo: Profibus, LON, MVB, Modbus etc. Para aplicações em subestações ou usinas, porém, estes protocolos requeriam algumas adaptações.

Posteriormente, uma série de normas desenvolvidas pela IEC (International Electric Commission) e denominadas IEC 60870-5 formou a base para diversos protocolos específicos de alguns fabricantes, com desempenho e segurança de transmissão definidos. Entre estas normas, o protocolo IEC 60870-5-101:1995-11 forneceu uma padronização razoável para comunicação entre UTRs e os Centros de Controle (COS ou CORs), sendo hoje amplamente empregado.

Como uma evolução deste protocolo surgiu um novo padrão, o IEC 60870-5-104, o qual permitiu a comunicação entre redes LAN e WAN (Wide Area Network). Este padrão é baseado no uso do protocolo ETHERNET, com sistema de acesso ao meio TCP/IP, hoje o mais difundido internacionalmente no setor de redes de transmissão de dados.

Na área de comunicação serial entre dispositivos de proteção digital surgiu o protocolo IEC 60870-5-103, também hoje internacionalmente difundido, o qual é baseado na norma alemã VDEW. Este padrão, porém, tem se mostrado muito rígido, não se adequando mais aos requisitos de comunicação dos modernos relés [49].

Tornou-se, portanto, necessário desenvolver uma nova norma que fosse mais abrangente e compatível com todos os dispositivos dos diferentes fabricantes. Não só o barramento de dados da subestação ou usina seria contemplado por esta norma, mas também a conexão dos IEDs ao processo elétrico, com vistas à comunicação com os TCs e TPs óticos, com novos sensores não convencionais ou com outros dispositivos

digitais inteligentes eventualmente instalados nos próprios equipamentos principais, no futuro.

Atualmente, apenas soluções proprietárias estão implementadas para o barramento de dados da subestação. Alguns fabricantes utilizam o protocolo IEC 60870-5-103 para comunicação entre dispositivos de proteção e os protocolos IEC 60870-101 ou 104 para a comunicação com os centros de controle. Protocolos baseados na série de normas IEC 60870-5-10x estão sendo bastante difundidos. Nos Estados Unidos, porém, o protocolo mais utilizado é o DNP 3.0.

É importante esclarecer que o barramento de dados da subestação conecta os dispositivos do nível de vão com os dispositivos do nível da estação central, e é, portanto, o mais importante meio de comunicação com a tecnologia secundária (dispositivos de proteção e automação) nas subestações e usinas. Transformadores de corrente e tensão não convencionais dificilmente podem ser usados atualmente porque um barramento de dados padronizado ainda não está disponível, causando dificuldades nas expansões.

Hoje a situação é tal que praticamente apenas soluções proprietárias, específicas de alguns fabricantes, são implementadas para o barramento de dados da subestação ou usina. Para o futuro, espera-se que um novo padrão da série IEC 61850 venha a ser desenvolvido que possibilite conexão ao barramento de dados da subestação ou usina e ao processo elétrico. Este trabalho de padronização já está em progresso desde 1995 e está em vias de ser completado, podendo então ser adotado pelos principais fabricantes.

9.3 Principais Tipos de Protocolos de Comunicação

Entre os padrões que historicamente tiveram alguma importância, especialmente, na área de automação industrial, podemos citar:

9.3.1 O Padrão MAP

Na área de automação, uma iniciativa da General Motors, à qual aderiram os maiores fabricantes de equipamentos de computação industrial, especificou o MAP (Manufacturing Automation Protocol) que seguiu o modelo de referência OSI (Open System Interconnection), proposto pela ISO (International Standards Organization), que já tinha sido mundialmente aceito para a implementação de protocolo de comunicação entre computadores de grande porte, usados em aplicações empresariais.

O modelo de referência do MAP apresenta 7 camadas funcionais, baseadas no modelo OSI, sendo que, para as duas camadas inferiores (enlace de dados e física), mais ligadas ao hardware, foram adotados os padrões IEEE 802.X, especialmente projetados para redes locais.

