

MARCOS FONSECA MENDES

PROPOSTA DE METODOLOGIA E DE MODELO PARA
MODERNIZAÇÕES DE SISTEMAS DE AUTOMAÇÃO DE
UNIDADES GERADORAS HIDRÁULICAS DE GRANDE PORTE

São Paulo
2011

MARCOS FONSECA MENDES

PROPOSTA DE METODOLOGIA E DE MODELO PARA
MODERNIZAÇÕES DE SISTEMAS DE AUTOMAÇÃO DE
UNIDADES GERADORAS HIDRÁULICAS DE GRANDE PORTE

Tese apresentada à Escola Politécnica
da Universidade de São Paulo para
obtenção do título de Doutor em Ciências
no Programa de Engenharia Elétrica

São Paulo
2011

MARCOS FONSECA MENDES

PROPOSTA DE METODOLOGIA E DE MODELO PARA
MODERNIZAÇÕES DE SISTEMAS DE AUTOMAÇÃO DE
UNIDADES GERADORAS HIDRÁULICAS DE GRANDE PORTE

Tese apresentada à Escola Politécnica
da Universidade de São Paulo para
obtenção do título de Doutor em Ciências
no Programa de Engenharia Elétrica

Área de Concentração:
Sistemas de Potência

Orientador: Prof. Doutor
José Antonio Jardini

São Paulo
2011

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

São Paulo, 13 de junho de 2011.

Assinatura do autor: _____

Assinatura do orientador: _____

FICHA CATALOGRÁFICA

Mendes, Marcos Fonseca

Proposta de metodologia e de modelo para modernizações de sistemas de automação de unidades geradoras hidráulicas de grande porte / M.F. Mendes. – ed. rev. – São Paulo, 2011.

259 p.

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

1. Usinas hidrelétricas (Automação) 2. Geração de energia elétrica (Automação) 3. Evolução tecnológica 4. Substituição de equipamentos
I. Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas II. t.

À minha mãe, Neréa, com amor e gratidão...

Agradecimentos

À Itaipu Binacional, pelo incentivo e apoio (sem o qual este trabalho não seria realizado), e ao Eng. Ricardo César Pamplona, pela confiança depositada e por transformar o projeto em realidade.

À Universidade Estadual do Oeste do Paraná (UNIOESTE), pela oportunidade de aperfeiçoamento através do “Plano de Qualificação Docente”, e ao Prof. Elídio de Carvalho Lobão e à Sra. Rosineide Dias de Oliveira, pela ajuda no processo.

À Universidade de São Paulo (USP), por manter o programa de pós-graduação e pela oportunidade de estudar nessa conceituada instituição.

Ao Prof. José Antonio Jardini, pela confiança e orientação. Aos professores da “fase de créditos”, pelos ensinamentos, especialmente ao Prof. Clóvis Goldemberg, exemplo de dedicação ao ensino e paixão pela Engenharia Elétrica. Aos membros das bancas examinadoras, pelas participações, críticas e sugestões, especialmente aos professores: José Sidnei Colombo Martini e Luiz Carlos Magrini.

Aos profissionais e empresas do setor elétrico que colaboraram com a pesquisa de campo direta ou indiretamente.

Às amigas Cláudia, Dani, Patrícia e Renata e aos colegas de curso Ricardo Bechara e Stéfano Gualtieri, que contribuíram para que a minha estada em São Paulo fosse a melhor possível. Ao Maurício Jardini, pelo apoio e cordialidade durante a minha permanência na USP.

Por último, mas não menos importante: à Elione, pelo apoio e carinho.

Resumo

A geração de energia elétrica é importante para todos os ramos de atividades econômicas e tem demanda crescente. Isso implica constantes melhorias dos sistemas secundários, entre eles os sistemas de automação, que evoluíram muito nos últimos anos. Em várias usinas hidrelétricas esses sistemas estão obsoletos e apresentam outros problemas, portanto, carecem de atualizações tecnológicas. O objetivo desta tese é responder às principais questões relacionadas às modernizações dos sistemas de automação de unidades geradoras hidráulicas de grande porte: por que, quando e como modernizá-los? Para isso, foram estudados a evolução desses sistemas, o estado da arte, as modernizações já realizadas e planejadas. Os dados foram obtidos da bibliografia e diretamente de especialistas, através de pesquisa de campo envolvendo as principais concessionárias brasileiras. Baseando-se nos estudos, foram elaborados critérios para tomar a decisão por modernizar, foram escolhidas a forma de modernização e de realização mais adequadas para grandes usinas e foi criado um modelo de sistema de automação usando o estado da arte. Esse modelo é totalmente digital, utiliza uma única rede de comunicação em todos os níveis (incluindo o controle central), é “à prova de futuro” e fundamenta-se na norma IEC 61850. Todos os componentes e características do sistema foram examinados. Por fim, foi proposto um método para especificação e projeto do novo sistema incluindo todas as etapas. Concluiu-se que, um conjunto de indicadores quantitativos pode decidir a necessidade de modernização dos sistemas de automação de grandes unidades geradoras e, tomada a decisão por modernizar, a melhor solução é a substituição total de uma só vez (uma parada) usando o modelo criado. Os métodos e o sistema propostos podem ser usados como referências no setor elétrico para facilitar as atualizações tecnológicas e garantir resultados efetivos uniformes, com longo tempo de vida e independência dos fornecedores.

Palavras-chave: Sistemas de Automação Elétrica. Modernizações. Atualizações Tecnológicas. Usinas Hidrelétricas. Norma IEC 61850.

Abstract

The generation of electricity is important to all branches of economic activities and faces a growing demand. This implies constant improvements of the secondary systems, including the automation systems, which have evolved a great deal in recent years. At several hydroelectric power plants these systems are obsolete and present other problems, therefore, technological upgrades are required. The objective of this thesis is to answer the key questions related to the modernizations of automation systems of large hydraulic generating units: why, when and how to modernize them? To this effect, studies were undertaken about the evolution of these systems, the state of the art, the modernizations already introduced and those planned. The data were obtained from the bibliography and directly from experts, through a field survey involving the major Brazilian utilities. Based on these studies, criteria to support the modernization decision were developed, the most suitable manner of modernization and of its implementation in large power plants were chosen and an automation system model using state of the art was created. This model is fully digital, uses only one communication network at all levels (including the central control), is “future proof” and is based on the IEC 61850 standard. All components and features of the system were examined. Finally, a method including all stages for specification and design of the new system was proposed. It was concluded that, a set of quantitative indicators can decide the need for modernization of the automation systems of large generating units and, once the decision to modernize is taken, the best solution is the total replacement during a single unit shut-down using the model created. The methods and system proposed can be used as references in the electricity sector to facilitate the technological upgrades and to ensure effective uniform results, with the prospect of a long service life and independence from the suppliers.

Keywords: Power Generation Automation Systems. Modernizations. Technological Upgrades. Hydroelectric Power Plants. IEC 61850 Standard.

Lista de Siglas

ACSI	<i>Abstract Communication Service Interface</i> (Interface de Serviço de Comunicação Abstrata)
AHP	<i>Analytic Hierarchy Process</i>
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CAG	Controle Automático de Geração
CAT	Controle Automático de Tensão
CIGRÉ	<i>Conseil International des Grands Réseaux Électriques</i>
CID	<i>Configured IED Description</i>
CLP	Controlador Lógico Programável
COR	Centro de Operação do Regional
COS	Centro de Operação do Sistema
DF	Dispositivo Físico (<i>Physical Device</i>)
DL	Dispositivo Lógico (<i>Logical Device</i>)
DNP	<i>Distributed Network Protocol</i>
EMS	<i>Energy Management System</i> (Sistema de Gerenciamento de Energia)
EPRI	<i>Electrical Power Research Institute</i>
FC	<i>Functional Constraint</i> (Restrição Funcional)
FMEA	<i>Failure Mode and Effect Analysis</i> (Análise do Tipo e Efeito de Falha)
GAPC	<i>Generic Automatic Process Control</i>
GGIO	<i>Generic process Input/Output</i>
GOMSFE	<i>Generic Object Models for Substation and Feeder Equipment</i> (Modelos de Objetos Genéricos para Equipamentos de Subestações e Alimentadores)
GOOSE	<i>Generic Object Oriented Substation Event</i> (Evento de Subestação Orientado por Objeto Genérico)
GPS	<i>Global Positioning System</i> (Sistema de Posicionamento Global)
GSE	<i>Generic Substation Event</i> (Evento de Subestação Genérico)
GSSE	<i>Generic Substation State Events</i> (Evento de Estado de Subestação Genérico)

ICD	<i>IED Capability Description</i>
IDS	<i>Intrusion Detection System</i> (Sistema para Detecção de Intrusos)
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
IED	<i>Intelligent Electronic Device</i> (Dispositivo Eletrônico Inteligente)
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronic Engineers</i>
IHM	Interface Humano-Máquina
IP	<i>Internet Protocol</i>
IRIG	<i>Inter-Range Instrumentation Group</i>
ISO	<i>International Standards Organization</i>
LAN	<i>Local Area Network</i> (Rede de Área Local)
MAC	<i>Media Access Control</i>
MICS	<i>Model Implementation Conformance Statement</i>
MTBF	<i>Mean Time Between Failures</i> (Tempo Médio Entre Falhas)
MTTR	<i>Mean Time To Repair</i> (Tempo Médio Para Reparo)
MU	<i>Merging Unit</i> (Unidade Concentradora)
NL	Nó Lógico (<i>Logical Node</i>)
NTP	<i>Network Time Protocol</i>
OSI	<i>Open Systems Interconnection</i>
PFE	Período de Funcionamento Experimental
PICS	<i>Protocol Implementation Conformance Statement</i>
PIXIT	<i>Protocol Implementation Extra Information for Testing</i>
PRP	<i>Parallel Redundancy Protocol</i>
PTP	<i>Precision Time Protocol</i>
RS	<i>Recommended Standard</i>
SCADA	<i>Supervisory Control and Data Acquisition</i> (Aquisição de Dados e Controle Supervisório)
SCD	<i>Substation Configuration Description</i>
SCL	<i>Substation Configuration description Language</i>
SCSM	<i>Specific Communication Service Mapping</i> (Mapeamento de Serviço de Comunicação Específico)
SNMP	<i>Simple Network Management Protocol</i>
Sntp	<i>Simple Network Time Protocol</i>
SSD	<i>System Specification Description</i>

TAC	Teste de Aceitação em Campo
TAF	Teste de Aceitação em Fábrica
TC	Transformador de Corrente
TCP	<i>Transmission Control Protocol</i>
TINC	Transformador de Instrumentação Não Convencional
TP	Transformador de Potencial
UAC	Unidade de Aquisição e Controle
UCA	<i>Utility Communications Architecture</i>
UDP	<i>User Datagram Protocol</i>
UHI	Usina Hidrelétrica de Itaipu
UTC	<i>Universal Time Coordinated</i> (Tempo Universal Coordenado)
UTR	Unidade Terminal Remota
VLAN	<i>Virtual Local Area Network</i> (Rede de Área Local Virtual)
XML	<i>Extended Mark-up Language</i>

Lista de Figuras

2.1	Usina Hidrelétrica de Itaipu - vista panorâmica	10
2.2	Usina Hidrelétrica de Itaipu - corte da barragem e casa de força	11
2.3	Usina Hidrelétrica de Itaipu - conjunto turbina-gerador	12
2.4	Níveis do sistema de automação elétrica	16
2.5	Estados operacionais de unidades geradoras de energia elétrica	27
2.6	Sistema SCADA simplificado	33
2.7	Modelo de referência OSI	43
3.1	Modelo conceitual de classes	80
3.2	Estrutura de referências aos objetos	83
3.3	Interfaces lógicas de comunicação	84
3.4	Transmissão cíclica de mensagens e repetições	89
3.5	Transmissão de valores amostrados entre dispositivos	90
3.6	Etiqueta de prioridade e rede virtual	91
3.7	Mapeamentos das comunicações no modelo OSI	92
3.8	Unidade concentradora (MU - <i>merging unit</i>)	100
4.1	Ciclo de vida de usinas hidrelétricas	111
4.2	Estados do componente ou sistema	116
4.3	Motivos para modernizar (normalizado)	125
4.4	Características dos fornecimentos	127
4.5	Protocolos selecionados para futuras modernizações	129
4.6	Medidas de segurança das futuras modernizações	131
4.7	Dificuldades para futuras modernizações (normalizado)	133
4.8	Curva da banheira	139
5.1	Arquitetura básica do sistema na unidade geradora	200
5.2	Arquitetura básica do sistema no centro de controle (na usina)	202
5.3	Geração e transferência de arquivos de definições e configurações	209
5.4	Método para especificação e projeto aplicado a modernizações	228

Lista de Tabelas

4.1	Pontuações para os problemas e oportunidades	137
4.2	Resumo dos problemas que indicam necessidade de modernização	152
4.3	Resumo das oportunidades que sugerem modernização	153

Sumário

1	Introdução	1
1.1	Tema	1
1.2	Objetivos	2
1.3	Justificativas e Motivações	3
1.4	Metodologia e Procedimentos	5
1.5	Estrutura da Tese	6
2	Automação de Unidades Geradoras de Energia Elétrica	8
2.1	Introdução	8
2.2	Usinas Hidrelétricas	10
2.3	Conceitos e Definições	13
2.3.1	Sistemas Primário e Secundário	14
2.3.2	Níveis do Sistema de Automação	14
2.3.3	Modos de Operação das Unidades Geradoras	19
2.4	Dados do Processo	20
2.4.1	Aquisição de Dados	21
2.4.2	Medição Fasorial Sincronizada	23
2.4.3	Registro de Eventos e de Medidas	23
2.5	Funções de Supervisão e Comando	24
2.5.1	Interfaces Humano-Máquina	24
2.5.2	Alarmes	24
2.5.3	Comandos	25
2.6	Funções Lógicas	26
2.6.1	Estados Operacionais de Unidades Geradoras	26
2.6.2	Automatismos e Intertravamentos	26
2.6.3	Sequências de Partida e Parada	28
2.7	Funções de Controle	28
2.7.1	Regulação de Velocidade	29

2.7.2	Regulação de Tensão	30
2.8	Outras Funções	30
2.8.1	Sincronização	31
2.8.2	Controle do Vertedouro	31
2.9	Funções SCADA e EMS	32
2.9.1	SCADA	32
2.9.2	EMS	34
2.10	Engenharia de Confiabilidade	35
2.10.1	Conceitos e Definições	35
2.10.2	Redundância	38
2.10.3	Automonitoramento	39
2.11	Comunicação e Sincronismo de Tempo	40
2.11.1	Redes de Comunicação	40
2.11.2	Segurança de Redes	44
2.11.3	Sincronismo de Tempo	44
2.12	Evolução da Automação Elétrica	47
2.12.1	1ª Geração - Sistemas Convencionais	49
2.12.2	2ª Geração - Sistemas Numéricos	49
2.12.3	3ª Geração - Sistemas Modernos	55
2.12.4	Análise Crítica	59
2.13	Considerações Finais	67
3	Norma IEC 61850: Visão Geral	68
3.1	Introdução	68
3.2	Padronização e Normatização	73
3.3	Protocolos de Comunicação	75
3.4	Fundamentos da Norma	77
3.4.1	Modelos de Objetos	78
3.4.2	Serviços de Comunicação	84
3.4.3	Linguagem de Descrição e Configuração	93
3.5	Características Marcantes da Norma	95
3.5.1	Interoperabilidade	95
3.5.2	Prova de Futuro	96
3.5.3	Rede de Processo	98
3.5.4	Automação Distribuída	103
3.5.5	Formalização	103
3.5.6	Ferramentas	104

3.6	Aspectos Práticos e Desafios	105
3.7	Considerações Finais	107
4	Modernizações	110
4.1	Introdução	110
4.2	Motivação	112
4.3	Conceitos e Definições	114
4.3.1	Vida Útil	114
4.3.2	Estados do Componente ou do Sistema	115
4.3.3	Obsolescência	115
4.3.4	Restauração	117
4.3.5	Reforma	117
4.3.6	Modernização	118
4.3.7	Substituição	119
4.3.8	Extensão da Instalação	120
4.3.9	Repotenciação	120
4.4	Modernizações já Realizadas e Planejamentos	121
4.5	Panorama Brasileiro	123
4.5.1	Empresas Colaboradoras	123
4.5.2	Motivos	124
4.5.3	Abrangência e Fornecimento	126
4.5.4	Arquitetura e Características Técnicas	128
4.5.5	Segurança	131
4.5.6	Realização	132
4.5.7	Dificuldades	133
4.6	Tomada de Decisão	135
4.6.1	Riscos	137
4.6.2	Manutenção	138
4.6.3	Operação	146
4.6.4	Tabulação	151
4.7	Formas de Modernização	154
4.7.1	Parcial	154
4.7.2	Total	156
4.8	Formas de Realização	158
4.8.1	Gradual	158
4.8.2	De Uma Vez	159
4.9	Planejamento	162

4.9.1	Princípios	162
4.9.2	Realização	163
4.9.3	Recursos Humanos	164
4.10	Considerações Finais	165
5	Sistema Proposto	167
5.1	Introdução	167
5.2	Diretrizes	168
5.2.1	Sistema Aberto	170
5.2.2	Interoperabilidade	171
5.2.3	Padronização	171
5.2.4	Dispositivos Utilizados	172
5.3	Requisitos	173
5.3.1	Funcionais	173
5.3.2	Distribuição de Funções	174
5.3.3	Desempenho	176
5.3.4	Confiabilidade	176
5.3.5	Interfaces Humano-Máquina	180
5.4	Restrições	181
5.5	Modelagem	184
5.5.1	Escolha e Definição dos Nós Lógicos	185
5.5.2	Alocação dos Nós Lógicos	186
5.6	Arquitetura do Sistema	187
5.6.1	Arquitetura Física	189
5.6.2	Arquitetura Lógica	195
5.6.3	Bancos de Dados	197
5.7	Modelo de Referência	199
5.8	Especificação	204
5.8.1	Formalização	206
5.8.2	Lista de Objetos	207
5.8.3	Arquivos de Configuração	208
5.8.4	Ferramentas	210
5.8.5	Documentação	211
5.8.6	Recursos Humanos	212
5.9	Testes	214
5.9.1	Testes de Tipo e de Conformidade	215
5.9.2	Aceitação em Fábrica	216

5.9.3	Aceitação em Campo	218
5.9.4	Período de Funcionamento Experimental	220
5.10	Método para Especificação e Projeto	220
5.11	Considerações Finais	227
6	Conclusões e Recomendações	230
6.1	Conclusões	230
6.2	Trabalhos Futuros	236
A	Formulários da Pesquisa de Campo	237
A.1	Questionário Básico	237
A.2	Questionário Modernização	240

Capítulo 1

Introdução

“A melhor maneira de prever o futuro é criá-lo.”

Peter Ferdinand Drucker (1909-2005)

1.1 Tema

O objetivo do sistema elétrico é prover energia aos consumidores. Isso envolve a geração, a transmissão e a distribuição de energia elétrica. A geração, predominantemente hidráulica no Brasil (em torno de 80%), é um processo contínuo com requisitos técnicos e restrições singulares. Devido à importância da energia elétrica para todos os ramos de atividades econômicas, esse processo exige alta confiabilidade. A descontinuidade da geração de energia elétrica provoca grandes prejuízos, muitas vezes irreparáveis. Além disso, nos mercados de eletricidade competitivos, não é suficiente prover soluções satisfatórias do ponto de vista funcional. Nesse cenário há pressão para se reduzir os custos de investimento, de operação e de manutenção. Portanto, é regra no setor aumentar a confiabilidade das instalações, melhorar a qualidade da energia e reduzir os custos, considerando todo o ciclo de vida das instalações.

Entretanto, várias empresas do setor elétrico têm instalações convencionais e antigas. Para atender a regra acima, é necessária a modernização dessas instalações. Nesse processo, inevitavelmente deve ser modernizado o sistema de automação elétrica¹. Ele é um dos sistemas que mais evoluiu nas últimas três décadas e também é fundamental para alcançar os objetivos supracitados.

Com o passar dos anos, o processo controlado (a geração de energia elétrica) continua sendo o mesmo, com os mesmos requisitos. Os equipamentos primários praticamente não se modificaram. Em situação oposta estão os sistemas secundários (automação, proteção,

¹Para diferenciar da automação industrial, a automação de usinas e subestações é chamada neste trabalho de automação elétrica.

etc.), que evoluíram muito e têm novos requisitos e necessidades. Esses sistemas passaram da tecnologia “convencional” (eletromecânica) para a tecnologia “numérica” (usando dispositivos digitais) chegando à tecnologia atual “moderna”. Os sistemas modernos são totalmente digitais, com redes de comunicação de dados em todos os níveis do sistema e baseados em *hardware* comum e padrões mundiais abertos.

Nesse trabalho é estudada a modernização de sistemas de automação para unidades geradoras hidráulicas de grande porte, maiores que 100 MW. De acordo com a situação dos sistemas antigos, muitas vezes se justifica a substituição deles por sistemas modernos. O grande avanço tecnológico dos sistemas de automação elétrica nas últimas décadas proporciona benefícios consideráveis. A linha principal da pesquisa é a substituição dos sistemas de automação convencionais ou numéricos por sistemas modernos, usando o estado da arte, com longa vida útil (da ordem de 20 anos). São desenvolvidos métodos e um modelo para realizar as modernizações, incluindo especificação e projeto. O novo sistema é baseado na norma IEC 61850 “*Communication Networks and Systems for Power Utility Automation*”.

1.2 Objetivos

Neste trabalho são estudadas as modernizações dos sistemas de automação de unidades geradoras hidráulicas de grande porte, analisando os aspectos técnicos dos pontos de vista de Engenharia, operação e manutenção, com foco no estado da arte. As grandes questões são: “por que” e “quando” modernizar (problemas e/ou oportunidades) e “como” modernizar (escopo, extensão, especificação, projeto e execução)? O objetivo principal desta tese é responder a essas questões, servindo de orientação para o setor elétrico.

Os objetivos específicos, relativos aos sistemas de automação de unidades geradoras hidráulicas de grande porte, são:

- estudar a história e a evolução dos sistemas de automação;
- estudar a norma IEC 61850 e identificar as principais características e vantagens;
- analisar o estado da arte dos sistemas de automação;
- estudar os processos de modernizações de sistemas de automação;
- analisar os planejamentos das concessionárias brasileiras para modernizações de sistemas de automação;
- identificar as formas e melhores práticas de modernizações de sistemas de automação;

- identificar e organizar os motivos e justificativas para modernizações de sistemas de automação;
- elaborar parâmetros quantitativos para decidir por modernizar sistemas de automação;
- elaborar diretrizes para especificação e projeto de sistemas de automação modernos;
- criar um modelo de referência para sistemas de automação (para unidades geradoras de grande porte), usando o estado da arte;
- criar um método para especificação e projeto de sistemas de automação modernos aplicada a modernizações.

O trabalho é dirigido a usinas hidrelétricas com unidades geradoras de grande porte. Entretanto, algumas ideias também se aplicam a usinas menores e até a pequenas centrais hidrelétricas, considerando que os sistemas delas têm menor complexidade. Parte do modelo de referência e os métodos também se aplicam a usinas com outras fontes primárias de energia (não hidráulica). Além disso, o modelo de referência foi criado pensando nas modernizações, mas ele pode ser considerado para novas instalações.

O objetivo principal das modernizações aqui propostas é a recuperação (e manutenção) da qualidade de geração das usinas. Elas não visam grandes ganhos de geração de energia, como os obtidos com as repotenciações. Entretanto, conforme apresentado no trabalho, as repotenciações são grandes oportunidades para atualizar os sistemas secundários.

O estudo se limita à automação das unidades geradoras, não entrando em detalhes de outras automações existentes em usinas hidrelétricas. Ele também se restringe aos aspectos técnicos, não aprofundando em questões gerenciais, administrativas e financeiras. Apesar disso, é sabido que a redução dos custos de operação e manutenção justifica os investimentos em automação e, portanto, essas questões são abordadas. Os sistemas de proteção e monitoramento também estão fora do escopo desta tese.

1.3 Justificativas e Motivações

O sistema elétrico brasileiro é hidrotérmico, com predominância marcante de usinas hidrelétricas. Os maiores investimentos nessas usinas hidrelétricas ocorreram entre as décadas de 1970 e 1990. Considerando essas datas, os sistemas secundários foram instalados em média há 30 anos e, portanto, a grande maioria é convencional (eletromecânico) e alguns são numéricos (digitais). Assim, a obsolescência dos sistemas secundários é uma preocupação. Como em breve esses sistemas atingirão o fim da vida

útil, considerando apenas o tempo em operação, a preocupação é crescente. Além do que, a demanda por energia elétrica tem aumentado. Isso requer que o sistema elétrico trabalhe cada vez mais próximo aos limites operacionais, exigindo o perfeito funcionamento dos sistemas secundários.

Para resolver esse problema podem ser tomadas medidas paliativas e limitadas, através de manutenções pontuais, ou soluções definitivas e completas, através de modernizações. Assim, pode-se afirmar que as modernizações dos sistemas de automação de unidades geradoras são inevitáveis. Esse fato é corroborado por uma pesquisa sobre o tema, na qual todas as concessionárias participantes afirmaram que vão modernizar os sistemas de automação de suas usinas. Algumas já estão planejando e realizando as modernizações.

As atualizações tecnológicas trazem diversos benefícios tanto para a operação como para a manutenção das usinas. De modo geral, elas proporcionam facilidades para os operadores desempenharem suas atividades de modo eficiente e seguro e também ferramentas de suporte às atividades de manutenção. Entretanto, o benefício principal é a restauração ou melhoria da confiabilidade e de outros indicadores de qualidade. Além do mais, as modernizações podem contribuir para o atendimento seguro da demanda máxima de energia, trabalhando bem próximo dos limites operacionais nos horários de ponta. Assim, modernizações dos sistemas secundários podem evitar blecautes.

Outro motivo que implica modernizações é o diferente ciclo de vida dos equipamentos e sistemas das usinas hidrelétricas. Na maioria das usinas hidrelétricas em operação, os equipamentos primários têm tempo de vida médio aproximadamente igual ao dobro do tempo de vida dos dispositivos dos sistemas secundários. Conseqüentemente, os equipamentos secundários devem ser atualizados pelo menos uma vez durante o tempo de vida da instalação (não considerando reformas/substituições dos equipamentos primários). Uma preocupação adicional é a redução do tempo de vida útil dos sistemas secundários devido à evolução tecnológica. Por isso, é importante estudar como criar sistemas de automação à prova de futuro.

Conforme já citado, o sistema proposto é baseado na norma IEC 61850. Ela é o resultado do trabalho de entidades normativas, fabricantes e concessionárias para a padronização e desenvolvimento de sistemas de automação e proteção elétricas. Porém, por enquanto, quase que a totalidade de trabalhos acadêmicos e de aplicações realizadas é para subestações (fim para o qual a norma foi concebida) e particularmente para sistemas de proteção. O uso da norma para automação de unidades geradoras ainda é incipiente. Assim, esta tese também visa contribuir para o desenvolvimento desta área específica, sendo uma motivação a mais para o trabalho.

Resumindo, as modernizações dos sistemas de automação de unidades geradoras são atividades estratégicas e inevitáveis para as concessionárias.

1.4 Metodologia e Procedimentos

O trabalho foi desenvolvido no Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo.

A pesquisa teve diversas abordagens, devido à amplitude da tese. A abordagem principal da pesquisa foi qualitativa. Quase que a totalidade das análises foi narrativa, ou seja, sem cálculos. Em parte, essa abordagem foi utilizada para identificar a situação atual e as tendências. Já para a proposição de critérios, utilizou-se a abordagem causal, procurando explicar porque os fatos ocorrem. Foram identificadas as variáveis e analisadas as relações entre elas. Apenas para as consultas às fontes primárias, com relação a pontos específicos da pesquisa, utilizou-se a abordagem quantitativa.

A pesquisa pode ser encarada como estudo de caso, pois o escopo são os sistemas de automação das usinas hidrelétricas de grande porte. Ela teve enfoque em acontecimentos contemporâneos (modernizações) e também em acontecimentos históricos (evolução dos sistemas de automação).

Quanto aos objetivos, de modo geral, a pesquisa é exploratória. Buscou-se levantar informações sobre as modernizações, sobre os sistemas de automação modernos e sobre a norma IEC 61850, que são relativamente novos. Apesar disso, como já citado, parte da pesquisa teve também caráter explicativo, identificando as causas através de interpretações baseadas no conhecimento obtido das fontes primárias e secundárias.

A pesquisa foi realizada em quatro etapas: fundamentação teórica, pesquisa de campo, investigação e síntese, e redação do texto final.

O primeiro passo foi a consolidação dos fundamentos teóricos através das disciplinas e da revisão bibliográfica. A história dos sistemas de automação elétrica foi resgatada, e os sistemas modernos foram estudados, mais especificamente os que aplicam a norma IEC 61850. Além disso, foram levantados os requisitos e restrições de sistemas de automação para unidades geradoras hidráulicas de grande porte. A partir disso, foram estabelecidas as características de sistemas de automação modernos, considerando o estado da arte. Os dados foram coletados de fontes secundárias: documentos e desenhos técnicos, livros, teses, dissertações e artigos relacionados ao tema. Não foi encontrado muito material sobre modernizações de sistemas de automação de unidades geradoras. Assim, foram utilizadas referências de outras modernizações.

A fundamentação teórica não se restringiu às fontes primárias. Durante todo o desenvolvimento do trabalho buscaram-se informações diretamente de especialistas (brasileiros e estrangeiros) da área de automação elétrica em eventos (congressos, seminários, etc.), visitas técnicas a empresas do setor, reuniões com fabricantes e treinamentos.

A pesquisa de campo foi realizada usando ferramentas estruturadas como método de pesquisa. A pesquisa qualitativa foi a base para a criação dos questionários, formulados com perguntas fechadas. As questões foram elaboradas a partir das conclusões da fundamentação teórica, identificando pontos chave sobre modernizações e sistemas modernos. As fontes primárias foram profissionais do setor elétrico brasileiro que trabalham em grandes usinas hidrelétricas. Os dados obtidos foram organizados e tabulados. Através de análise buscou-se encontrar generalidades.

A investigação utilizou as fontes primárias e secundárias para levantamento e análise de dados qualitativos e quantitativos. Primeiro buscou-se respostas para as perguntas: por que, quando e como modernizar os sistemas de automação de unidades geradoras? Em seguida foram estudadas as possíveis arquiteturas para o novo sistema, baseadas na IEC 61850, com as características apontadas pela pesquisa qualitativa. Foram detalhados as premissas, os requisitos e as restrições do sistema, que servem de diretrizes para elaborar especificações técnicas e projetos. Foi desenvolvido um modelo de referência para o sistema de automação moderno de acordo com essas características. Por fim, foi criado um método para especificação e projeto de sistemas de automação modernos.

A redação do texto ocorreu durante toda a pesquisa. Ao término da pesquisa, foi consolidado o texto final.

1.5 Estrutura da Tese

A tese é composta de seis capítulos.

O Capítulo 2 “Automação de Unidades Geradoras de Energia Elétrica” apresenta os conceitos e definições, as características e os requisitos dos sistemas de automação de unidades geradoras de usinas hidrelétricas. É resumida a evolução histórica desses sistemas e é realizada uma análise crítica. São enfatizados os sistemas de tecnologia moderna, comparando-os com os sistemas de tecnologias anteriores. O conhecimento do desenvolvimento tecnológico é importante para estudar o tema modernização.

O Capítulo 3 “Norma IEC 61850: Visão Geral” introduz a norma. São analisados os fundamentos da norma e são identificadas e apresentadas as características que mais se diferem das tecnologias anteriores. O conhecimento da norma é importante para especificação e projeto dos sistemas de automação modernos.

Os dois capítulos seguintes são os mais relevantes. Neles são apresentadas as ideias e propostas principais: metodologia para modernizações e modelo de referência para sistemas de automação modernos. Eles foram desenvolvidos tendo como base os capítulos anteriores.

O Capítulo 4 “Modernizações” identifica as diversas formas de modernização. Nele

são apresentados conceitos e definições, as características das modernizações e também as atividades relacionadas. Em seguida é feita uma análise para identificar qual forma de modernização melhor se aplica aos sistemas de automação de unidades geradoras de grande porte, quais são os motivos para realizar as atualizações e a forma de realizá-las. São propostos critérios quantitativos para identificar as necessidades e oportunidades para modernizar os sistemas de automação de unidades geradoras.

O Capítulo 5 “Sistema Proposto” apresenta premissas a serem consideradas para a especificação e para o projeto de sistemas de automação elétrica modernos, com o foco em modernizações. São apresentados também os requisitos e restrições do sistema, incluindo questões comuns com os sistemas de tecnologias anteriores. São propostos um modelo de referência para os sistemas de automação modernos e um método para a especificação e projeto deles. Além disso, são indicados os testes básicos a serem aplicados e os recursos necessários.

O Capítulo 6 “Conclusões e Recomendações” apresenta as conclusões gerais da tese e as sugestões para trabalhos futuros.

Capítulo 2

Automação de Unidades Geradoras de Energia Elétrica

Neste capítulo são apresentados os sistemas de automação de unidades geradoras de energia elétrica hidráulicas. São descritas as características, requisitos e necessidades desse tipo de sistema e também as soluções existentes. Em seguida resume-se a evolução dessa área, elencando as maiores diferenças bem como as principais vantagens de cada tecnologia. Por fim, é feita uma análise crítica que permite apontar a tendência da evolução e prever os próximos passos da automação elétrica.

Com esse estudo pretende-se dar subsídios para os processos de modernizações de usinas hidrelétricas. O entendimento da evolução tecnológica é importante para investigar e planejar modernizações de usinas com sistemas de automação convencionais. Nesses processos é necessário identificar as necessidades e elaborar critérios e diretrizes, que se baseiam nas diferenças entre a tecnologia instalada e na nova tecnologia. A comparação das tecnologias também permite avaliar os custos e benefícios das modernizações.

2.1 Introdução

Há três décadas é crescente o interesse pela automação dos processos industriais. Ela é uma forma de aumentar a eficiência e melhorar a produtividade e qualidade. O setor elétrico tem acompanhado essa tendência, seja em instalações (usinas e subestações) novas ou nas que já estão em operação. A automação de usinas e subestações foi introduzida com sucesso e milhares de sistemas já foram instalados no mundo [1–4].

Segundo Brand, Lohmann e Wimmer, tanto os requisitos básicos como os maiores benefícios dos sistemas automação elétrica (incluindo a proteção) são minimizar o número de desligamentos e os tempos de interrupções, diminuir os custos operacionais, aumentar a

produtividade e melhorar o desempenho do sistema de energia [5]. O sistema de automação deve ter funcionalidades para as atividades de operação, de maneira confiável, eficiente e segura, assim como funcionalidades de suporte às atividades de manutenção. Ele deve atender aos requisitos do processo e gerenciar os recursos necessários. As tarefas básicas dos sistemas de automação elétrica são a supervisão e o controle [4, 6]. Essas tarefas compreendem: interface com o processo (aquisição de dados - estados e medidas - e envio de comandos), interface com os operadores (visualização do processo, gerenciamento de eventos e alarmes, etc.) e automatismos. Alguns autores consideram que o sistema de automação abrange as funções de proteção, mas a maioria considera que essas funções constituem um sistema específico e são tratadas em separado.

Automatizar os processos resulta em muitos ganhos [1, 2, 5, 7–9]. Com a tecnologia adequada utilizada de maneira correta, a automação aumenta a eficiência, oferece maior facilidade operacional, ajuda na tomada de decisões, reduz os erros humanos e os custos.

Existem também outros ganhos indiretos da automação. Há benefícios para a área de manutenção, com a maior disponibilidade de dados para análises. Com o processo automatizado é possível ter uma equipe mínima fazendo o uso máximo das informações e ferramentas [10]. As concessionárias se beneficiam com menos visitas ao campo, menos esforços de manutenção e aumento da disponibilidade dos equipamentos [11].

A automação moderna passa necessariamente pela digitalização, começando pela aquisição dos dados operacionais. Apenas com a aquisição de dados é possível ter um sistema digital de supervisão, controle e automação [12]. Os sistemas de automação totalmente digitais são do início da década de 1970, quando o primeiro sistema foi proposto por Rockefeller [13]. Porém, apenas na década de 80 a tecnologia de comunicação e processamento de dados tornou-se madura o suficiente para iniciar o desenvolvimento de sistemas economicamente viáveis [14].

Uma tendência da automação moderna é a criação de centros de controle. A opção de supervisionar e operar remotamente está tornando-se cada vez mais desejada [15]. Isso é um esforço para reduzir custos e também responder rapidamente quando problemas ocorrerem. O ideal seria que os processos fossem completamente automatizados e supervisionados remotamente, com pequena ou nenhuma intervenção humana, mas isso ainda é uma realidade distante para a maioria das instalações existentes.

A próxima seção apresenta resumidamente as usinas hidrelétricas e situa o sistema de automação. Nas seções seguintes são apresentados conceitos e definições, principais características técnicas, requisitos e necessidades desse sistema. Em seguida são resumidas as principais funções do sistema de automação: supervisão e comando, lógicas, controle, etc. Por fim são apresentadas as diversas tecnologias dos sistemas de automação elétrica, a evolução da área e uma análise crítica.

2.2 Usinas Hidrelétricas

Conforme indicado no Capítulo 1, o sistema elétrico brasileiro é predominantemente hidráulico. A usina hidrelétrica é o conjunto de obras e equipamentos cuja finalidade é gerar energia elétrica aproveitando o potencial hidráulico de rios. Ela compreende obras civis, equipamentos eletromecânicos, sistemas e equipamentos periféricos e instalações auxiliares. Existem diversas usinas de vários portes espalhadas pelo país. Apesar das especificidades, elas têm elementos comuns. Os elementos básicos das usinas hidrelétricas são: barragem, casa de força, vertedouros, turbinas, geradores, transformadores e serviços auxiliares. Eles podem ser vistos nas figuras da Usina Hidrelétrica de Itaipu (UHI) a seguir. Algumas usinas também incluem eclusas.

A Figura 2.1¹ apresenta uma visão panorâmica da UHI.