Um dos objetivos do MAP foi a viabilização do CIM (Computer Integrated Manufacturing), permitindo a integração de controles dos processos industriais, desde o nível de chão de fábrica até os níveis mais altos de gerenciamento e planejamento da produção.

O conjunto de protocolos MAP resultou em uma estrutura bastante flexível, em troca de alguma perda em desempenho, porém apresentando custo total relativamente alto. Atualmente, sistemas baseados no MAP custam até 4 vezes mais que alguns sistemas proprietários típicos. Entre outras razões, isto é causado pela intenção do MAP de fazer todas as coisas para todas as pessoas, ou seja, tentar resolver todos os problemas dentro de um aspecto muito vasto. O MAP usa a técnica de transmissão banda larga, que utiliza o mesmo meio empregado em transmissão de televisão por cabo (CATV), e tem baixo custo nos EUA. A transmissão em banda larga, foi selecionada em virtude de sua alta imunidade a ruídos (comuns em ambientes industriais) e de sua capacidade de suportar várias redes, usando portadoras diversas, em um mesmo meio.

9.3.2 Opção MAP-EPA

O objetivo da opção MAP-EPA (EPA = Enhanced Performance Architecture) foi fornecer um subconjunto dos serviços usuais do MAP, comprometendo parte de sua funcionalidade, mas oferecendo tempos de resposta mais rápidos e um custo menor.

Suas características principais são: "número máximo de estações: 32; comprimento: até 1 quilômetro; velocidade de transmissão: 5 Mbps; tamanho de mensagem: 16 a 200 bytes; controle de acesso ao meio: IEEE 802.4 ("token-bus"); técnica de transmissão - banda básica; e protocolo - IEEE 802.4.

O subpadrão MAP-EPA permite, através de "gateways" que implementam os dois conjuntos de protocolos MAP e EPA, a interligação de estações conectadas a uma sub-rede com estações fora da mesma. Neste caso, todos os níveis normais do MAP são disponíveis.

9.3.3. Opção MINI-MAP

Para estações necessitando somente de interligação com outras estações na mesma sub-rede, uma arquitetura simplificada denominada MINI-MAP, englobando somente a opção EPA, foi definida. A arquitetura também suporta estações passivas, as quais não participam do protocolo de passagem de permissão ("Token-bus"), mas podem responder a inquirições vindas da estação possuidora da ficha.

Um subconjunto dos protocolos denominado MINI-MAP, é direcionado ao controle de processos industriais sem o envolvimento de vários níveis hierárquicos.

9.3.4 O Sistema Field Bus

Nos sistemas digitais para controle industrial distribuído a comunicação entre os equipamentos de maior porte é feita através de redes locais. Entre os de menor porte ou seja: transdutores, atuadores, CPLs, controladores "single" e multi "loop", a comunicação ainda é feita de modo analógico, sob a forma de um sinal do tipo 4 a 20 mA, zero a 5 V etc. Este padrão tem sido reconhecido pela indústria há vários anos e permite configurar sistemas e substituir equipamentos livremente, independentemente do fabricante. Tais sistemas no entanto não atendem mais às necessidades dos transdutores, atuadores ou equipamentos controladores mais avançados com inteligência baseada em microprocessadores.

Para preencher as necessidades anteriores foi desenvolvido o "Field-Bus". De acordo com a sua definição, o "Field-Bus" é um elo de comunicação serial e digital entre os equipamentos de automação primários, localizados junto ao processo, e o nível de controle imediatamente superior. São considerados equipamentos primários de automação, aqueles que têm contato direto com o processo, tais como transdutores de temperatura, pressão, corrente, tensão, sensores de posição de chaves indicando estados do processo, válvulas motorizadas, controladores de motores, etc.

Os requisitos apresentados a seguir são típicos nas diversas propostas apresentadas por grupos e pelas companhias internacionais IEC, PROWAY, INTEL e BITNET: baixo custo; resposta em tempo real previsível e uniforme (5-10 ms); meio físico: par trançado, com opção de fibra ótica; velocidade de transmissão - 60 Kbps a 2 Mbps; número de componentes - 250, aproximadamente; e comprimento - desde alguns metros até 10 quilômetros.