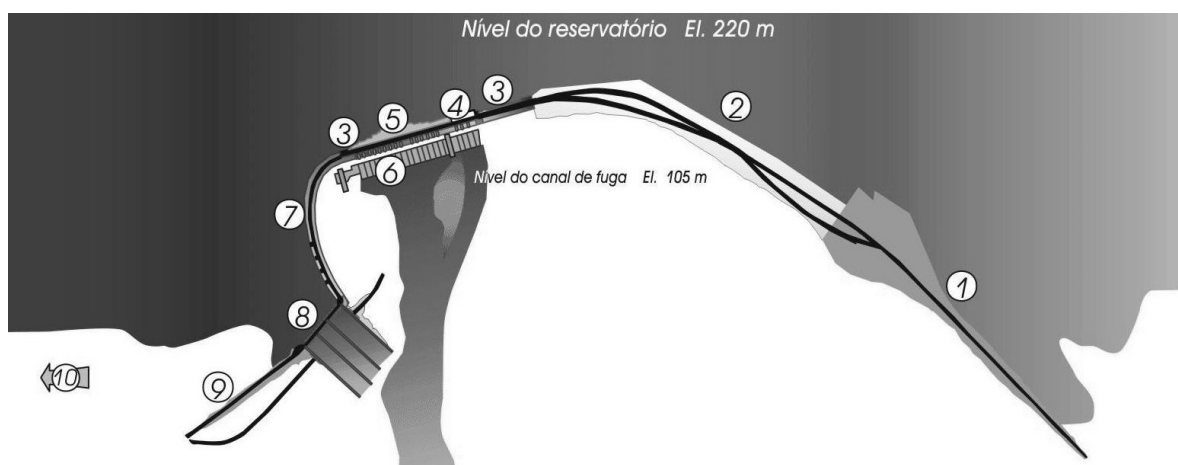


Figura 2.1: Usina Hidrelétrica de Itaipu - vista panorâmica

Como se pode observar, geralmente uma usina hidrelétrica é construída com diversos tipos de barragens (números na figura: 1 e 9 terra, 2 enrocamento, 3 ligação, 4 estrutura de desvio, 5 principal, 7 lateral), que formam o lago ou reservatório. A escolha do tipo de barragem é feita de acordo com os requisitos técnicos, dimensões e tipo de material mais econômico (terra, rochas ou concreto). A casa de força (número 6 na figura) é construída na barragem principal de concreto. Existem também vertedouros (número 8 na figura), para fluir o excesso de água. A localização dele é definida aproveitando as condições topográficas favoráveis ao escoamento da água.

A geração de energia está associada à quantidade de água disponível e à queda. A queda é a diferença de níveis do reservatório e do canal de fuga, ilustrados na figura 2.1. Quanto maiores forem a queda e a vazão, maior será o potencial de aproveitamento para a geração de eletricidade.

¹Adaptada da fonte: Usina Hidrelétrica de Itaipu - aspectos técnicos das estruturas civis [16].

A Figura 2.2² apresenta um corte da barragem e casa de força da UHI.

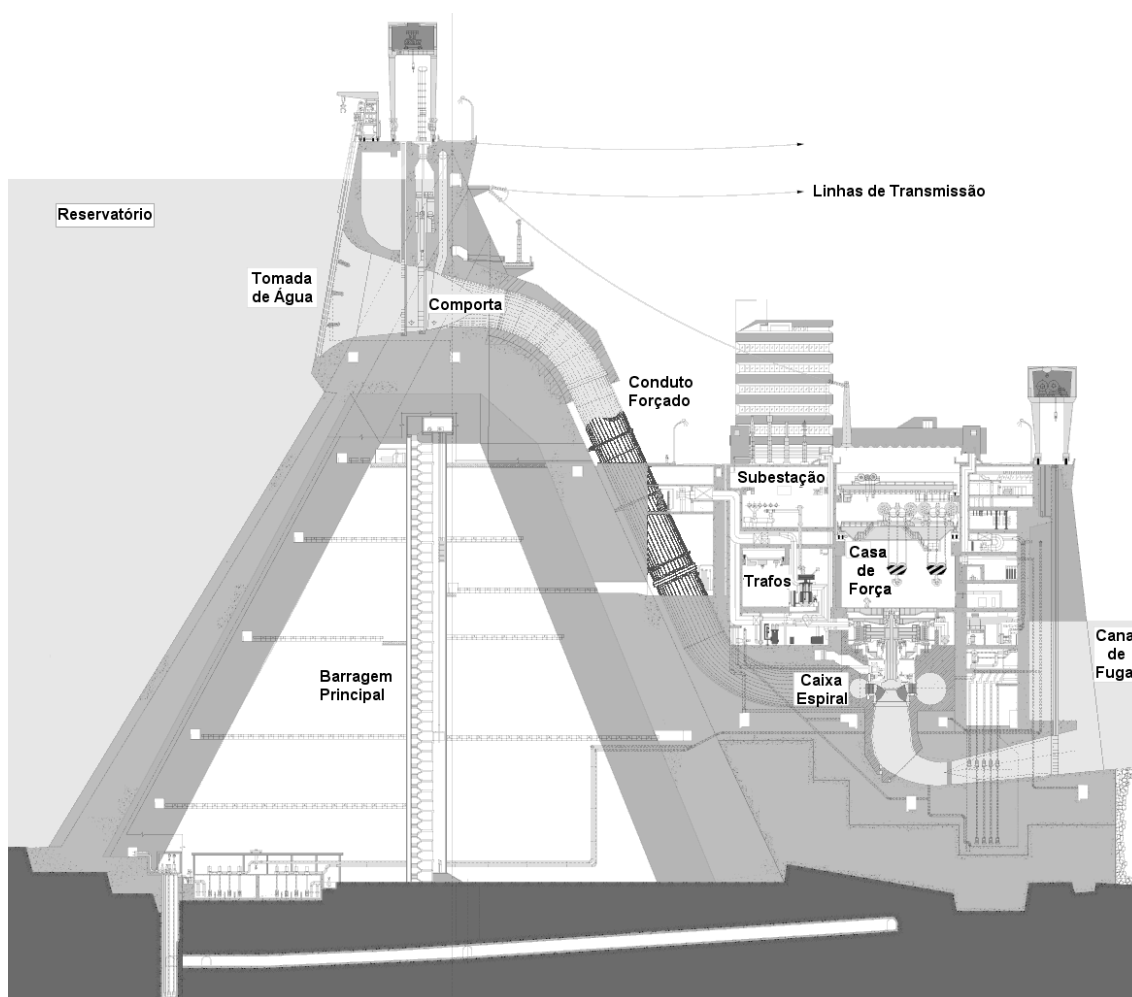


Figura 2.2: Usina Hidrelétrica de Itaipu - corte da barragem e casa de força

Na parte superior da barragem principal, a montante, existem tomadas de água com grades protetoras, conforme pode ser visto na Figura 2.2. Elas são estrutura que controlam a captação de água para as turbinas. Nas entradas das tomadas de água existem as comportas de serviço para operação normal ou fechamento de emergência e, em alguns casos, as comportas de manutenção (ou *stop-logs*). A partir delas, a água é conduzida até as turbinas pelos condutos forçados ou adutoras. Eles terminam nas caixas espirais. Em seguida, a água passa pelos distribuidores (que controlam o fluxo) e atinge as turbinas, onde a potência hidráulica é transformada em potência mecânica. Depois de passar pela turbina Francis, a água desce pelo tubo de sucção e volta para o rio pelo canal de fuga, à jusante.

Na figura também pode ser vista a unidade geradora de energia elétrica. Ela é o

²Adaptada da fonte: Usina Hidrelétrica de Itaipu - aspectos de Engenharia [17].

conjunto constituído por turbina, gerador e demais equipamentos e sistemas periféricos destinados a converter a energia mecânica em energia elétrica. Entre os sistemas e equipamentos periféricos estão os reguladores de velocidade e de tensão (sistema de excitação), os auxiliares elétricos: transformadores, disjuntores, seccionadoras, etc. e os auxiliares mecânicos: mancais, freios, bombas, compressores, tubulações, etc.

A Figura 2.3³ apresenta um detalhe da seção transversal do conjunto turbina-gerador da UHI, identificando os componentes mais importantes. Cardoso apresenta uma figura similar com os detalhes da instrumentação, incluindo as partes de resfriamento, lubrificação e frenagem [18]. Os mancais sustentam e guiam o conjunto. A turbina (máquina motriz) é acoplada mecanicamente ao gerador (máquina síncrona) através de um eixo. Assim, a turbina transfere a energia cinética da água ao gerador, que a transforma em energia elétrica.

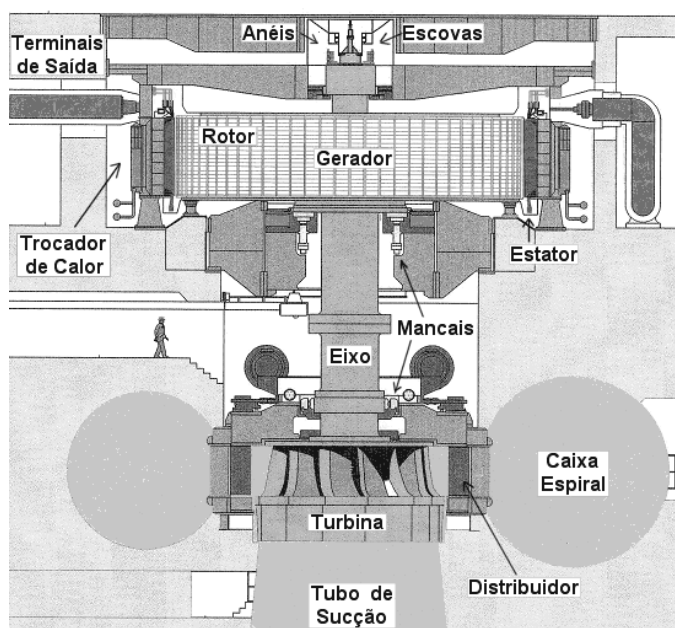


Figura 2.3: Usina Hidrelétrica de Itaipu - conjunto turbina-gerador

As principais partes do gerador são: estator, rotor, trocadores de calor e conjunto de anéis coletores e escovas. Na UHI os enrolamentos do estator são resfriados usando água desmineralizada (ou “água pura”) como meio refrigerante [17]. Isso é feito porque um dos fatores limitantes da potência dos geradores é a temperatura máxima de operação. Com esse resfriamento se alcança uma potência muito maior.

Os terminais de saída dos geradores são ligados a transformadores (ou trafos) elevadores, chamados de “transformadores da unidade” ou “principais”. Eles podem ser trifásicos ou bancos de transformadores monofásicos, de acordo com a potência

³Adaptada da fonte: Usina Hidrelétrica de Itaipu - aspectos de Engenharia [17].

das unidades geradoras. As saídas dos transformadores por sua vez, são conectadas a subestações convencionais ou isoladas a gás, integradas às usinas. Essas subestações são chamadas elevadoras e são consideradas partes das usinas. As subestações dispõem de equipamentos (barras, transformadores, reguladores, disjuntores, seccionadoras, etc.) para as manobras necessárias para a transmissão da energia através das linhas de transmissão. As linhas de transmissão são de alta tensão e saem da subestação elevadora e se conectam ao sistema elétrico, através de outras subestações.

Existem também nas usinas fontes de alimentação para os serviços auxiliares. Essas fontes geralmente são derivações dos barramentos de alta tensão ou dos terminais dos geradores que passam por transformadores abaixadores e por reguladores de tensão. Além de tudo, sempre existem alimentações alternativas para situações de emergência. Elas podem ser provenientes de geradores diesel e/ou do sistema elétrico através de linhas de transmissão dedicadas.

Para operar e proteger todos os componentes acima descritos existem os sistemas secundários de automação e de proteção, respectivamente. Normalmente eles são alimentados em corrente contínua. Retificadores fornecem energia elétrica para esses sistemas e também para bancos de baterias, que são usados no caso de falta de alimentação (corrente alternada) do serviço auxiliar.

O objeto de estudo deste trabalho é a modernização de sistemas de automação de unidades geradoras como a mostrada na Figura 2.3, por exemplo. As próximas seções apresentam conceitos e definições, características técnicas, funcionalidades e são descritos os equipamentos e dispositivos de diversas tecnologias usados nesses sistemas. Algumas dessas informações também se aplicam a unidades geradoras de energia elétrica com outra fonte primária de energia: térmica ou eólica. Algumas se aplicam também a subestações e, nesses casos, é explicitado.

2.3 Conceitos e Definições

Os componentes das unidades geradoras de energia elétrica de grande porte geralmente são instalados em uma área relativamente extensa. Esses componentes interagem entre si em coordenação, para gerar energia elétrica. O sistema de automação supervisiona e coordena essas interações. Para isso, ele deve ter capacidade de adquirir, processar, transferir e armazenar os dados do processo: os estados (também chamados de “entradas digitais” ou “entradas binárias”) e as medidas (ou grandezas analógicas, também chamadas de “entradas analógicas”) dos equipamentos. Ele também deve ser capaz de enviar comandos (também chamados de “saídas digitais”) ou referências (também chamadas de “saídas analógicas”) para os equipamentos.

Nas subseções a seguir são apresentados conceitos e definições relativos aos sistemas de automação de geradores de energia elétrica hidráulicos.

2.3.1 Sistemas Primário e Secundário

Conforme citado na introdução, os equipamentos típicos das usinas hidrelétricas são turbinas, geradores, transformadores, etc. Todos esses equipamentos, incluindo os equipamentos de manobra das subestações elevadoras, compõem o sistema primário, que é a infraestrutura da usina. O sistema primário gera, transforma e faz o despacho da energia elétrica. Os equipamentos auxiliares mecânicos como bombas, válvulas, compressores, etc. também fazem parte do sistema primário.

O sistema primário é complementado por sistemas secundários que compreendem todos os equipamentos e dispositivos usados para supervisionar, monitorar, controlar e proteger a usina hidrelétrica. Geralmente as funções de proteção e de monitoramento são consideradas aplicações específicas, por esse motivo são tratadas separadamente. A proteção e o monitoramento não são examinados diretamente nesta tese. Os equipamentos dos sistemas secundários são Transformadores de Corrente (TCs), Transformadores de Potencial (TPs), demais sensores, painéis de controle convencionais, Controladores Lógicos Programáveis (CLPs), Dispositivos Eletrônicos Inteligentes (IEDs - *Intelligent Electronic Devices*), relés de proteção, computadores (servidores e estações de trabalho), equipamentos de redes de comunicação, etc.

As funções dos sistemas secundários podem ser divididas em funções de aplicação e de sistema [19]. As funções de aplicação se referem a supervisionar, controlar, automatizar, proteger e monitorar os equipamentos primários e a rede elétrica. As funções de sistema são relacionadas ao próprio sistema secundário como, por exemplo, a supervisão dos dispositivos que executam as aplicações e fornecem a comunicação.

Nas próximas subseções são definidos os níveis e os modos de operação do sistema secundário de automação elétrica.

2.3.2 Níveis do Sistema de Automação

O sistema de automação elétrica pode ser dividido em níveis hierárquicos, de acordo com os equipamentos, dispositivos e funcionalidades. Para as usinas hidrelétricas de grande porte podem ser definidos cinco níveis:

- **0 - Processo:** onde estão as interfaces com o processo, ou seja, os sensores e atuadores (que podem ser inteligentes). Eles ficam próximos ou integrados aos

equipamentos primários. Eles permitem a supervisão e operação de partes de um único equipamento;

- **1 - Unidade (ou Vão):** onde estão os equipamentos e dispositivos de automação (e proteção). Eles ficam próximos ao processo (equipamentos primários) e permitem a supervisão e operação restritas da unidade geradora. Nas subestações de energia, normalmente este nível é chamado de “vão” (ou “bay”);
- **2 - Controle Local (ou Estação Local):** onde está a Interface Humano-Máquina (IHM), o processamento e o arquivamento locais e demais equipamentos para supervisionar e operar uma unidade geradora (e o vão associado). Eventualmente é projetado para se controlar mais de uma unidade geradora. A partir da tecnologia numérica esse nível passou a ser chamado de “estação”;
- **3 - Controle Central (ou Estação Central):** onde está a IHM, o processamento e o arquivamento centrais e demais equipamentos para supervisionar e operar toda a usina hidrelétrica. Ele ocupa uma ou mais salas especiais dentro da usina;
- **4 - Controle Remoto (ou Centro de Operação):** onde está a IHM e demais dispositivos e equipamentos para supervisionar e operar várias usinas (e subestações) de modo limitado.

A definição acima foi criada visando atender aos sistemas convencionais, numéricos e modernos (essa classificação é definida na Seção 2.12) de usinas hidrelétricas. No caso de subestações, geralmente existe apenas um nível de estação. A Figura 2.4 mostra a disposição dos níveis definidos. Cada nível da figura tem interface com o nível adjacente. Quanto mais próximo dos equipamentos primários, ou seja, quanto mais baixo estiver na figura, maior é a prioridade do nível.

Todos os níveis são conectados ao nível imediatamente superior para troca de dados e comandos. A comunicação não é apenas vertical entre os níveis hierárquicos, mas também horizontal dentro do nível, por exemplo, entre dispositivos do nível de unidade para funções de intertravamento. A separação física do nível inferior está cada vez menos perceptível, devido ao uso de tecnologia digital nos equipamentos primários.

A seguir são detalhados os cinco níveis do sistema de automação.

Nível 0 - Processo

O nível de processo é o mais baixo da hierarquia, onde estão localizados os dispositivos de entrada e saída. Eles fornecem todas as interfaces que são necessárias para

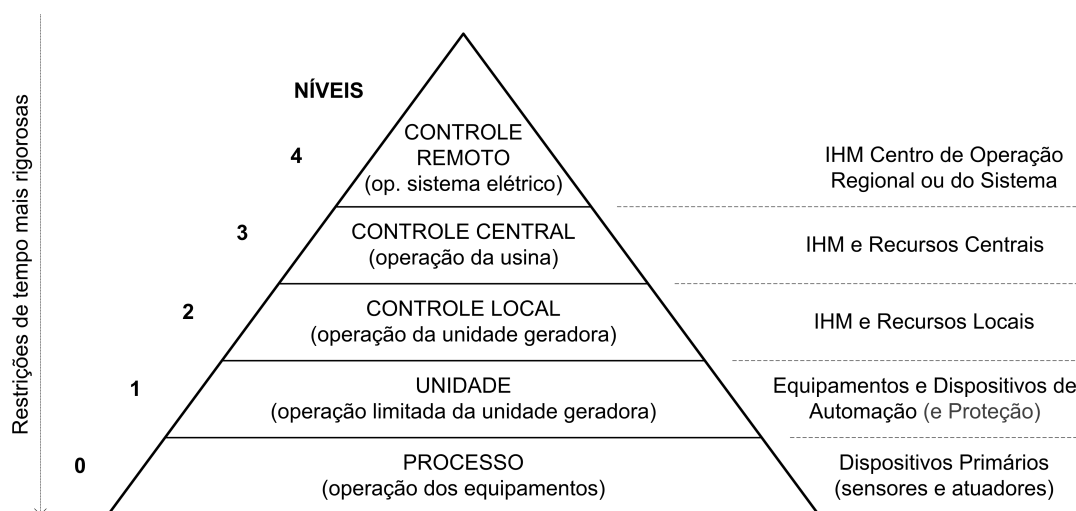


Figura 2.4: Níveis do sistema de automação elétrica

supervisionar e operar os equipamentos primários, ou seja, o processo. Os dispositivos são instalados no campo junto ao processo, nos equipamentos e painéis da unidade geradora.

As interfaces permitem a aquisição de dados e atuação no processo. Todos os dados são coletados a partir dos sensores e relés, e todos os comandos emitidos pelos operadores ou automatismos são executados através dos atuadores. Nos sistemas convencionais isso é feito de modo paralelo usando cabos metálicos com circuitos de corrente ou tensão. Nos sistemas digitais (numéricos ou modernos) podem existir sensores e atuadores inteligentes que se comunicam de modo serial. Existem também alguns dispositivos inteligentes como os medidores de grandezas elétricas que são ligados por vários cabos aos sensores e se comunicam com o nível superior de modo serial. Nos sistemas baseados na IEC 61850 essas interfaces são digitais, definidas na norma e executadas em IEDs.

No nível de processo é possível fazer supervisão e operação de partes de cada equipamento separadamente. Isso é feito diretamente nos equipamentos (ou painéis associados) e por essa razão é chamado de “controle localíssimo”.

Nível 1 - Unidade (ou Vão)

Este nível também é chamado de “nível de painéis”. Nas subestações ele é comumente chamado de “nível de vão” (ou “nível de *bay*”). O nível de unidade é responsável pela automação (e proteção) do processo. Nele estão os painéis com os dispositivos de supervisão, automação, proteção e monitoramento por unidade, além de algumas IHMs instaladas nos próprios dispositivos e painéis. Eles são alojados na sala de controle local da unidade geradora a qual eles pertencem e também podem ser distribuídos pelo processo.

No nível de unidade estão as funções de automatismo e intertravamentos (descritas

na Subseção 2.6.2 a seguir). Isso possibilita a operação autônoma em caso de perda de comunicação com o nível superior. Os equipamentos e dispositivos deste nível variam muito de acordo com a tecnologia empregada. Os sistemas convencionais usam painéis com relés eletromecânicos que realizam as funções lógicas. Os sistemas numéricos empregam CLPs e Unidades de Aquisição e Controle (UACs). Já no caso dos sistemas modernos, são encontrados IEDs no nível de unidade.

As funções do nível de unidade usam os dados de apenas uma unidade geradora (no caso de subestações, de um único vão). O nível de unidade é responsável pela aquisição desses dados. Nesse nível se processam os automatismos e intertravamentos (e também as proteções). No caso de sistemas modernos, tanto a aquisição de dados como as funções podem ser distribuídas.

No nível de unidade é possível fazer supervisão e operação do processo de maneira limitada. Nos sistemas convencionais isso é feito utilizando anunciadores com lâmpadas e botoeiras e se confunde com o controle local (o próximo nível). Os sistemas convencionais utilizam *hardware* dedicado e têm interface apenas com a própria IHM (também dedicada, no nível de controle local). Nos sistemas digitais (numéricos e modernos) são utilizados LEDs, LCDs, chaves, botoeiras, etc. integrados aos dispositivos do nível de unidade. Em alguns casos se utilizam IHMs com mais recursos. Os sistemas digitais oferecem mais opções para a IHM do nível superior (controle local).

Nível 2 - Controle Local (ou Estação Local)

O nível de controle local permite a supervisão e operação completa da unidade geradora. Com a tecnologia digital e computadores como IHM ele passou a ser chamado de “estação”. Geralmente o nível de controle local é alojado em uma sala de controle simples. Nela estão as mesas de operação e as IHMs principais, através das quais o sistema de automação fornece todas as informações necessárias para a supervisão e recebe os comandos para operação do processo. Nos casos de sistemas convencionais são os painéis de controle dedicados com anunciadores, indicadores e botoeiras, e nos casos dos sistemas digitais (numéricos ou modernos) são computadores (estações de trabalhos e servidores). Também podem ser feitos arquivamentos e recuperação de dados nesse nível. Geralmente no nível de controle local se opera a unidade geradora apenas em situações especiais como testes e emergências, por exemplo.

Podem existir canais de comunicação com sistemas de controle centralizados internos à usina, descritos no próximo nível. Nas subestações não é usual o controle para um único um vão, geralmente o nível de controle local é para toda a subestação ou, em alguns casos, para setores da subestação (principalmente nos casos de sistemas convencionais).

Assim, nas subestações esse nível se confunde com o nível de controle central apresentado a seguir.

Nível 3 - Controle Central (ou Estação Central)

O controle central é o nível de operação superior da usina (ou subestação). Em condições normais, nele supervisiona-se e opera-se toda a instalação. Ele é semelhante ao anterior (controle local), com área de atuação maior. No caso de subestações, geralmente ele é chamado apenas de “nível de estação”. É comum que esse nível seja um sistema de Aquisição de Dados e Controle Supervisório (*Supervisory Control and Data Acquisition - SCADA*). O sistema SCADA é descrito na Subseção 2.9.1.

O nível de controle central é situado na sala de controle principal da instalação. Ao concentrar as operações em um único local é possível economizar espaço e aproveitar melhor os recursos. Nos sistemas convencionais estão nessa sala as mesas de operação e as IHMs para controle centralizado (painéis de controle). Nos sistemas digitais (numéricos e modernos), esse nível geralmente é dividido em duas salas. Uma sala para operação oferecendo condições de trabalho confortáveis com as IHMs para operação centralizada, e outra sala para equipamentos principais, com os servidores, dispositivos de comunicação, etc. Nesse nível também normalmente se encontram as estações de Engenharia para desenvolvimentos e manutenção do sistema. Elas também podem estar presentes no nível anterior (controle local).

O nível de controle central pode ser interligado a outros sistemas. Podem existir canais de comunicação com sistemas corporativos, internos à usina. Os dados armazenados podem ser enviados para sistemas de gerenciamento para planejamentos de operação e de manutenção e para controle de ativos. Relatórios de faltas automáticos podem ser emitidos e enviados para o pessoal de manutenção e de estudos elétricos, por exemplo. Também podem existir canais de comunicação com sistemas remotos, externos à usina, descritos no próximo nível.

Nível 4 - Controle Remoto (ou Centro de Operação)

Geralmente esse nível é um centro de operação de diversas usinas (e subestações), que está fisicamente distante delas, daí o nome remoto. Ele também é um sistema SCADA. Nele é possível monitorar e gerenciar o sistema de energia remotamente para fornecer energia elétrica ao sistema de acordo com os contratos e demanda.

Existem basicamente dois níveis de controle remotos. De acordo com a abrangência eles podem ser classificados como Centro de Operação Regional (COR) ou Centro de Operação do Sistema (COS). Esse último também é chamado de “centro de operação nacional”. O

setor elétrico adota para os sistemas de supervisão e controle uma arquitetura hierárquica, composta por um COS e vários CORs. No COR ocorrem a operação e o atendimento das usinas e subestações de uma região. No COS encontram-se as facilidades para a operação global centralizada do sistema e a coordenação da geração e carga do país ou região. Geralmente existem procedimentos que especificam os requisitos de supervisão e os dados do processo que devem ser disponibilizados para os CORs e COS.

A comunicação do nível de estação central com o centro de controle remoto pode ser feita com cabos metálicos, fibras ópticas, linhas telefônicas com modems ou através de micro-ondas, conforme a tecnologia desses níveis. No caso de modems é utilizada uma linha dedicada, para maior confiabilidade (também mais cara). No início, a transferência de grandes arquivos de dados poderia levar horas [20]. Nos sistemas convencionais não existia essa comunicação e as informações eram trocadas por telefone (voz).

2.3.3 Modos de Operação das Unidades Geradoras

Os modos de operação das unidades geradoras de energia elétrica podem ser classificados de acordo com o tipo de controle e com a localização.

Com relação ao tipo de controle, os modos de operação podem ser:

- **Manual:** são operações básicas, por exemplo, abertura ou fechamento de uma válvula, executadas uma a uma. Geralmente esse modo é usado durante manutenções e para testes. Além disso, ele serve como reserva (*backup*) do controle automático. Normalmente este modo é realizado apenas até o nível de controle local (estação local).
- **Automático:** são sequências de operações que ocorrem automaticamente a partir de uma ordem dada pelo operador ou por um dispositivo de comando, que dispara vários comandos básicos. Os comandos básicos seguem uma sequência pré-definida. Esse é o modo de operação normal da unidade geradora. A rigor, esse modo se aplica apenas na preparação de partida, partida, parada e sincronização da unidade geradora. Normalmente existe também a possibilidade da operação automática ser executada por etapas (passo-a-passo), coordenadas pelos operadores. Isso é feito para testes ou após o retorno da manutenção.

Com relação à localização, os modos de operação estão relacionados aos níveis hierárquicos definidos na Seção 2.4 e podem ser:

- **Local:** a operação local é realizada próxima à unidade geradora, no nível de controle local (estação local), e abrange apenas a unidade em questão. Ela pode ser no modo manual ou automático;

- **Central:** a operação central é realizada na sala de controle central, o nível 3 descrito na seção anterior, e abrange toda a usina. Normalmente só é possível o tipo de operação automático. Esse modo de operação também é chamado de “remoto”, se confundindo com o próximo modo. Isso ocorre porque do ponto de vista da unidade geradora só existem os modos local e remoto. A partir dessa ótica, não estando no modo local não é possível saber se a operação é feita a partir do nível de controle central (estação central) ou do nível de controle remoto (centro de operação), porque em ambos os casos a comunicação é feita através do primeiro;
- **Remoto:** esse modo também é chamado “telecomando” ou comando à “distância”. Ele é similar ao modo central, porém a sala de controle centralizado fica fora da área da usina, ou seja, em um COR ou COS. O tipo do controle também é sempre o automático. Algumas vezes esse nível é utilizado apenas para supervisão do processo.

Existe ainda um modo local de operação manual mais simples, realizado pelo operador a partir dos painéis associados aos equipamentos ou nos próprios equipamentos, nos níveis de unidade e de processo. Os comandos são efetuados um a um. Conforme já citado na Subseção 2.3.2, esse modo é chamado de “localíssimo”. Nesse caso, os intertravamentos com outros painéis geralmente estão desabilitados. Alguns comandos “localíssimos” podem ser mecânicos, atuando diretamente nos mecanismos dos equipamentos. Essa operação é usada apenas para testes durante manutenções ou em situações de emergência, quando os níveis superiores falharam.

A escolha dos modos de operação acima descritos é feita através de chaves seletoras do tipo “manual/automático” e “local/central” (ou “local/remoto”). Note que, o tipo manual só é possível enquanto a opção local é selecionada. Os modos local e central são mutuamente exclusivos, ao selecionar um modo o outro é desabilitado. Geralmente a chave do nível superior passa o controle para o nível inferior. Há uma exceção com relação aos comandos de emergência, como parada da unidade geradora, que por questões de segurança podem ser executados em qualquer nível não importando a seleção ativa.

2.4 Dados do Processo

Os dados do processo de geração de energia elétrica são os estados e as medidas. Os estados são binários e indicam as condições operativas de equipamentos como válvulas ou chaves, por exemplo, que podem estar abertas ou fechadas. Pode ser utilizado mais de um *bit* para definir o estado de um equipamento. As medidas são valores analógicos como correntes, tensões ou temperaturas, por exemplo, que são representadas por funções

contínuas no tempo. Todos os dados devem ser precisos e confiáveis e estarem prontamente disponíveis para o sistema de automação (e de proteção).

Várias funções de automação necessitam trocar dados entre elas. Os dados podem ser usados em diversas funções com diferentes requisitos de segurança, confiabilidade, precisão e tempos [6, 21]. Algumas delas, dos níveis mais baixos da Figura 2.4, têm tempos críticos. Essa troca é realizada de acordo com a tecnologia empregada: cabos metálicos paralelos convencionais ou comunicações seriais (redes de comunicação). Os dados no formato digital também têm outras aplicações. Eles podem ser usados, por exemplo, em sistemas de monitoramento para acompanhar e avaliar as condições dos ativos.

Nos sistemas digitais (numéricos e modernos), cada dado de entrada ou de saída do sistema de automação é chamado de “ponto” (ou “*tag*”). Nesses sistemas é necessária a aquisição dos dados, descrita na próxima subseção.

2.4.1 Aquisição de Dados

Para a automação usando dispositivos digitais é necessária a leitura dos estados e a conversão das medidas da forma analógica para a digital, transformando grandezas elétricas em números [12, 22]. Esse é o processo para a interface de entrada dos dados provenientes do processo. O mesmo dado de um componente do processo pode ser necessário para diferentes funções em diferentes localizações. Assim, ele pode ser adquirido mais de uma vez (em mais de um ponto).

A conversão das medidas é feita por amostradores e conversores analógico para digital [12]. O sistema de automação deve amostrar os sinais analógicos em intervalos regulares convertendo-os em sinais discretos no tempo. Para representação de sinais contínuos, o tempo entre amostras ou período de amostragem é determinado pelo “Teorema da Amostragem”, o qual estabelece que a taxa de amostragem deve ser maior do que duas vezes a maior frequência contida no sinal de interesse. Esse parâmetro é muito importante para a correta aquisição dos dados analógicos. Além disso, componentes de alta frequência podem interferir na medição das grandezas analógicas. Para evitar esse problema é comum colocar um filtro *anti-aliasing*, que é um filtro passa-baixas, antes do conversor A/D. Os conversores têm isoladores e impedâncias de entrada adequados para o acoplamento dos circuitos.

A taxa de amostragem também depende da aplicação. Para automação, a baixa taxa de amostragem é adequada: em torno de 20 amostras por ciclo (período da rede). Tipicamente, para proteção a taxa de amostragem é bem maior: em torno de 80 amostras por ciclo. Se há interesse em harmônicos e qualidade da energia, é requerida taxa de amostragem mais alta. Para esses dois propósitos e também para registro de perturbações

(oscilografia de alta resolução) a taxa de amostragem geralmente é em torno de 256 amostras por ciclo.

O processo de aquisição de sinais analógicos em sistemas de tempo real não é simples. Além de cada aplicação requer uma taxa de amostragem, os dados devem ser adquiridos e compartilhados em tempos críticos. Assim, em sistemas de automação integrados com sistemas de proteção cada dispositivo pode trabalhar com diferentes taxas de amostragem, filtragem e resolução. Caso isso ocorra, deve-se tomar cuidado com eventuais inconsistências de cálculos entre os vários dispositivos [23].

O processo de aquisição de dados inicia-se nos dispositivos primários. Eles fornecem sinais de baixa potência que representam estados ou grandezas em determinadas escalas. No caso de grandezas, os dispositivos primários são as fontes dos sinais para os conversores A/D. Os valores adquiridos são usados pelos próprios dispositivos onde estão as entradas digitais e/ou os conversores A/D, para alguma função interna, e/ou são transmitidos para outros dispositivos, para o seu uso ou armazenamento em bases de dados. No caso de utilizar esses dados para registros históricos, também é necessária a transmissão de uma etiqueta (ou carimbo) de tempo do instante da aquisição, sincronizada por uma referência.

Antigamente, as amostragens das entradas analógicas geralmente eram feitas de modo sequencial dentro do período de amostragem devido ao elevado custo dos conversores analógico para digital. Todas as amostras colhidas dessa forma durante o período eram marcadas com o mesmo tempo, portanto existiam pequenos desvios de tempo entre as amostras. Atualmente, com a redução dos custos dos conversores, a maioria dos dispositivos faz a amostragem de todas as entradas no mesmo instante não existindo, portanto, erros de tempo.

Geralmente os dados adquiridos devem ser armazenados para posterior uso de acordo com as necessidades. Devem existir, portanto, bancos de dados de tempo real para automação e bancos de dados históricos. Esses últimos devem dispor de meios eficientes para armazenar grandes quantidades de dados. Normalmente eles usam algoritmos para comprimir os dados. Para os valores analógicos eles praticamente armazenam os pontos de inflexão das curvas. A quantidade e a forma dos dados variam de acordo com os equipamentos e com a tecnologia empregada. Por exemplo, um disjuntor com mola e outro com servomotor podem ter indicações e alarmes diferentes.

A quantidade de dados dos sistemas de automação vem aumentando com a evolução tecnológica. Nos sistemas de automação elétrica modernos, grande quantidade de dados deve ser automaticamente armazenada, gerenciada, analisada e apresentada. Portanto, modernas arquiteturas de informação para armazenamento de dados são essenciais para proporcionar aos usuários fácil acesso à abundância de dados e informações [10].

2.4.2 Medição Fasorial Sincronizada

Outra forma de aquisição de dados é a medição fasorial sincronizada. Trata-se da medição sincronizada no tempo dos fasores (magnitudes e ângulos) das correntes e tensões. Apesar de ser um conceito antigo, a tecnologia é emergente e requer grande precisão de tempo. Os valores dos fasores sincronizados no tempo são enviados para um concentrador dos dados e são utilizados para conhecer o estado do sistema elétrico em instantes determinados.

A medição fasorial proporciona aumento considerável da inteligência dos sistemas [10]. Não apenas nas operações em tempo real, mas também nas análises após eventos e nas validações de modelos de sistemas elétricos. Os dados fasoriais também têm sido utilizados em estimadores de estados (apresentados na Subseção 2.9.2 a seguir). Os resultados do estimador de estados podem ser validados e melhorados com as medições fasoriais [24].

Acredita-se que fasores sincronizados vão apoiar o desenvolvimento de estratégias de automação e proteção avançadas, com esquemas hierárquicos que combinam decisões centralizadas e locais [24]. Considerado as medições fasoriais de outras usinas e subestações, é obtida maior visibilidade sobre o comportamento de todo o sistema elétrico de potência.

2.4.3 Registro de Eventos e de Medidas

O registro de eventos é o armazenamento não periódico de ocorrências do processo, ou seja, o registro dos dados adquiridos apresentados acima. Ele gera um arquivo ou relatório com a sequência cronológica de eventos que são chamados simplesmente de “sequência de eventos” (ou “*sequence of events*”) [25]. Cada evento registrado tem a identificação do ponto, o estado, a data e o instante (com precisão de milissegundos). As sequências de eventos são utilizadas para análises pós-operação. Eles podem ser usados para verificação da correta operação dos sistemas de automação e de proteção, por exemplo.

Todos os eventos devem estar sincronizados. Geralmente se utiliza resolução de 1 milissegundo. Para conseguir o sincronismo de tempo para o sistema completo (todas as leituras de estados), utiliza-se uma fonte de tempo externa que serve como base [1]. Esse tema é abordado na Subseção 2.11.3. Para que os tempos dos eventos sejam exatos, é necessário compensar os tempos gastos pelos relés auxiliares.

Note que, essa funcionalidade surgiu com a tecnologia digital. No início eram utilizadas impressoras dedicadas que imprimiam constantemente os eventos do sistema. Depois passaram a ser utilizados arquivos no formato texto em vez da impressão em papel. Atualmente utilizam-se bancos de dados para o registro de eventos, o que apresenta vantagens inerentes do gerenciamento dos bancos de dados.

De modo semelhante ao que é feito para os estados (entradas binárias), com a tecnologia digital também é possível registrar as medidas analógicas (correntes, tensões, temperaturas, etc.). Esses dados permitem criar uma infinidade de gráficos para análises. As resoluções utilizadas normalmente são de 1,0 ou 2,0 segundos (para sistemas de automação). Note que, essa é a taxa de registro dos valores, as amostragens são realizadas em frequências bem maiores. Note também que, são registrados os valores eficazes ou médios das tensões e correntes. Para o registro das formas de onda se utiliza outra funcionalidade: a oscilografia.

2.5 Funções de Supervisão e Comando

As macrofunções principais dos sistemas de automação industrial são supervisionar e enviar comandos para o processo. As características básicas dessas funções nas usinas hidrelétricas, mais especificamente nas unidades geradoras, são apresentadas nesta seção.