Uma característica relevante da proposta é a intenção de padronizar a interface das camadas da aplicação e apresentação (equivalentes às mesmas propostas nas recomendações OSI-ISO). Isto visa a permitir um interfaceamento padronizado ao nível de programação das aplicações entre componentes típicos, pertencentes a uma mesma classe. Para isto, os formatos e o significado dos dados típicos, armazenados, enviados ou recebidos pelos dispositivos, devem ser levados em conta.

9.3.5 FDDI / Fibra Ótica

Os custos da tecnologia de fibra ótica vêm caindo significativamente, em relação à tecnologia convencional. Embora muito desenvolvimento ainda seja necessário para o aproveitamento total de sua capacidade potencial de banda (91 gigabit/s), a tecnologia já é bastante usada em telecomunicações e está rapidamente sendo aplicada na área industrial e no setor elétrico.

Uma alternativa que foi desenvolvida dentro do comitê ANSI X37 9.5 é o padrão FDDI ("Fiber Distributed Data Interface"), com as seguintes características: taxa de transmissão - 100 Mbits/s; controle de acesso - IEEE 802.5 (passagem de permissão); topologia - anel físico duplicado com chaves *by-pass* e número máximo de nós: 1024 por sub-rede.

9.4 O Surgimento de Protocolos Padronizados

Para atender aos requisitos de comunicação entre os diferentes IEDs, um grande número de protocolos de comunicação foi desenvolvido. Cada fabricante buscou uma solução que melhor se adequasse às suas necessidades. Como resultado, a interligação entre IEDs de fabricantes diferentes requeria o uso de conversores de protocolo ou *gateways*, os quais introduziam retardos e encareciam o sistema.

De modo a diminuir esta dificuldade começaram, então, a ser utilizados protocolos que já haviam sido padronizados em aplicações na área industrial, como por exemplo: Profibus, LON, MVB, Modbus etc. Para aplicações em subestações ou usinas, porém, estes protocolos requeriam algumas adaptações.

O Modelo OSI de 7 Camadas:

Para atender à necessidade de criação de um protocolo que permitisse a comunicação entre redes de computadores diferentes foi desenvolvido pelo ISO (International Standards Organization) um modelo de 7 camadas destinado a servir de referência para o desenvolvimento de protocolos padronizados. Tomou o nome de modelo OSI

(Open System Interconnection). As 7 camadas que formam o modelo OSI estão indicadas na Figura A1.20 e são as seguintes:

Camada Física: - define as características físicas (nível de tensão, corrente, dispositivos de conexão etc.) e é responsável pelo envio de bits para o meio físico. Como exemplos de padrões relacionados com a camada física temos o padrão EIA-232 (anteriormente denominado RS-232), que permite comunicação até 15 metros e o padrão EIA-485 (também conhecido como RS-485), que pode alcançar 1200 metros com 32 equipamentos no barramento.

Camada de Enlace: - é responsável pelo desmembramento em bits para a camada física e pelo controle e detecção de erros. Estabelece o início da mensagem e o seu comprimento. Indica o destinatário e o remetente da mensagem. Uma característica desta camada é habilitar a transmissão dos *frames* (pacotes). Esta camada requer a confirmação dos dados enviados. Se uma confirmação não é recebida, o dado é enviado novamente.

Camada de Rede: - reconhece a topologia e distribuição da rede, bem como os equipamento de origem e destino e faz o roteamento da informação.

Camada de Transporte: - Fornece os meios para que os nós local e remoto possam trocar dados. Mantém e termina a comunicação entre duas máquinas. Comprova se os dados enviados coincidem com os recebidos.

Camada de Sessão: - É responsável pelo estabelecimento da conexão entre os dois IEDs que estão se comunicando. Controla o diálogo entre as aplicações locais e remotas. Agrupa dados em blocos e os marca após envio. Assim, se a mensagem for longa e a comunicação tiver sido perdida depois que parte dos blocos foi enviada, será possível recomeçar a transmissão a partir do ponto em que foi perdida,

Camada de Apresentação: - converte os dados da aplicação em um formato comum à rede.