2.5.1 Interfaces Humano-Máquina

A Interface Humano-Máquina, ou simplesmente IHM, é o meio pelo qual os usuários (humanos) interagem com os sistemas (máquinas). Ela pode ser vista como a camada que separa os humanos operadores das máquinas que são operadas. No contexto da tese, ela é o meio pelo qual os operadores interagem com o processo de geração de energia elétrica. É através dela que os operadores manipulam o sistema primário e também verificam visualmente o estado do sistema e acompanham os resultados das manipulações.

As IHMs nos níveis de controle local e superiores da Figura 2.4 reduzem consideravelmente a necessidade dos operadores se moverem pela instalação. Os operadores podem monitorar e controlar tudo a partir das salas de controle especialmente projetadas para isso. Assim, o risco para os operadores é reduzido, pois em situações normais não há necessidade de se operar os equipamentos na frente deles.

A Seção 2.12, a seguir, aborda as características das IHMs existentes nas usinas hidrelétricas de acordo com a tecnologia empregada.

2.5.2 Alarmes

Os alarmes têm papel fundamental nos sistemas de automação. Eles mantêm os operadores constantemente atentos ao estado do processo. Os alarmes são sinais usados, principalmente, para alertar os operadores sobre desvios das condições normais de operação. Portanto, eles são informações para manter o sistema operando dentro dos

limites de segurança.

Os alarmes atraem a atenção dos operadores para a parte da instalação que exige cuidados. Isso é feito usando recursos visuais e sonoros. As ocorrências de alarmes são indícios da existência de problemas, que podem ser falhas ou defeitos em algum equipamento, dispositivo ou sistema. Geralmente os alarmes são classificados por níveis de prioridade, indo dos mais simples para os mais críticos. Os sistemas modernos têm, no mínimo, cinco níveis de prioridades. Quando ocorre uma abundância de alarmes, principalmente críticos, significa que há um grande problema.

Os alarmes podem indicar uma infinidade de situações. Por exemplo, eles podem indicar atuações de proteções e limitadores, ultrapassagens de limites de temperaturas (alta e muito alta), níveis de tanques (muito baixo, baixo, alto e muito alto) e pressões (baixa e alta). As medições fasoriais, introduzidas na Subseção 2.4.2, também podem gerar alarmes para alertar os operadores sobre situações de risco potencial, com antecedência.

Os alarmes devem ser “reconhecidos” pelos operadores (os operadores tomam ciência) e quando a situação se normaliza, eles são “rearmados” (para que os operadores também saibam). Para facilitar a visualização, os alarmes podem ser agrupados sistematicamente, por áreas, equipamentos, classes, prioridades, etc.

O tratamento de alarmes nos sistemas digitais (numéricos e modernos) dispõe de vários recursos adicionais, comparando com os sistemas convencionais. O primeiro recurso é que os alarmes têm a data e hora de ocorrência bem como do rearme. Os outros recursos dizem respeito à classificação e seleção. Por exemplo, cada operador recebe apenas os alarmes da área de responsabilidade dele, ou seja, de interesse para o trabalho desse operador específico. As áreas de responsabilidade podem estar associadas a setores da instalação (usina ou subestação). Geralmente isso é feito utilizando as configurações do usuário e da estação de trabalho. Outra facilidade é a possibilidade de filtrar os alarmes selecionando os atributos desejados, por exemplo, uma prioridade. Note que, esses recursos não eram possíveis antes da tecnologia digital usando computadores. Os sistemas mais modernos podem até interpretar grupos de alarmes para identificar o evento provável que os gerou.

2.5.3 Comandos

Existem dois tipos de comandos básicos: binários e analógicos. Os comandos para os equipamentos podem ser através de saídas binárias usando relés (eletromecânicos ou estáticos) e através de saídas analógicas usando conversores digital para analógico nas formas de tensão ou corrente. Esses comandos atuam diretamente nos equipamentos primários controlando as funções deles.

Os comandos de saída binária podem ser de dois tipos: abrir/fechar (*trip/close*)

ou aumentar/diminuir (*raise/lower*). Eles são usados para operar equipamentos ou sistemas (abrir/fechar disjuntor, seccionadora, válvula, etc., partir/parar uma unidade geradora, aplicar/desaplicar freios, etc.) ou para modificar algum comportamento através da mudança de dados (habilitar/desabilitar uma função, definir uma referência, alterar um parâmetro, etc.). Já os comandos de saída analógicos se restringem à alteração de comportamentos (definir referências e parâmetros). Os ajustes podem ser de referências ou de limitações para os reguladores de velocidade e de tensão, por exemplo.

Jardini apresenta uma lista com todos os comandos existentes nos sistemas de automação tradicionais de unidades geradoras de energia elétrica hidráulicas [1].

2.6 Funções Lógicas

As funções lógicas das usinas hidrelétricas, mais especificamente das unidades geradoras, e os conceitos associados são apresentados nesta seção.

2.6.1 Estados Operacionais de Unidades Geradoras

A unidade geradora tem vários estados operacionais. Cada estado é definido por um subconjunto de variáveis do processo. Os elementos de cada subconjunto são fornecidos pelos equipamentos primários. Eles são usados para compor as lógicas de automação. No caso de sistemas convencionais são posições de relés, cujos contatos de saída são conectados por cabos metálicos a outros relés. No caso dos sistemas digitais (numéricos e modernos) as variáveis são obtidas através da aquisição de dados, introduzida na Subseção 2.4.1.

As mudanças de estado são disparadas por condições específicas. Elas podem ser consequência de eventos gerados automaticamente pelo sistema de automação ou por comandos emitidos pelos operadores.

A Figura 2.5 apresenta os principais estados de unidades geradoras, bem como as transições entre eles. O estado “operando no sistema” é o normal (no qual a unidade geradora fica a maior parte do tempo). Os blocos tracejados da figura representam estados transitórios. Nem todas as transições possíveis estão representadas na figura. Por exemplo, a unidade pode ir do estado “operando em vazio” para o estado “em repouso”, caso seja solicitada uma parada completa sem bloqueio.

2.6.2 Automatismos e Intertravamentos

As transições e os estados mostrados na Figura 2.5 estão relacionados a tarefas tais como: preparação de partida, partida, sincronização, tomada de carga, controle

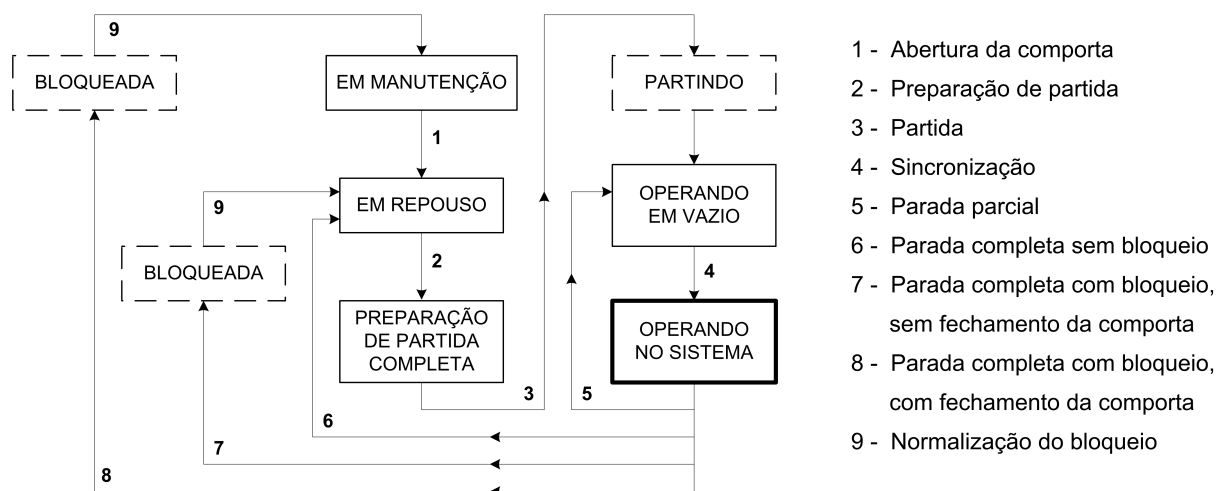


Figura 2.5: Estados operacionais de unidades geradoras de energia elétrica

de velocidade e da potência ativa, controle da tensão e da potência reativa, parada normal, parada de emergência, etc. Essas tarefas são executadas de acordo com lógicas de automação chamadas de “automatismos”. Essas lógicas são funções booleanas cujas entradas são os valores dos estados (binários) e, indiretamente, das medidas (analógicas) do processo.

Os automatismos permitem que ações preestabelecidas sejam executadas automaticamente em sequência. Eles podem ser realizados de diversos modos. Nos sistemas convencionais eles eram criados com lógicas de relés eletromecânicos. Com a tecnologia digital eles passaram a ser feitos usando diagramas de blocos funcionais, sequenciamentos gráficos de funções, diagramas *Ladder*, lista de instruções ou texto estruturado.

Os intertravamentos também são funções lógicas que funcionam em conjunto com os automatismos (e são criados da mesma forma). Eles estão relacionados com permissões de operações ou comandos. As transições operacionais ilustradas na Figura 2.5 só ocorrem caso os intertravamentos sejam satisfeitos. Eles impedem que o sistema entre em estados inaceitáveis, com relação ao funcionamento e segurança dos equipamentos, das instalações e também dos operadores.

Uma função típica de intertravamento é a garantia de que mais de um comando para um equipamento não seja executado ao mesmo tempo. Isso poderia ocorrer devido à existência de vários pontos de operação e é essencial para garantir a segurança da operação.

Na próxima Subseção são apresentados resumidamente dois dos automatismos mais importantes das usinas hidrelétricas: a partida e a parada da unidade geradora.

2.6.3 Sequências de Partida e Parada

O automatismo de sequência de partida leva a unidade geradora do estado “unidade em repouso” para “unidade operando em vazio” (ilustrados na figura 2.5). Primeiro é feita a preparação de partida para se alcançar o estado “preparação de partida completa”. Em seguida, ao solicitar a partida ocorre uma sequência de ações que leva a unidade geradora do repouso para uma velocidade bem próxima da nominal e com tensão também próxima da nominal.

No processo de partida, quando a rotação da unidade geradora atinge um percentual definido da velocidade nominal, o intertravamento permite que se ligue o sistema de excitação, fazendo circular corrente no rotor do gerador. Essa corrente (e o campo magnético) vai aumentando, ao mesmo tempo em que a rotação continua aumentando, até que a tensão terminal do gerador chegue próxima à nominal. Nesse estado a unidade geradora está operando em vazio, pronta a sincronização (conexão ao sistema elétrico). Durante o processo ocorrem vários eventos como aberturas de válvulas, partidas de bombas, liberação de travas e de freios, abertura do distribuidor, etc.

O automatismo de sequência de parada normal sem bloqueio é praticamente o inverso da sequência de partida. Ela leva a unidade geradora do estado “unidade operando em vazio” ou “unidade operando no sistema” para o estado “unidade em repouso”. Geralmente os operadores levam a unidade do estado “unidade operando no sistema” para o estado “unidade operando em vazio” (ou próximo dele: baixa carga), antes de efetuar o comando de parada para disparar essa sequência. Observe na Figura 2.5 que, existem diversas formas de parada, entre elas: paradas completas, paradas parciais e paradas de emergência.

Jardini apresenta os detalhes dos processos de partida e parada de unidades geradoras através de diagramas lógicos e gráficos [1].

2.7 Funções de Controle

Esta seção apresenta as funções básicas de controle de unidade geradoras de usinas hidrelétricas. A rigor, essas funções são realizadas por outros sistemas que interagem com o sistema de automação da unidade geradora. São os sistemas: regulador de velocidade e regulador de tensão. Ambos participam também dos chamados “controles conjuntos” (abordados na Subseção 2.9.2 a seguir).

2.7.1 Regulação de Velocidade

Um dos parâmetros da qualidade da energia elétrica é a frequência. Ela deve ser a mais estável possível, mesmo durante variações de carga do sistema elétrico, quando as potências ativas das máquinas são alteradas. A função do regulador de velocidade é manter a velocidade do gerador constante e, portanto, a frequência da tensão gerada invariável (pois ela é diretamente proporcional à velocidade).

A regulação da velocidade é feita através da abertura/fechamento das palhetas do distribuidor no caso de turbinas do tipo Francis ou Kaplan (ou abertura/fechamento do bocal injetor, no caso de turbinas do tipo Pelton). Através desses movimentos, consegue-se dirigir e regular o escoamento de água, que altera a potência motriz da turbina e permite chegar a um ponto de equilíbrio com relação à potência resistente do gerador.

Para realizar essa função, são necessários três subsistemas: hidráulico, de ar comprimido e eletroeletrônico ou digital. O último subsistema pode ser considerado o “cérebro” do sistema de regulação, pois ele centraliza todos os dados e dá as ordens para o sistema hidráulico atuar. O subsistema eletroeletrônico ou digital está interligado ao sistema de automação da unidade geradora para troca de dados e comandos.

O regulador eletroeletrônico ou digital de velocidade gera um sinal de controle que comanda o movimento das palhetas. Esse comando é feito indiretamente, pois entre a saída do regulador e as palhetas da turbina existe o sistema atuador composto de transdutor eletrohidráulico, válvulas, motobombas, compressores, servomotores. É o sistema atuador que realiza o trabalho de movimentação, ou seja, dispõe de energia mecânica necessária para a tarefa.

A ação de controle utiliza como entrada a diferença entre o valor desejado e o valor de saída do sistema. Portanto, trata-se de um sistema de controle em malha fechada. Apesar de ser mais complexo, um sistema de controle em malha fechada apresenta uma série de vantagens sobre o controle em malha aberta. As vantagens mais importantes são a menor sensibilidade com relação a variações paramétricas do processo e a rejeição de perturbações externas.

Apesar de o sistema ser chamado de “regulador de velocidade”, a referência e a saída podem ser tanto valores de velocidade quanto de potência. Normalmente, tanto em controle isolado quanto em controle conjunto, as unidades operam com realimentação de potência.

Geralmente os reguladores de velocidade são com “estatismo”. O regulador usa um coeficiente de estatismo, que é o valor de erro proporcional da frequência do sistema que corresponde ao curso completo do distribuidor. Essa característica dá ao regulador de velocidade capacidade para dividir o esforço de correção de desvios de frequência entre

todos os geradores interligados, de acordo com a capacidade de cada um.

Além da função de regulação descrita acima, o regulador de velocidade também é responsável pela proteção da turbina/gerador através do fechamento adequado (tão rápido quanto possível) das palhetas. Isso pode ser necessário, por exemplo, no caso de uma rejeição de carga.

2.7.2 Regulação de Tensão

A regulação de tensão é feita pelo sistema de excitação, ou regulador de tensão, da unidade geradora. A finalidade básica do regulador de tensão é manter a tensão terminal da unidade geradora constante, independente das condições de carga, assegurando a operação estável com as outras unidades geradoras.

O sistema de excitação fornece corrente contínua para o enrolamento de campo do gerador de maneira rápida e com capacidade de sobrecarga. Ele controla e protege funções essenciais para o desempenho satisfatório do sistema de potência, controlando a tensão de campo e, conseqüentemente, a corrente de campo.

A carga ativa de um gerador é função da potência fornecida pela turbina. Assim, a carga ativa é controlada pelo regulador de velocidade descrito na subseção anterior, ou seja, é independente do regulador de tensão. Esse último está relacionado com a carga reativa do gerador, ou seja, é responsável pela divisão de carga reativa entre as unidades geradoras que estejam operando em paralelo.

A função de controle inclui o controle de tensão terminal do gerador e de fluxo de potência reativa e também a estabilidade do sistema elétrico. A função de proteção garante que os limites da capacidade da máquina síncrona, do sistema de excitação e de outros equipamentos não sejam excedidos [26].

O controle do regulador de tensão pode ser manual ou automático. O controle manual é sujeito a erros e lento. Portanto, quase que na totalidade dos casos o controle automático da excitação se faz necessário, devido às respostas rápidas e pequenos erros requeridos.

O regulador de tensão se comunica com o sistema de automação da unidade geradora, para trocar dados e receber comandos e referências.

2.8 Outras Funções

Esta seção apresenta outras funções importantes presentes ou integradas aos sistemas de automação de usinas hidrelétricas.

2.8.1 Sincronização

Sincronização é um conjunto de manobras realizadas para conectar a unidade geradora em paralelo a uma barra com outras unidades em operação, para que possam alimentar as cargas do sistema. Essa conexão é feita pelo disjuntor principal da unidade geradora. A sincronização é ilustrada na Figura 2.5.

Para a sincronização entre dois geradores de energia elétrica as tensões terminais devem estar em perfeita concordância. Isso quer dizer que devem ser considerados os seguintes fatores: sequência de fase, valor de tensão, frequência e ângulo de fase. Existe uma tolerância com relação aos valores de tensão, frequência e ângulo de fase. Qualquer diferença angular ou de frequência serão anuladas por “torções sincronizadoras” provocadas pela troca de corrente transitória entre a unidade geradora e a barra (sistema elétrico).

Para se monitorar esses fatores são utilizados vários instrumentos, em especial o sincronoscópio para se verificar as diferenças de frequência e de fase. Quando os quatro fatores do gerador forem iguais (ou próximos, dentro de limites aceitáveis) aos da barra, o disjuntor pode ser fechado. O intertravamento para permitir o fechamento do disjuntor é feito por um relé de vigilância e comprovação de sincronização, chamado de “cheque de sincronismo” (ou “*sincrocheck*”).

A sincronização pode ser feita de modo manual ou automático. Na sincronização manual, o fechamento do disjuntor é comandado pelo operador. Na sincronização automática a ordem de fechamento do disjuntor é enviada pelo relé de sincronismo, assim que todas as condições supracitadas forem satisfeitas. Após o fechamento do disjuntor, está concluída a sincronização.

2.8.2 Controle do Vertedouro

O vertedouro, ou vertedor, tem como finalidade principal dar fluxo à água excessiva do reservatório. Em algumas usinas, no período chuvoso a afluência normalmente excede o volume de água turbinada e conseqüentemente o nível do reservatório pode alcançar a cota máxima normal de operação. Nesse caso, torna-se necessária a abertura das comportas do vertedouro, para manter sob controle o volume de água acumulado.

Outra função do vertedouro é a regulação do nível de jusante, respeitando os níveis máximos e mínimos definidos. Isso é necessário, por exemplo, por motivos de navegação ou de acordos entre países para aproveitamento do rio.

O vertedouro tem três modos básicos de operação: simétrico, assimétrico e desigual. O modo de operação mais comum é o simétrico, nele todas as comportas têm a mesma abertura. No assimétrico, uma ou mais comportas ficam fechadas. Por fim, no modo

desigual as comportas operam com aberturas diferentes entre elas. Em todos os casos é importante que as aberturas sejam suficientes para a formação do “salto de esqui”.

O sistema de automação deve proporcionar a supervisão das comportas do vertedouro, bem como das informações de todos os painéis e equipamentos associados. Ele também deve permitir a operação do vertedouro, ou seja, a abertura e o fechamento das comportas nos modos acima descritos.

2.9 Funções SCADA e EMS

Grosso modo, as funções do sistema SCADA são as funções de aquisição, supervisão e comando acima descritas. O Sistema de Gerenciamento de Energia (EMS - *Energy Management Systems*) por sua vez, como o próprio nome indica, é um conjunto de aplicativos (ferramentas de *software*) para apoiar o gerenciamento da geração, transmissão e distribuição de energia. Note que, os dois últimos estão fora do escopo desta tese. As subseções a seguir descrevem resumidamente esses sistemas.

2.9.1 SCADA

Os sistemas SCADAs fazem a supervisão e o controle centralizados dos equipamentos primários e também supervisionam os sistemas secundários. Normalmente os sistemas SCADAs são utilizados em centros de controle: os níveis controle central e controle remoto (COR ou COS), descritos na Subseção 2.3.2 e ilustrados na Figura 2.4.

Apesar de tipicamente os dados adquiridos pelos sistemas SCADAs serem para uso em tempo real, eles também podem ser usados por diferentes sistemas para outras aplicações.

Os sistemas SCADAs independentes eram comuns quando a tecnologia dos sistemas de automação básicos era convencional. Nesse caso, o SCADA era um sistema digital instalado em “paralelo” ao sistema de automação. Ele aproveitava os automatismos do sistema convencional (realizados com relés eletromecânicos), enviando comandos em paralelo às botoeiras e chaves existentes. Agora, que os sistemas de automação também são digitais, não faz mais sentido o sistema SCADA em paralelo. O próprio sistema de automação básico tem todas as funcionalidades do sistema SCADA nos níveis de estação. Entretanto, o sistema SCADA pode continuar a ser utilizado em níveis superiores comunicando-se com os sistemas de automação das usinas.

O sistema SCADA de usinas hidrelétricas tem dois níveis principais: das Unidades Terminais Remotas (UTRs) e da estação central (ou *master station*) [12]. A Figura 2.6 apresenta a arquitetura simplificada de um sistema SCADA.

As UTRs são dispositivos para aquisição de dados que têm boa capacidade de

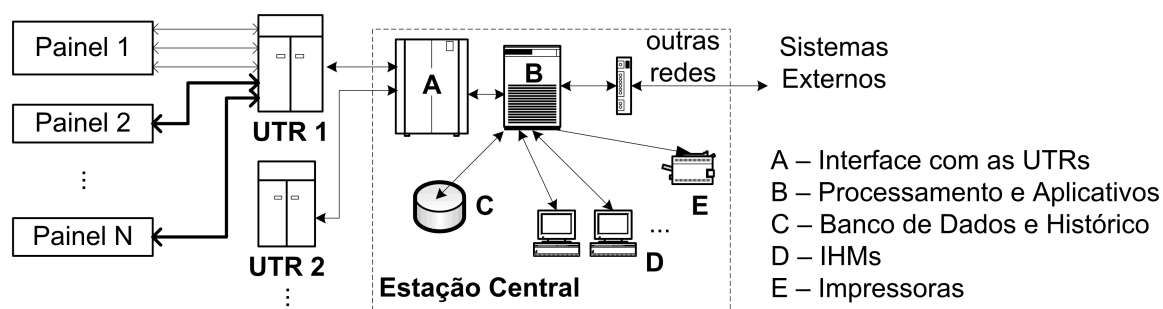


Figura 2.6: Sistema SCADA simplificado

comunicação. Elas são responsáveis pela aquisição dos dados em tempo real (descrita na Subseção 2.4.1). Além disso, as UTRs podem ter saídas digitais e/ou analógicas que são conectadas aos circuitos de controle dos equipamentos. As UTRs fazem a interface entre os dispositivos e painéis de campo com a estação central. A estação central recebe os dados pelas UTRs e também envia comandos para os equipamentos através delas.

Geralmente os sistemas SCADAs utilizam o modo de comunicação mestre-escravo, onde a estação central é o mestre, ou seja, ela inicia todas as comunicações, enquanto a Unidade Terminal Remota (UTR) é a escrava, que responde às requisições do mestre. Para essa comunicação é muito utilizado o padrão IEC 60870-5-101 “*Basic telecontrol tasks (master/remote SCADA)*” que dá suporte às tarefas básicas. Com o advento das redes de comunicação foi criado o padrão IEC 60870-5-104 “*Network Access for IEC 60870-5-101 using standard transport profiles*” com o mesmo propósito, que passou a ser mais utilizado.

Normalmente as UTRs têm arquitetura modular, o que proporciona grande flexibilidade. Elas podem ser dimensionadas de acordo com a aplicação. Cada módulo tem um microprocessador independente para suas tarefas (aquisição de dados das entradas, atuação de relés, envio e recebimento de mensagens, etc.). Isto resulta em pequena carga para a unidade de processamento principal, deixando-a livre para controlar toda a UTR e para a transferência de dados entre os módulos e a estação central.

A estação central inclui as funções de processamento e armazenamento de dados, histórico e IHM. Ela pode estar concentrada em um único computador ou distribuída em vários computadores, através de uma rede, com funções específicas e até mesmo redundantes. Além de tudo, a estação central pode estar conectada a outras redes como uma rede corporativa, por exemplo, para que os dados sejam utilizados por outros sistemas/usuários.

O decréscimo do custo das UTRs contribuiu para a realização do conceito de interfaces distribuídas [27]. Pequenas UTRs, com boa capacidade de processamento e ligadas através de redes de comunicação, podem ser estrategicamente espalhadas por toda a instalação (próximas aos equipamentos sob supervisão e controle). Isso minimiza, reduz custos e

facilita o projeto do cabeamento.

2.9.2 EMS

Integrado ao sistema SCADA normalmente existe o EMS. Ele é utilizado para apoiar os operadores no processo de geração e despacho de energia, no caso de usinas hidrelétricas. O EMS tem aplicações que usam as informações do processo e dados adicionais de outras aplicações e bancos de dados. Os três principais aplicativos são o estimador de estados, o Controle Automático de Geração (CAG) e o Controle Automático de Tensão (CAT), que utilizam a base de dados e os mecanismos de comando do sistema SCADA.

Estimador de Estados

O estado do sistema de potência são os valores de tensão complexa de todas as barras [28]. O estimador de estados é utilizado para fornecer esses valores em tempo real de modo confiável, ou seja, o ponto de operação do sistema de potência. Ele fornece a estimativa para todos os valores medidos e não medidos. A partir do estado do sistema é possível determinar outras grandezas de interesse, como fluxos de potência nas linhas de transmissão, por exemplo.

Os estimadores de estado em tempo real foram introduzidos nos sistemas de potência na década de 1960. Eles utilizavam métodos de mínimos quadrados ponderados. Atualmente a estrutura do estimador continua praticamente a mesma. A saída dos estimadores, valores das variáveis de estado em um dado instante, é obtida através de um conjunto de medidas. Tradicionalmente a entrada para os estimadores de estado são dados do sistema SCADA. Entretanto, agora estão sendo utilizadas também medições fasoriais sincronizadas (introduzidas na Subseção 2.4.2).

Controles Conjuntos

As operações em controle conjunto são utilizadas para regular a potência ativa total da usina, através do CAG, ou a tensão de saída, através do CAT. Eles são responsáveis pela regulação secundária. Isso é feito regulando-se as potências ativas geradas ou as tensões terminais de todas as unidades geradoras selecionadas para trabalhar em conjunto, respectivamente.

Os sistemas convencionais também têm controles conjuntos. Entretanto, como eles são realizados com eletrônica analógica (que utiliza tensões e correntes para representar os valores das variáveis e fazer cálculos), eles apresentam erros consideráveis (desvios das referências) em usinas com grandes unidades geradoras. Além do que, eles não têm a flexibilidade proporcionada pelos sistemas digitais.

Os sistemas de controle conjunto fornecem as referências para os sistemas de regulação primários. O CAG regula a potência ativa de toda a usina, ou de geradores selecionados. As referências dos reguladores de velocidade são atualizadas periodicamente para se alcançar algum objetivo, como corrigir o erro de geração, por exemplo. Já o CAT regula as tensões dos geradores, através do ajuste dos sistemas de excitação. Para isso, o CAG e o CAT recebem dados dos geradores, das barras e linhas associadas.

Vários fatores podem ser utilizados para determinar a participação de cada gerador nos controles conjuntos como, por exemplo, capacidade de variar a geração, curva de capacidade do gerador, disponibilidade de água e queda bruta.

Os operadores da usina podem selecionar as unidades geradoras que vão operar em controle conjunto e as que vão operar isoladamente. Somente podem participar do controle conjunto as unidades que estiverem no modo de controle remoto automático (controle central ou superior, descritos na Subseção 2.3.3).

Outros Aplicativos

O EMS também tem outros aplicativos como, por exemplo, para cálculos hidrológicos. Os cálculos hidrológicos, ou hidroenergéticos, são cálculos relacionados ao reservatório de água. Para se realizar esses cálculos são utilizadas medidas de níveis e de vazões, tanto turbinadas como vertidas. Os cálculos são utilizados para aperfeiçoar a operação da usina. Isso traz benefícios econômicos, pelo aumento da eficiência, e ambientais, pelo melhor uso da água [29].

2.10 Engenharia de Confiabilidade

A Engenharia de Confiabilidade se aplica aos projetos para garantir que um componente ou sistema irá executar a função pretendida no tempo definido sob determinadas condições. Ela considera o funcionamento e a capacidade de manutenção durante o ciclo de vida e muitas vezes está associada à qualidade. A especificação e o projeto do sistema proposto no Capítulo 5 consideram a disponibilidade, ou seja, levam em conta a confiabilidade e a manutenibilidade do sistema. A seguir são apresentados alguns conceitos e formas de aumentar a confiabilidade.

2.10.1 Conceitos e Definições

Para aplicação neste trabalho são apresentados três conceitos básicos: confiabilidade, manutenibilidade e disponibilidade.

Confiabilidade

Confiabilidade é a probabilidade de um componente ou sistema realizar suas funções adequadamente, sob as condições operativas de projeto, no intervalo de tempo planejado [30]. Resumidamente é a probabilidade de não falhar em um período [31]. A confiabilidade está associada à operação adequada dos componentes [32].

Segundo Ebeling, os sistemas complexos falham de várias formas devido a fenômenos físicos ou características de falhas diferentes de cada componente [31]. Uma abordagem de análise útil para Engenharia de Confiabilidade é separar essas falhas de acordo com os mecanismos ou componentes que as causam. Essas categorias de falhas são referidas como “modos de falha”.

Segundo Rameback, a confiabilidade total é o principal requisito para os sistemas de automação [33]. Myrda e Donahoe lembram que não é suficiente que o sistema opere adequadamente em situações normais, pois ele deve operar de modo confiável também em situações de contingência [10].

Manutenibilidade

Manutenibilidade é a capacidade de um componente ou sistema, sob condições de utilização estabelecidas, ser mantido ou restaurado para um estado no qual ele possa realizar suas funções, quando a manutenção é executada sob condições estipuladas e utilizando procedimentos e recursos prescritos [34]. Ela pode ser vista como a facilidade de realizar a manutenção do componente ou sistema.

Assim como a confiabilidade, a manutenibilidade também pode ser vista como uma probabilidade: é a probabilidade de que um componente ou sistema defeituoso serão restaurados para uma condição especificada dentro de um período de tempo quando a manutenção é realizada em conformidade com os procedimentos prescritos [31]. Resumidamente é a probabilidade de reparar em um dado período de tempo. A inclusão dos tempos de espera pelo pessoal ou pelas peças para a manutenção é facultativo.

Disponibilidade

Disponibilidade é a capacidade do componente ou sistema realizar a sua função quando for necessário. Em termos probabilísticos, é a probabilidade de um componente ou sistema estar em funcionamento em um dado instante no futuro, quando utilizado em condições de funcionamento preestabelecidas [30].

Do ponto de vista quantitativo, a disponibilidade fornece a percentagem de tempo que um componente ou sistema encontra-se em estado operativo, ou seja, ela também é definida como a proporção do tempo efetivo de funcionamento em relação a um período de tempo

definido (planejado para o funcionamento). Esse período de tempo deve ser grande o suficiente para incluir vários períodos de falha e reparo. Considerando os dados históricos, a disponibilidade pode ser calculada por: $\text{Disponibilidade} = \frac{\text{Período em Funcionamento}}{(\text{Período em Funcionamento} + \text{Período Indisponível})}$. Geralmente o tempo de falha de um componente que tem redundância não é computado para o período indisponível (se o componente redundante continuou funcionando). Note que, a indisponibilidade é o complemento da disponibilidade e pode ser calculada por: $\text{Indisponibilidade} = 1 - \text{Disponibilidade}$.

A disponibilidade difere da confiabilidade porque a disponibilidade é a probabilidade de que um componente ou sistema não esteja atualmente em falha mesmo que possa ter falhado anteriormente e foi restaurado ao seu estado de funcionamento normal [31]. Portanto, a disponibilidade deve ser o critério preferencial quando o componente ou sistema possa ser restaurado, pois ela considera tanto as falhas (confiabilidade) como os reparos (manutenibilidade). Note que, confiabilidade e manutenibilidade são independentes.

Existem formas de se aumentar a disponibilidade dos sistemas de automação. As principais são a realização de redundância e o uso de automonitoramento. Elas são detalhadas nas Subseções 2.10.3 e 2.10.2, respectivamente.

MTBF e MTTR

Dois indicadores muito utilizados na Engenharia de Confiabilidade são o Tempo Médio Entre Falhas (MTBF - *Mean Time Between Failures*) e o Tempo Médio Para Reparo (MTTR - *Mean Time To Repair*) [31, 35]. É comum se utilizar o MTBF como a principal medida de confiabilidade. O MTTR pode ser a soma do intervalo de tempo da detecção da falha até que o pessoal e equipamentos estejam prontos para fazer o reparo e do intervalo de tempo para efetivamente realizar o reparo.

Usando esses indicadores, a disponibilidade acima definida pode ser calculada por: $\text{Disponibilidade} = \frac{\text{MTBF}}{(\text{MTBF} + \text{MTTR})}$.

Unidades Geradoras

A disponibilidade e as indisponibilidades relativas às unidades geradoras de energia elétrica podem ser definidas por:

- **Disponibilidade:** percentagem de tempo, em um período definido, durante o qual as unidades geradoras permaneceram disponíveis;

- **Indisponibilidade Programada:** percentagem de tempo, em um período definido, durante o qual as unidades geradoras permaneceram fora de serviço para manutenção programada;
- **Indisponibilidade Forçada:** percentagem de tempo, em um período definido, durante o qual as unidades geradoras permaneceram fora de serviço em função de desligamentos não programados.

2.10.2 Redundância

De acordo com as definições acima apresentadas, uma forma de aumentar a disponibilidade é reduzir a frequência de falhas. Se para um componente que falhou exista outro que continue realizando a mesma função do primeiro, na prática, para o sistema não houve falha e ele continuará operando. Essa é a ideia da redundância.

Redundância é a duplicação de componentes ou funcionalidades importantes do sistema para, como já foi dito, aumentar a confiabilidade [5, 10, 36]. O componente redundante entra em funcionamento automaticamente após a detecção de falha do componente principal. Assim, os sistemas redundantes não têm a operação afetada mesmo em algumas situações de contingências. Basicamente a redundância deve assegurar que uma única falha de *hardware* não exponha o processo a condições inseguras. Quando não é possível conseguir a confiabilidade desejada do componente através do projeto, a redundância pode ser a única alternativa [31]. Em alguns casos pode existir mais de um componente redundante para o mesmo componente principal. A redundância pode ser realizada usando componentes idênticos ou diferentes.

Esse é um recurso amplamente utilizado para aumentar a confiabilidade dos sistemas secundários, principalmente das funções de proteção. Em alguns casos opta-se pela redundância completa do sistema, em outros, opta-se por ter alternativas para partes do sistema. A abrangência da redundância reflete quão crítico é o sistema de automação. No caso de redundância completa, um dos sistemas inteiro pode ser tirado de serviço e não há perda de funcionalidades, eficiência ou desempenho.

Quanto mais redundância existir, menos pontos de falhas únicos existirão e, portanto, menor será a probabilidade de falha. Entretanto, a redundância não apresenta apenas vantagens, o custo é maior e existem alguns desafios para utilizá-la. Entre os problemas estão a necessidade de gerenciamento das comutações entre componentes (que falhou e seu redundante) e o sincronismo dos dados entre as aplicações. A redundância deve ser projetada cuidadosamente para evitar o risco de informações conflitantes [22]. Além disso, deve-se garantir que a falha de um componente que tenha redundância não cause queda do desempenho do sistema. Portanto, a redundância não deve ser usada sem justificativas.

Note que, com a redundância o sistema fica maior. Assim aumenta-se a necessidade de manutenção (manter dois componentes ao invés de um). Por outro lado, a redundância também facilita a manutenção permitindo a intervenção em um dos componentes.

2.10.3 Automonitoramento

De acordo com as definições acima apresentadas, outra forma de aumentar a disponibilidade é reduzir o tempo necessário para o sistema recuperar-se. Esse tempo compreende os tempos para detectar a falha, para diagnosticar e para reparar. Minimizando esses tempos, melhora-se a disponibilidade.

O automonitoramento, também chamado de “autochecagem”, é uma função que verifica o comportamento dos componentes ou sistemas automaticamente e indica qualquer defeito no momento em que ele ocorre. Assim, essa função aumenta a disponibilidade. O automonitoramento pode reduzir significativamente o tempo para recuperação do sistema.

Hoje em dia o uso do automonitoramento é mais comum. Em sistemas convencionais é difícil realizar o automonitoramento completo e, na maioria das vezes, não é economicamente viável. Essa função é mais comum nos componentes digitais. A tecnologia digital facilita o monitoramento automático. A detecção de falhas e defeitos é feita por *hardware* e por *software*, desde o início do uso de microprocessadores em sistemas industriais. Com a tecnologia digital também é possível reportar os problemas para os níveis superiores do sistema de automação, apresentados na Figura 2.4, ou para sistemas dedicados à manutenção, baseados em computadores. Os sistemas de automação modernos têm recursos para monitoramento das redes de comunicação (apresentados na Subseção 3.4.2). Além de tudo, a rede de comunicação pode ser utilizada para verificar se todos os dispositivos estão em perfeitas condições de operação.

O automonitoramento elimina parte de ensaios periódicos para verificar o funcionamento do sistema. Em equipamentos sem automonitoramento, alguns defeitos só podem ser descobertos em testes de rotina. Em sistemas automonitorados, as rotinas regulares de testes podem ser substituídas por manutenção baseada na condição, dependendo de quanto abrangente seja o automonitoramento [5, 20, 24, 37–41]. Nesses sistemas, as informações sobre os defeitos estão disponíveis no mesmo instante em que eles ocorrem. Isso reduz o tempo necessário para se detectar o defeito e, portanto, para atuar na correção, aumentando a disponibilidade. Em alguns casos é possível reparar o componente antes que ele tenha a chance de não operar corretamente.

O automonitoramento permite adotar a filosofia de manutenção corretiva em vez da preventiva em grande parte do sistema. Entretanto, a eliminação completa da manutenção periódica não é possível porque normalmente o automonitoramento não cobre 100% do

sistema. Alguns procedimentos de manutenção regular precisam ser mantidos como, por exemplo, a verificação e ajustes das fontes de alimentação. Para definir quais devem ser as rotinas de manutenção, podem-se utilizar as recomendações dos fabricantes e análises sistêmicas. Um ganho indireto dessa abordagem é a redução de recursos necessários para a manutenção. Além disso, com menos intervenção humana, devido à necessidade reduzida de testes periódicos, o automonitoramento contribui para aumentar também a confiabilidade do sistema.

2.11 Comunicação e Sincronismo de Tempo

Nos sistemas digitais são utilizadas redes de comunicação de dados e são necessários métodos para sincronismo de tempo. Essas tecnologias são apresentadas nas subseções a seguir. A segurança das redes também é considerada. Note que, essas tecnologias não se aplicam aos sistemas convencionais.