Camada de Aplicação: - é a camada que é visível ao usuário. Corresponde aos programas que estiverem sendo utilizados e para os quais as diversas camadas da comunicação são transparentes.

Modelo das Sete Camadas - OSI

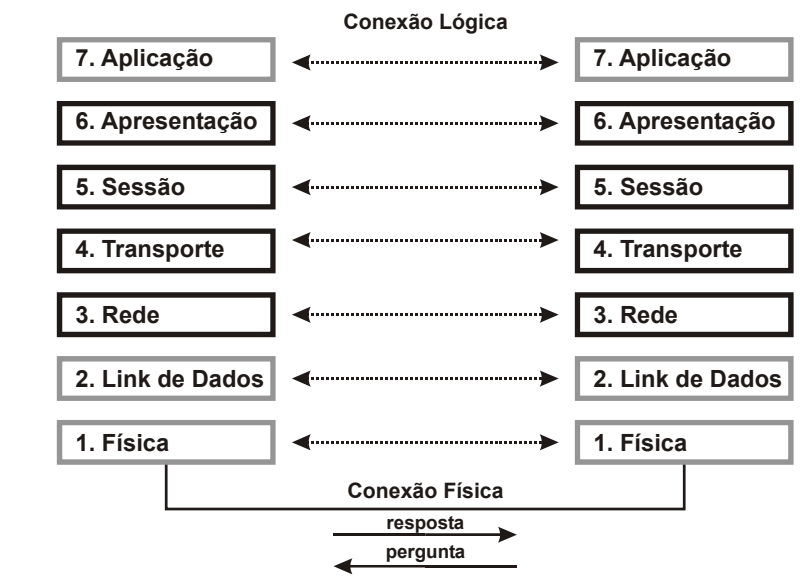


Figura A1.20 – Modelo OSI de 7 Camadas

A partir do modelo OSI, uma série de normas desenvolvidas pela IEC (International Electric Commission) e denominadas IEC 60870-5 formou a base para diversos protocolos específicos de alguns fabricantes, com desempenho e segurança de transmissão definidos. Entre estas normas, o protocolo IEC 60870-5-101:1995-11 forneceu uma padronização razoável para comunicação entre UTRs e os Centros de Controle (COS ou CORs), sendo hoje amplamente empregado.

Como uma evolução deste protocolo surgiu um novo padrão, o IEC 60870-5-104, o qual permitiu a comunicação entre redes LAN e WAN (Wide Area Network). Este padrão é baseado no uso do protocolo ETHERNET, com sistema de acesso ao meio TCP/IP, hoje o mais difundido internacionalmente no setor de redes de transmissão de dados.

Na área de comunicação serial entre dispositivos de proteção digital surgiu o protocolo IEC 60870-5-103, também hoje internacionalmente difundido, o qual é baseado na norma alemã VDEW. Este padrão, porém, tem se mostrado muito rígido, não se adequando mais aos requisitos de comunicação dos modernos relés.

Tornou-se, portanto, necessário desenvolver uma nova norma que fosse mais abrangente e compatível com todos os dispositivos dos diferentes fabricantes. Não só o barramento de dados da subestação ou usina seria contemplado por esta norma, mas também a conexão dos IEDs ao processo, com vistas à comunicação com os TCs e

TPs óticos, com novos sensores não convencionais ou com outros dispositivos digitais inteligentes eventualmente instalados nos próprios equipamentos principais, no futuro.

Atualmente, apenas soluções proprietárias são implementadas para o barramento de dados da subestação. Alguns fabricantes utilizam o protocolo IEC 60870-5-103 para comunicação entre dispositivos de proteção e os protocolos IEC 60870-101 ou 104 para a comunicação com os centros de controle. Protocolos baseados na série de normas IEC 60870-5-10X estão sendo bastante difundidos. Nos Estados Unidos, porém, o protocolo mais utilizado é o DNP 3.0.