2.11.1 Redes de Comunicação

A operação da unidade geradora, através do sistema de automação, depende dos dados provenientes de diversos equipamentos e subsistemas. Também pode haver necessidade de trocas de informações com outras usinas, subestações e centros de controle. Assim, é necessária alguma forma de comunicação de dados. Os sistemas digitais utilizam as redes de comunicação [42]. As redes de comunicação têm papel fundamental na automação, pois devem garantir a transmissão dos dados em velocidade adequada e ter disponibilidade. Além disso, como apresentado a seguir, os requisitos das redes usadas em automação são diferentes das exigências das redes de computadores locais [43].

Há três décadas as redes de comunicação de dados passaram a fazer parte dos sistemas de automação industriais. O desenvolvimento dessa tecnologia trouxe vantagens que levaram os fabricantes a adotá-la em seus sistemas. Hoje em dia, não é possível imaginar um novo sistema de automação (que não seja muito simples) sem redes de comunicação. Nos sistemas de automação elétrica modernos, os IEDs são conectados a redes locais, as quais também conectam IHMs, computadores, impressoras, interfaces de comunicação para centros de controle e outros sistemas.

A comunicação nos sistemas de automação tem requisitos rígidos. O tráfego de dados entre os componentes do sistema de automação deve ser realizado através de um sistema de comunicação que tenha, como principal característica, previsibilidade. As comunicações devem ocorrer em janelas de tempo limitadas e serem isentas de erros, para garantir o ciclo de tempo definido. Além de tudo, devem existir mecanismos de garantia da qualidade

dos dados, de modo que os dados disponibilizados para as funções de automação sejam consistentes e válidos [44].

Geralmente a comunicação de dados em sistemas de automação ocorre em diversos níveis [45]. Cada nível tem diferentes características e requisitos. No contexto dos sistemas de automação elétrica, as características das redes podem ser agrupadas de acordo com os níveis descritos na Subseção 2.3.2. No lado esquerdo da Figura 2.4 pode ser visto o crescimento das restrições temporais. Por exemplo, as comunicações nos níveis de unidade e de estação têm requisitos diferentes devido à alta demanda de processamento de dados em tempo real do primeiro [46].

No nível de processo ou de entradas e saídas, onde estão os dispositivos primários, os requisitos de tempo para as comunicações são da ordem de centenas de microssegundos a milissegundos. Exige-se tempo de resposta muito rápido e a latência e o atraso devem ser muito curtos. Por outro lado, o volume de dados é relativamente pequeno (com exceção dos valores amostrados de correntes e tensões) e as mensagens são simples.

No nível de unidade, onde estão os dispositivos inteligentes como controladores, os tempos são da ordem de até dezenas de milissegundos (algumas comunicações para proteção exigem tempos abaixo de 4 milissegundos) e o volume de troca de dados é moderado. Além do que, as mensagens têm maior grau de informação.

Nos níveis de controle local e central (estações local e central), onde estão os computadores (estações de trabalho e servidores), há volume considerável de troca de dados, porém o tempo não é tão crítico. As restrições de tempos são da ordem de frações de segundos. Além das funções de supervisão e operação, existem também algumas funções acessórias para suporte de atividades de Engenharia, manutenção, análise pós-operação, documentação, etc. Em geral, essas últimas funções não estão diretamente relacionadas à operação em tempo real, portanto, elas não têm restrição de tempo. Note que, os controles conjuntos (descritos na Subseção 2.9.2) estão no nível central.

O nível do centro de operação (controle remoto), onde é feita a supervisão do sistema elétrico ou de parte dele, é similar ao nível de controle descrito no parágrafo anterior. Quando existe a possibilidade de emitir comandos para o processo, os requisitos de redes são semelhantes ao do nível de estação central.

Também podem existir sistemas para as atividades de administração, gerência, produção, faturamento, contabilidade, etc. Esses sistemas podem estar na própria usina ou ser remotos, localizados nos centros de controle. Geralmente eles têm computadores e servidores conectados a redes corporativas, com elevadas taxas de troca de dados. Em alguns desses sistemas, é possível o acompanhamento do processo produtivo com informações detalhadas quase que em tempo real, visando o aumento da eficiência e redução de não conformidades.

No passado um único padrão de rede (topologia, protocolo, meio físico, etc.) não atendia a todos os níveis supracitados. Portanto, era comum o uso de diferentes redes de comunicação para um único sistema de automação.

A rede de comunicação do nível de processo, a mais importante e crítica, era baseada em redes industriais (de campo) tradicionais. O nível de unidade também utilizava uma rede desse tipo. No início da automação elétrica, antes do uso de redes, a ligação dos dispositivos sensores e atuadores era feita diretamente através de fios e cabos metálicos.

A rede do nível de estação era uma Rede de Área Local (LAN - *Local Area Network*) rápida, que permitia a comunicação entre servidores, *gateways* e estações de trabalho. A comunicação com o centro de controle normalmente era feita de modo serial por modem.

No início da utilização de redes de comunicação nas usinas e subestações existiam muitas limitações. As limitações básicas eram a velocidade de comunicação e a imposição de comunicação centralizada (um mestre comunicando-se com cada escravo) [47]. A consequência disso era a restrição de desempenho das funções distribuídas, inviabilizando esse tipo de abordagem.

Com a tecnologia atual é possível utilizar uma única rede em todos os níveis do sistema de automação elétrica. A escolha que tem se destacado é a rede Ethernet, o padrão IEEE 802.3 [43, 48–51]. A grande quantidade de redes Ethernet em todo o mundo acarreta alta disponibilidade de *hardware* e de *software* com baixos custos, devido ao elevado número de unidades vendidas, e também muitos especialistas. Além disso, com as taxas de transmissão cada vez mais altas e redes mais confiáveis, estimulou-se o seu uso em sistemas de automação, inclusive no nível de processo. Entretanto, deve ficar claro que a rede Ethernet não foi desenvolvida especificamente para sistemas de tempo real, tampouco para operação em ambientes industriais.

A rede Ethernet tem configuração e gerenciamento simplificados para aplicação em sistemas de automação industriais. Ela utiliza as camadas física e enlace de dados do modelo de referência *Open Systems Interconnection* (OSI) da *International Standards Organization* (ISO) [42]. Ele é um modelo abstrato que divide as tarefas de comunicação em sete camadas responsáveis por funções específicas, mostradas na Figura 2.7.

Ao contrário das redes de campo, na Ethernet não há definição de formato ou interpretação dos dados transmitidos. Assim, com ela é possível a transmissão de dados entre (e dentro de) todos os níveis do sistema de automação elétrica. Apesar de ser uma rede não determinística, como se alcança altas velocidades (como 100 Mbit/s ou 1 Gbit/s, por exemplo) e na prática os atrasos são lineares, ela pode atender aos requisitos temporais.

As primeiras utilizações de Ethernet nos sistemas de automação foram adaptações. Os protocolos legados foram adaptados para rodar sobre a Ethernet. Essa abordagem

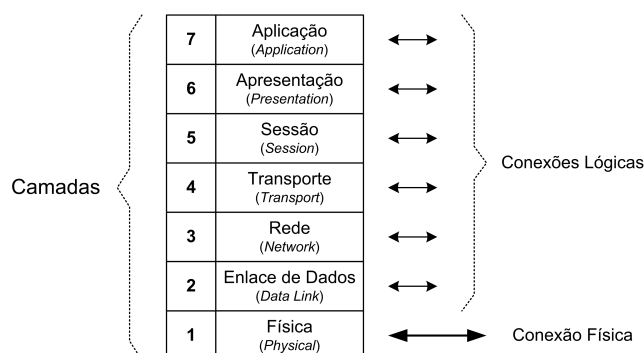


Figura 2.7: Modelo de referência OSI

oferecia as mesmas capacidades da comunicação utilizada anteriormente com as vantagens de modernas tecnologias de redes. Mas tinha uma deficiência: os protocolos usados ainda eram projetados para minimizar os *bytes* e não tiravam vantagem do grande aumento da largura de faixa das novas tecnologias [52]. Hoje em dia a situação é diferente. Os sistemas modernos estão usando cada vez mais toda a capacidade das redes de comunicação. Esse fato é ratificado pela criação de uma norma para utilizar o estado da arte de comunicações nos sistemas de automação e de proteção, apresentada no próximo capítulo.

O *hardware* para as redes de comunicação também precisou de adaptações. Os componentes de redes de comunicação em usinas e subestações, principalmente os utilizados para interface com o processo, estão sujeitos à ação de campos eletromagnéticos intensos e vibrações, além de umidade e temperatura elevadas. Portanto, eles devem ser suficientemente robustos para esse tipo de ambiente.

A principal norma para comunicações nos sistemas de automação elétrica modernos (norma IEC 61850 [19]) estabelece duas redes de dados básicas: rede de estação e rede de processo. A rede de estação é a conexão entre os níveis de unidade e de estação. A rede de processo é a conexão entre os níveis de processo e de unidade (ela pode também ser conectada ao nível de estação). A rede de processo é um elo de comunicação serial entre os equipamentos primários e os dispositivos do nível de unidade (ou níveis superiores). Essas redes são exploradas no Capítulo 3. Entretanto, neste trabalho é proposto o uso de uma única rede para todas as comunicações do sistema de automação.

Nas redes dos sistemas de automação elétrica, a opção preferida é utilizar fibras ópticas. Os limites de distâncias das redes são definidos por padrões. No caso de uso de componentes ópticos, maiores distâncias podem ser alcançadas. Além do que, o uso de fibras ópticas evita as interferências eletromagnéticas (intensas em usinas). Por esses motivos, as redes de comunicação em usinas hidrelétricas normalmente usam fibras ópticas. Pode ser necessária a utilização de conversores eletro-ópticos em alguns pontos da rede.

2.11.2 Segurança de Redes

Quando os sistemas de automação usam redes de comunicação, a segurança é um aspecto muito importante [53]. O acesso remoto aos IEDs e demais equipamentos do sistema deve ser restrito. Tipicamente os *firewalls* são usados para a segurança das redes [42]. Eles podem ser usados para adicionar camadas de segurança e isolar o sistema de tempo real da rede corporativa. Além de tudo, normalmente a rede corporativa também é isolada da Internet.

O modelo clássico de *firewall* é fechar todas as portas até que se torne necessário ter uma porta aberta. Mas nessa filosofia há uma pena operacional: o *firewall* também impede que novas aplicações rodem até que as portas necessárias sejam habilitadas. Entretanto, isso não é grande problema, porque uma vez que o sistema de automação está instalado e comissionado, não se alteram as portas. Para facilitar a configuração do *firewall* podem ser utilizados endereços IP fixos.

Além de instalar e comissionar, é preciso verificar periodicamente se a proteção da rede está funcionando. É sempre necessário fazer auditoria do sistema [10]. Isso pode ser feito pedindo para “*hackers* amigos” (“*white hats*”) tentarem atacar o sistema para procurar por vulnerabilidades e verificar o quanto ele é realmente seguro.

Os vírus também representam problemas potenciais para a rede. Eles podem, por exemplo, criar tráfego de mensagens na rede. Isso pode causar atraso intolerável das mensagens críticas. Os vírus também podem gerar mensagens que ocasionem desligamentos (*trips*). Assim, o acesso e os recursos (portas USB, drives, etc.) dos computadores devem ser restringidos.

2.11.3 Sincronismo de Tempo

O emprego do processamento digital nos sistemas de automação trouxe a necessidade do sincronismo de tempo. O processo de aquisição de dados (descrito na Subseção 2.4.1) para aplicação em automação (e proteção) usando redes de comunicação (descritas na Subseção 2.11.1) só é possível devido aos desenvolvimentos da tecnologia de sincronismo de tempo. Sem ela, a medição em dispositivos diferentes seria inócua para diversas aplicações, pois não existiria relação de tempo entre as amostras tomadas por eles. Além disso, o sincronismo de tempo é fundamental para a criação de um banco de dados único. Existem basicamente duas soluções para esse problema. A primeira é ter atraso de aquisição constante e a outra é usar amostragem sincronizada [54].

Na abordagem do atraso de aquisição constante, o atraso entre a aquisição do valor amostrado (o momento no qual o sinal é amostrado na fonte) até a recepção pelo

consumidor (que usará o dado) deve ser constante, conhecido e com *jitter*⁴ abaixo da precisão requerida. O dispositivo que consome os dados pode colocá-los em uma relação de tempo baseando-se no instante da recepção e no atraso conhecido.

Na amostragem sincronizada, todos os dispositivos que fazem amostragens são globalmente sincronizados com a precisão requerida. As amostras são tomadas todas ao mesmo tempo ou são etiquetadas indicando o instante de amostragem. Apenas essa abordagem pode trabalhar com atrasos de comunicação variáveis. Isso é inevitável em redes de comunicação de dados não determinísticas. Como o atraso constante é difícil de alcançar, o sincronismo de tempo tem sido utilizado nos dispositivos de medição e automação distribuídos baseados em microprocessadores.

O sincronismo de tempo dos primeiros relés digitais e dispositivos microprocessados era baseado em uma referência local pouco precisa. Essa baixa precisão não era suficiente para atender algumas aplicações, que surgiram com a evolução da tecnologia digital. Para solucionar o problema, adotou-se o sincronismo de tempo baseado em sinais de temporização provenientes de satélites do Sistema de Posicionamento Global (GPS - *Global Positioning System*). Assim, o Tempo Universal Coordenado (UTC - *Universal Time Coordinated*) passou a ser a referência. Os relógios com receptores de sinais de satélites do GPS oferecem sincronismo de tempo de alta precisão amplamente disponível [25].

Cada aplicação requer uma precisão de sincronismo de tempo. Os dados analógicos usados pelas aplicações consistem basicamente de valores das grandezas com etiquetas de tempo. A maioria das aplicações de automação requer precisão em torno de 1 milissegundo para as amostras, entretanto, outras aplicações necessitam de mais precisão. Por exemplo, a medição fasorial sincronizada (introduzida na Subseção 2.4.2) requer precisão da ordem de 1 microssegundo. Isso se deve à necessidade de precisão dos ângulos dos fasores para comparação de fases (1 microssegundo equivale a 0,0213 graus para 60 Hz). Geralmente as aplicações de proteção também necessitam de mais precisão que as aplicações de automação. Portanto, para cada aplicação existe a melhor forma de sincronismo de tempo, baseando-se na precisão necessária e na realização (conexão elétrica ou óptica, por rede de comunicação de dados, etc.). Note que, podem existir várias soluções de sincronismo de tempo para a mesma aplicação.

A seguir são apresentadas resumidamente as principais tecnologias de sincronismo de tempo baseadas no UTC.

⁴Neste contexto, *jitter* é a medida da variação do atraso entre pacotes de dados sucessivos.

Inter Range Instrumentation Group mod B (IRIG-B)

Os códigos de tempo IRIG [55] foram criados pelo *Inter-Range Instrumentation Group* (IRIG), do exército norte americano, na década de 1950 e aceitos como padrão em 1960. A última versão do padrão, denominado IRIG 200-04 “*IRIG Serial Time Code Formats*”, foi atualizada em setembro de 2004.

O IRIG consiste em um conjunto de padronizações para codificação e transmissão de sinais de temporização. O objetivo dele é transmitir informações para etiquetagem de tempo de maneira precisa e exata usando um canal de sincronismo. O IRIG pode ser aplicado em vários tipos de interfaces, com vários tipos de camadas físicas. Ele não se restringe ao setor elétrico, sendo utilizado na indústria de modo geral e em aplicações militares. O IRIG-B alcança precisão de até 1 microssegundo. Uma desvantagem desse método é que o canal de sincronismo de tempo pode ser uma fonte de falha.

Network Time Protocol (NTP)

O NTP [56] é a solução do *Internet Engineering Task Force* para sincronismo de tempo. Seu desenvolvimento se iniciou em 1979 e a primeira especificação (versão 0) foi emitida em 1985 (*Request for Comments 958*). O objetivo inicial dele era sincronizar o tempo de dispositivos de rede entre si e o mais próximo possível da referência UTC. Ele é o protocolo para sincronismo de tempo através de redes de comunicação mais antigo em operação. Atualmente ele é o método mais utilizado para sincronismo de tempo em redes de computadores e na Internet.

Com a inclusão de redes de comunicação de dados nos sistemas de automação e proteção elétricas, o NTP começou a ser utilizado no setor elétrico. Em 2004 uma versão simplificada compatível com o NTP, o *Simple Network Time Protocol* (SNTP), foi adotado pela norma IEC 61850 como padrão para referência de tempo. Tipicamente a precisão do NTP em redes locais é em torno de 1 milissegundo (utilizando o extrato 0 - *stratum 0* - como referência, pois a precisão depende da fonte de tempo usada). Essa precisão é alcançada depois de algum tempo (algumas horas) do início do sincronismo, pois as correções para compensar os erros são aplicadas gradualmente.

No passado, tradicionalmente era utilizado um canal para sincronismo de tempo separado, como o IRIG introduzido acima, para sincronizar os relógios dos dispositivos. Agora é possível utilizar a mesma rede de comunicação de dados dos dispositivos para fazer esse sincronismo, eliminando a necessidade de um canal exclusivo.

Precision Time Protocol (PTP)

O PTP é um protocolo para sincronismo preciso de relógios em sistemas de medição e controle [57]. O desenvolvimento dele se iniciou em 1990 para aplicação em sistemas de instrumentação. Em 2000 ele começou a ser utilizado em automação industrial. Em 2002 o *Institute of Electrical and Electronic Engineers* (IEEE) publicou a versão 1 do padrão, intitulado como IEEE 1588 “*Standard for a Precision Clock Synchronization Protocol for Networked Measurement and Control Systems*” [58]. Em 2004 ele também foi aprovado como padrão pela IEC e foi identificado por IEC 61588, com o mesmo nome. Em meados de 2008 foi publicada uma nova versão do padrão.

Assim como o NTP, o PTP é realizado com tecnologias de redes de comunicação. Ele foi concebido com os objetivos de prover precisão abaixo de 1 microssegundo, atender sistemas distribuídos, atender sistemas redundantes e tolerantes a falhas e também ser um padrão internacional para vários fabricantes (proporcionar interoperabilidade). Para alcançar essa precisão é necessário *hardware* específico.

O PTP provavelmente será em breve a melhor opção para sincronismo de tempo via rede de comunicação. Portanto, ele é o método de sincronismo escolhido para o modelo proposto neste trabalho (conforme detalhado no Capítulo 5).

2.12 Evolução da Automação Elétrica

Os sistemas de automação elétrica evoluíram muito nos últimos anos. O principal motivo foi a evolução da tecnologia associada: dispositivos de automação, computadores e componentes de rede cada vez mais rápidos, com maior capacidade de processamento e mais baratos. Os avanços nos dispositivos iniciaram-se na área de proteção. Os relés eletromecânicos passaram por desenvolvimentos sucessivos culminando nos IEDs atuais.

Outra razão da evolução é a mudança constante do que os usuários esperam do sistema de automação. Inicialmente eles queriam apenas supervisionar e operar. Em seguida, tornaram-se necessárias outras funções como gerenciamento de alarmes, controle avançado e novas facilidades de operação. Depois houve a necessidade de documentação da produção e de interface com os sistemas administrativos e gerenciais, para melhores gerenciamento e aproveitamento dos recursos. A desregulamentação do setor também exigiu demandas para integrar os sistemas de automação das concessionárias. Um dos maiores desafios relacionados a essas necessidades é projetar os sistemas com novas funções sem deixar a complexidade crescer de maneira drástica.