Um protocolo mais abrangente, denominado UCA (*Utility Communication Architecture*), teve seu desenvolvimento iniciado no início da década de 1990. Este protocolo era destinado à área industrial. Uma versão aplicada a subestações e completada em 1995, passou a se chamar UCA 2.0. Atualmente, um novo padrão, denominado IEC 61850 e que mantém muitos dos conceitos do protocolo UCA 2.0, teve sua documentação aprovada em junho de 2004. Este protocolo é considerado a solução para os problemas de comunicação entre IEDs em subestações ou usinas.

Apesar de ser extremamente poderosa, esta nova geração de padrões não define uma solução completa. É, na verdade, uma ferramenta de *software*. Portanto, o protocolo que efetivamente será utilizado deverá ser adaptado a cada caso particular, requerendo grande esforço de engenharia. [62].

9.5 Comparação Entre os Protocolos IEC 60870-5-104 e IEC 61850

Como se pode verificar na tabela abaixo, as duas normas acima usam a mesma tecnologia para a transmissão de dados, baseada no padrão ETHERNET, com comportamento de transmissão quase determinístico. Embora o padrão ETHERNET tenha sido desenvolvido há mais de 25 anos, pela Xerox em Stamford, Connecticut, USA, continua amplamente utilizado. Esta tecnologia permite o seu uso com topologias de rede tipo estrela ou anel e cabos de cobre (par trançado e blindado) ou fibra ótica.

Adicionalmente, a inter-operabilidade paralela dos padrões IEC 60870-5-104 e IEC 61850 sobre o mesmo meio de comunicação representa um benefício adicional para a migração de configurações de sistemas existentes para as futuras soluções baseadas no IEC 61850 [53].

Uma diferença importante entre estas duas normas reside no modelo de dados. O IEC 60870-5-104 utiliza um conceito orientado a sinais. Isto é, cada mensagem representa um ponto de dado. Já a norma IEC 61850 é estruturada de modo multi-hierárquico, a partir de objetos que correspondem aos equipamentos primários (transformador, gerador, vão de linha etc.).

Algumas características destes dois protocolos e definidas pelas normas de mesmo nome são comparadas na Tabela A1.1 a seguir.

Deve-se considerar que uma subestação moderna possui hoje diversos equipamentos digitais adquiridos em diferentes épocas e com ciclos de vida útil distintos. Consequentemente, na maior parte dos casos, ocorre uma renovação parcial destes equipamentos. Portanto, a interação do barramento de dados com as conexões de comunicação existentes é muito importante. Para isto, deve-se utilizar os mesmos formatos de dados existentes ou implementar uma conversão de formatos, procurando-se simplificar e padronizar as mensagens tanto quanto possível.

Tabela A1.1 – Comparação Entre os Protocolos IEC 60870-5-104 e IEC 61850

NORMA E CARACTERÍSTICA	IEC 60870-5-104	IEC 61850
Tipo de rede:	ETHERNET com 10Mbits/s	ETHERNET com 100 Mbits/s
Base de comunicação:	TCP/IP	TCP/IP
Modelo de dados:	Orientado a sinais	Orientado a objetos
Complexidade das Mensagens	baixa	média a grande
Disponibilidade de Norma	desde início de 2001	desde junho de 2004
Equipamentos disponíveis	desde metade de 2001	provável a partir da segunda metade de 2004
Possibilidades de aplicação	sistemas novos e modernização	sistemas novos e modernização

10. REQUISITOS DE SINCRONIZAÇÃO

Um requisito bastante particular que surge, quando a tecnologia digital é aplicada no setor elétrico, é o alto grau de precisão requerida para o sincronismo entre amostras, tomadas em pontos fisicamente separados dentro da instalação.

Por exemplo, sistemas de proteção de barra requerem o processamento da informação gerada por vários sensores de tensão e corrente, associados a pontos fisicamente distribuídos pela subestação. O requisito especial de sincronismo das amostragens se torna obrigatório, de modo que os algoritmos tenham entradas consistentes e tomem decisões corretas.

Um problema similar acontece na amostragem de eventos necessários à análise de perturbações. A cada conjunto de amostras, tomadas em pontos diferentes da instalação, deve ser precisamente associada uma marcação de tempo, referenciada a uma base de tempo comum. A resolução da referência de tempo deve ser da ordem de 1 ms, de modo a permitir uma correlação precisa entre os eventos causadores da perturbação.

O objetivo deste item é apresentar e discutir algumas técnicas para a obtenção do sincronismo temporal em sistemas de computação.

10.1 Protocolos Inerentemente Síncronos

Um exemplo, já padronizado, é o de passagem de ficha, o qual se baseia no envio de uma mensagem simbolizando a permissão de uso do canal (a ficha), entre estações interligadas na forma de um anel. Se cada estação do anel ocupar o canal por um mesmo intervalo prefixado de tempo, uma referência global de tempo, derivada e disponível localmente em cada estação, pode ser imediatamente obtida. As amostras podem ser adquiridas e dados e comandos podem ser transmitidos em sincronismo com este padrão de tempo. Um cuidadoso escalonamento no tempo das amostragens e transmissões permite as estações coletarem conjuntos de dados consistentes (sincronizados) para executarem os algoritmos específicos da aplicação.

Este protocolo pode ser implementado sobre uma rede em anel físico (IEEE 802.5), ou lógico (IEEE 802.4), o que permite o uso de barras seriais e topologias tipo estrela. Em qualquer caso, uma falha ou evento que altere a estrutura do anel (perda da ficha, falha, ou retorno de estação) poderá implicar na perda temporária do controle da comunicação. Um procedimento complexo e demorado é necessário para a recuperação do anel. Para evitar a perda total de comunicação na ocorrência de certos tipos de falha, o anel deve ser replicado e mecanismos de "by-pass" devem ser usados.

10.2 TDMA - Time Division Multiple Access

Nesta técnica bastante usada em telefonia e comunicação via satélites, cada estação usa uma fração prefixada de tempo, dentro de um ciclo periódico de operação, para transmitir suas mensagens. Este modo cíclico de operação permite, como na técnica anterior, a obtenção de um sincronismo inerente dentro do sistema. Em aplicações de uso geral, a técnica apresenta baixa eficiência de ocupação do canal, uma vez que o tempo de transmissão é gasto, mesmo que nenhuma mensagem precise ser transmitida. Contudo, isto não é um problema em uma aplicação dedicada, onde o tráfego de informação não seja muito alto e onde o sincronismo inerente seja uma vantagem.

Um problema de confiabilidade se coloca devido ao ponto único de falha representado pela estação geradora do sincronismo. Isto pode ser contornado construindo-a de forma a ser inerentemente confiável, ou pela alocação de outra estação para substituí-la em caso de falha, operando em esquema de "hot-stand-by", por exemplo.

A técnica de varredura com controle central ("central control polling"), bastante usada na área de controle, possui características similares neste contexto. Contudo, as mensagens usadas para a varredura podem representar um "overhead" significativo, além de introduzirem uma fonte adicional de imprecisão temporal. O uso de um canal especial "fora de banda", possível em canais banda larga ("broadband") pode reduzir estes problemas, embora seja de difícil realização se o meio usado for fibra ótica.

10.3 Relógios Independentes

Este mecanismo se baseia na estabilidade e precisão dos osciladores a cristal de quartzo, comumente usados como geradores de referência de tempo em sistemas digitais. A períodos relativamente espaçados, as estações do sistema trocam entre si os valores de seus relógios e usam o conjunto total de valores armazenados para, através de um algoritmo de média, obter um único valor para seus relógios. Os ajustes são feitos durante o período posterior à sincronização, de modo a não provocar saltos nos relógios.

O algoritmo de sincronização é totalmente distribuído e, assim bastante confiável, praticamente imune a falhas (tipo perda de um processador) durante a execução do protocolo. A defasagem máxima entre os relógios, que se obtém para uma rede com taxa de transmissão de 10 Mbps, está na faixa de 100 a 1000 microssegundos. A referência de tempo obtida é usada como na opção anteriormente descrita.