Inicialmente os sistemas de automação eram baseados em relés eletromecânicos interligados com muitos cabos metálicos. Com o advento dos microprocessadores, a

realização dos circuitos lógicos tornou-se programável e mais simples. O CLP foi um grande desenvolvimento para automação dos processos industriais, que também se aplicou às plantas elétricas. Os cabos paralelos foram substituídos primeiro por cabos para comunicação serial (ponto a ponto) e depois por cabos de rede, incluindo fibras ópticas, conforme descrito a seguir.

Antes dos computadores, os operadores observavam indicadores analógicos e faziam o controle manualmente através de chaves e botoeiras. Com o surgimento dos controladores mecânicos foi incluída uma pequena automação no processo, principalmente nos reguladores de velocidade. Esses controladores depois se tornaram eletromecânicos e em seguida eletroeletrônicos. Atualmente eles são digitais, usando microprocessadores. A supervisão e a operação passaram a ser feitas através de computadores e o controle pode ser totalmente automático.

A evolução seguinte foi com relação ao uso de redes de comunicação de dados. Primeiro foram instaladas redes no nível de estação para supervisão e controle do processo usando computadores como IHMs. Depois as redes chegaram ao nível da unidade, para realização das funções de controle (e de proteção), e ao nível de processo, adquirindo dados e atuando nos dispositivos primários. Hoje em dia é possível utilizar redes de comunicação interligando os quatro primeiros níveis do sistema de automação elétrica, mostrados na Figura 2.4. A proposta desta tese é utilizar uma única rede para isso, conforme apresentado no Capítulo 5. Os requisitos e características dessa rede estão apresentados na Subseção 2.11.1.

Considerando essa evolução, os sistemas de automação podem ser classificados de acordo com a tecnologia empregada em três gerações:

- **1ª Geração - Convencionais:** utilizam relés eletromecânicos e cabeamento metálico paralelo;
- **2ª Geração - Numéricos:** utilizam dispositivos digitais e algumas redes de comunicação de dados nos níveis superiores com grande variedade de protocolos;
- **3ª Geração - Modernos:** utilizam dispositivos totalmente digitais (incluindo a instrumentação) com *hardware* comum e *software* modular, têm redes de comunicação de dados também no nível de processo e fundamentam-se no uso de normas e padrões globais abertos. O intercâmbio de dados é maior e a documentação (incluindo a especificação) é formal (padronizada).

As subseções seguintes apresentam as principais características e diferenças dessas três gerações de sistemas.

2.12.1 1ª Geração - Sistemas Convencionais

Os sistemas de automação elétrica convencionais são baseados em relés eletromecânicos e dispositivos analógicos. Eles utilizam painéis de controle com chaves mecânicas, botoeiras, indicadores analógicos, luzes indicativas (anunciadores), etc. Houve uma evolução intermediária antes da próxima geração, usando eletrônica de estado sólido, que praticamente simulava as mesmas funcionalidades analógicas dos dispositivos anteriores.

A troca de dados entre os níveis de automação não é completa, restringindo-se aos dados essenciais, e se dá exclusivamente por cabos metálicos. Cada ponto de informação resulta em um cabo metálico entre o equipamento e o dispositivo de automação (ou proteção). Assim, existem muitos cabos, de tipos e comprimentos diferentes, e muitos bornes nos painéis.

Devido à grande quantidade de cabos, o projeto e os desenhos são complexos. Além disso, a instalação, os testes e a manutenção são difíceis. As modificações também são árduas. A inclusão de um único ponto do processo pode ser uma tarefa complicada, ou até mesmo inviável do ponto de vista técnico ou econômico. Note que, outra desvantagem é a exposição desses cabos aos campos eletromagnéticos intensos, que pode resultar em operação incorreta do sistema de automação.

Apesar dessa tecnologia ainda estar em operação de modo satisfatório em várias usinas antigas, ela está completamente obsoleta. A melhoria da qualidade dos serviços e produtos aumenta a demanda por informações mais precisas e atualizadas dos processos [12]. Além disso, já está difícil encontrar algumas peças sobressalentes.

Os sistemas de automação convencionais não permitem uma troca completa (e eficiente) de informações. Por outro lado, a tecnologia digital com redes de comunicação de dados, usada nos sistemas numéricos, facilita essa troca. A tecnologia digital foi um grande passo na evolução dos sistemas de automação. Ela é introduzida na próxima subseção.

2.12.2 2ª Geração - Sistemas Numéricos

Os sistemas de automação elétrica numéricos são baseados em dispositivos digitais microprocessados e em redes de comunicação de dados no nível de estação e de unidade. Eles usam diversos protocolos, inclusive proprietários.

Nos sistemas de automação numéricos, os diversos valores analógicos do processo (tensões, correntes, temperaturas, fluxos, níveis, etc.) são convertidos em dados digitais (*bits*) que podem ser processados em computadores. Isto disponibiliza prontamente informações dos processos para várias funções e diminui a complexidade dos sistemas. A aquisição digital de dados (introduzida na Subseção 2.4.1) proporciona um nível de

visibilidade que não era considerado possível na época da automação convencional [10].

As aplicações de microprocessadores em automação de usinas e de subestações começaram na década de 1970. Uma das primeiras aplicações dos microprocessadores nos sistemas elétricos de potência foi nos sistemas SCADAs (descritos na Subseção 2.9.1). Os maiores desenvolvimentos em aquisição de dados, controle e proteção começaram nos EUA e Japão e depois se espalharam pela Europa e outros locais. A transição efetiva para a tecnologia digital ocorreu entre as décadas de 1980 e 1990. No final dos anos 1980, havia vários sistemas de controle de subestações microprocessados instalados [7, 40, 59]. Em meados da década de 1990 entrou em operação no Brasil a primeira unidade geradora de médio porte com proteção unicamente digital [60]. No geral, as empresas relataram que foram experiências positivas a adoção da tecnologia digital [36].

Os primeiros sistemas de automação baseados em microprocessadores foram construídos com o objetivo primário de proporcionar as mesmas funcionalidades de maneira tão confiável e rápida quanto os sistemas convencionais [5, 7, 59]. Assim, as principais características funcionais dos dispositivos anteriores foram preservadas. As melhorias foram de desempenho, capacidade de comunicação, testes, manutenção e principalmente flexibilidade. Nas primeiras aplicações, os dispositivos digitais praticamente duplicavam as funções do *hardware* que eles substituíam. Na proteção, os princípios estabelecidos há muito tempo continuaram sendo usados [40]. Em seguida, os sistemas digitais substituíam ou complementavam as funções dos dispositivos convencionais. Com o passar dos anos, as funções dos dispositivos digitais foram aumentando, e as aplicações tornando-se mais complexas. Isso ocorreu, em parte, devido à grande capacidade de comunicação dos dispositivos microprocessados.

No início da década de 1980 não existiam muitos tipos de equipamentos e dispositivos de aquisição de dados, controle e proteção microprocessados no mercado mundial [7]. A principal razão para essa situação era a complexidade das questões teóricas, técnicas e econômicas. Elas precisaram ser resolvidas antes das aplicações com microprocessadores tornarem-se uma prática comum na indústria.

Acreditava-se que funções diferentes (para aquisição de dados, controle, automação, proteção) requeriam *hardware* com características também diferentes. Por exemplo, a maioria das funções de proteção precisava de *hardware* de 16 *bits*, enquanto o *hardware* de oito *bits* era suficiente para as funções de automação. As funções de controle complexas e de registro de transitórios também requeriam *hardware* de 16 *bits* [7]. Portanto, existiam outros critérios para a seleção do *hardware* usado nas realizações.

Atualmente, como a complexidade, velocidade e capacidades de processamento e de memória dos dispositivos aumentaram muito, tornou-se obscura a distinção entre eles. A quantidade de funções integradas em um único dispositivo têm se expandido

constantemente [40]. Medidores podem fornecer dados de detecção de faltas e de qualidade de energia. Relés podem fornecer dados de medição bem como dados de registro de perturbações e de sequência de eventos [59]. Agora está cada vez mais difícil se diferenciar o *hardware*, ao contrário do que se propunha na década de 1980.

Com o uso de microprocessadores, muitas funcionalidades foram concentradas em um único dispositivo integrado, e assim surgiu o termo IED (Dispositivo Eletrônico Inteligente ou no original: *Intelligent Electronic Device*). Os IEDs são dispositivos dedicados responsáveis por executar funções como: medição, monitoramento, controle, automação e proteção. A automação usando IEDs é baseada na aquisição de dados do campo. Geralmente eles são conectados aos sensores e atuadores por cabeamento específico. Outro termo que começou a ser utilizado foi Unidade de Aquisição e Controle (UAC) [1], designando o dispositivo de aquisição de dados e automação.

Segundo a parte 1 da norma IEC 61850 [19], um IED é qualquer dispositivo que contenha um ou mais processadores, com a capacidade de receber ou enviar dados/controlar de, ou para, uma fonte externa. São exemplos os medidores multifuncionais eletrônicos, relés digitais e controladores. Já a parte 2 da IEC 61850 [61] apresenta um complemento à definição do ponto de vista mais lógico: IED é um dispositivo capaz de executar o comportamento de um ou mais nós lógicos específicos em um contexto particular e delimitado por suas interfaces. Esse tema é detalhado no Capítulo 3.

Uma grande diferença dos sistemas numéricos com relação aos convencionais é que no nível de estação no lugar de painéis sinóticos existem IHMs baseadas em computadores, as chamadas Interfaces Gráficas dos Usuários (*Graphical User Interface* - GUI). Esse último termo é pouco utilizado, atualmente o termo IHM define esse tipo de interface⁵. Os computadores que realizam o papel de IHM também são chamados de “consoles”, “estações de trabalho” ou “estações de operação”.

As IHMs baseadas em computadores se tornaram comuns na década de 1990 e vários sistemas de automação elétrica computadorizados foram instalados [62]. Esse tipo de IHM pode proporcionar uma interface comum para distintos equipamentos primários através de componentes padronizados, como símbolos gráficos e janelas de diálogo. Além disso, os operadores podem configurar as IHMs para mostrarem as informações de preferência nos formatos e locais desejados. As aplicações usando microprocessadores fornecem não apenas a visualização dos parâmetros e variáveis nessas IHMs, mas também os resultados da análise do estado operacional [7].

As funções adicionais dos dispositivos digitais proporcionaram melhora da qualidade. A combinação de dispositivos eletrônicos baseados em microprocessadores, tecnologia de

⁵Outro termo utilizado na época que elas surgiram é Interface Pessoa-Máquina (*Person-Machine Interface* - PMI) [62], porém ele caiu em desuso.

comunicação de dados e computadores possibilitou obter mais dados, apresentar mais informações sobre o sistema de potência e sobre os equipamentos e dispositivos e também realizar novas funções. Essa combinação proporciona facilidades praticamente impossíveis na tecnologia anterior, sem os dados no formato digital. A seguir são arroladas algumas dessas facilidades.

Operação

Há melhoria da qualidade das informações [12]. Os dados são concentrados em um único lugar, facilitando o seu uso para a operação e minimizando a ocorrência de erros humanos. A aquisição de dados pode ser feita em ambientes complexos e afastados, gerando uma importante fonte de informação centralizada. Essas informações podem ser disponibilizadas para os usuários de modo “amigável” através de tabelas e diagramas.

O uso de IHM baseada em computadores proporciona uma interface comum [63]. Ela pode ser configurada facilmente para apresentar dados operacionais em vários formatos ou combinados com outros dados. A segurança da operação é melhorada porque a idade dos equipamentos não impede o uso seguro (mesma interface) [62].

Os projetos baseados em microprocessadores podem fornecer melhor precisão para tomadas de decisão [7]. Além disso, os sistemas numéricos com comunicação serial podem fornecer informações relevantes quando as falhas ocorrem, para serem usadas em tempo real na operação [64].

Por fim, a tecnologia digital permite a operação completa da instalação remotamente. Essa é uma tendência: concentrar a operação de usinas (e subestações) nos centros de controle descritos na Subseção 2.3.2.

Manutenção

A prática de manutenção pode ser significativamente mudada e melhorada usando projetos com microprocessadores. A manutenção é mais simples e mais barata [46]. É possível manter e seguir dados históricos para análise de manutenção [7]. Com sistemas numéricos é possível um avanço no uso de estatísticas e probabilidades. Elas podem ser utilizadas para procedimentos de manutenção, usando informações de monitoramento e estatísticas de faltas [64].

Sensores podem ser incluídos de modo que a manutenção seja feita de acordo com a necessidade, ao contrário de se utilizar um cronograma [8]. O contínuo monitoramento das grandezas do processo permite estimar o melhor momento para intervenção de manutenção, bem como analisar a vida útil dos equipamentos. Podem ser feitas verificações de tendências e previsões. Por exemplo, caso a temperatura de um dispositivo

esteja aumentando, pode ser a indicação de falha do sistema de resfriamento (ventiladores e trocadores de calor). O desempenho ou condição do equipamento pode ser medido periodicamente para a realização de técnicas avançadas de manutenção preditiva como, por exemplo, a manutenção preventiva baseada na condição [35].

Os microprocessadores permitem procedimentos de testes mais elaborados incluindo o automonitoramento, introduzido na Subseção 2.10.3, e testes extensivos em tela [7]. Em sistemas convencionais, os defeitos dos equipamentos secundários são descobertos por atividades de manutenção ou pela ocorrência de falhas. Nos sistemas numéricos o automonitoramento permite aos operadores descobrirem o defeito no instante em que ele ocorre.

O registro de eventos e medidas (introduzido na Subseção 2.4.3) melhorou muito as informações disponíveis para análise de faltas e perturbações. As análises podem ser feitas em minutos após o evento. Agora, além dos dispositivos dedicados a essa função, a maioria dos IEDs de proteção também inclui funcionalidades de registros.

Confiabilidade

Nos sistemas digitais é possível fazer extrapolações com os dados para prever defeitos ou falhas potenciais usando valores definidos que limitam as situações aceitáveis e emitir os devidos alarmes. Além disso, podem ser sugeridas ações a serem tomadas e, em caso da existência de comandos automatizados, até mesmo reagir automaticamente. A predição permite a ação corretiva antes que a falha ocorra [8].

Outra possibilidade para melhorar a confiabilidade é usar arquiteturas com redundância completa e estratégias de reparo que possibilitem manutenções mais eficientes [7]. Isso proporciona aumento da disponibilidade. Outro recurso é o automonitoramento já citado.

Nos sistemas digitais, os valores de parâmetros e referências ajustados são exatos. Esses valores não sofrem degradação com o tempo, o que torna a aferição desnecessária.

Flexibilidade

A programação de dispositivos baseados em microprocessadores possibilita ajustes, trocas de parâmetros e projeto de lógicas de modo muito mais flexível, quando comparados com os dispositivos convencionais [7].

Dispositivos baseados em microprocessadores normalmente permitem vários conjuntos de ajustes que podem ser ativados de acordo com as condições do sistema ou através de seleção dos operadores [8]. Alguns ajustes podem ser efetuados com a unidade geradora em operação.

Com os dados do processo disponíveis digitalmente e com recursos computacionais, é possível o desenvolvimento de algoritmos para diversas funções.

Sensores e Atuadores

As saídas de sensores digitais podem ser utilizadas diretamente por equipamentos microprocessados. Isso facilita e estimula o uso de novos sensores, mais modernos. De modo semelhante, os comandos podem ser enviados para o processo através de atuadores com comunicação digital.

Com a tecnologia digital, os Transformadores de Instrumentação Não Convencionais (TINCs) podem ser utilizados. Eles apresentam diversas vantagens (abordadas na Subseção 3.5.3).

Espaço Físico

Conforme citado acima, o número de dispositivos necessários para automação digital foi reduzido. Além, disso eles são mais compactos. A tecnologia digital tem a capacidade de integração funcional o que torna possível agrupar várias funções em um único dispositivo [39]. Com o uso de relés microprocessados o espaço necessário foi reduzido por um fator de quatro, assim como o custo de instalação [8].

Um sistema completo de proteção pode ser fornecido usando alguns relés altamente integrados. Por exemplo, a proteção de uma unidade geradora necessita de apenas dois ou três relés, cada um deles com em torno de 15 funções de proteção. Na época dos relés eletromecânicos convencionais, vários painéis cheios de relés caixas-pretas eram necessários para o mesmo esquema de proteção [40]. A redução de vários dispositivos caixas-pretas para um único dispositivo multifuncional economiza espaço e fiação.

As dimensões dos instrumentos também diminuem. Quando se utilizam poucas unidades digitais integradas, a quantidade de dispositivos a serem alimentados pelos transformadores de instrumentação é menor [15]. Assim, a quantidade total de secundários de TCs e TPs necessária também diminui.

O espaço necessário para as IHMs também é reduzido. Isso se deve ao uso de *hardware* baseado em pequenos computadores, ao contrário dos grandes painéis de controle e painéis mímicos convencionais [62]. No lugar desses estão sendo instaladas enormes telas de vídeo.

Custos

A tecnologia digital tem vantagens econômicas além das várias vantagens técnicas. Os sistemas digitais oferecem a possibilidade de padronização de procedimentos de Engenharia e manutenção, que resultam em redução de custos [38]. A instalação e o

comissionamento são muito mais baratos [8, 41]. Vários testes podem ser realizados em fábrica, reduzindo assim o tempo de interrupção de produção de energia.

Os custos de manutenção também diminuíram [46]. Em geral, a verificação de operação de relés eletromecânicos ou de estado sólido necessita de três vezes mais recursos que os necessários para verificar a operação de relés numéricos [41].

Brand, Lohmann e Wimmer apresentam uma análise considerando os custos e benefícios de um sistema de automação digital para uma subestação típica em comparação com um sistema de automação convencional [5]. São apontadas muitas vantagens econômicas para o primeiro.

Entretanto, a comparação de custos entre as tecnologias convencional e digital frequentemente gera controvérsia [36, 40].

2.12.3 3ª Geração - Sistemas Modernos

No final da década de 1970 surgiu a ideia de fazer a aquisição e conversão dos dados próximo aos sensores e enviá-los por rede usando multiplexação para serem usados por diferentes unidades de processamento de acordo com a necessidade [65]. Porém, o compartilhamento dos dados foi prejudicado pelos limites de comunicação. A tecnologia de comunicação disponível não era suficiente para permitir a troca de dados em tempo real. Era necessário resolver o problema de longos tempos de resposta, em comparação com sistemas convencionais, causado pela comunicação. Hoje essa deficiência foi superada de modo que todos os dados podem ser enviados através de redes de comunicação.

Com o desenvolvimento da comunicação, os usuários perceberam que seria muito bom a existência de um protocolo único. Porém, os sistemas de automação elétrica eram baseados em diversos padrões, alguns deles não projetados especificamente para esse fim. Em alguns casos os protocolos eram ajustados para as necessidades de instalações específicas.

A primeira abordagem de protocolo para automação elétrica foi a introdução do padrão IEC 60870-5 como interface informativa para dispositivos de proteção e comunicação com os centros de controle [4, 22]. Ele também suporta o telecontrole. Entretanto era uma comunicação ponto a ponto lenta com o comportamento dominante mestre-escravo. Em seguida, os protocolos e normas evoluíram, superando alguns limites e tornando-se mais amigáveis. O desenvolvimento evoluiu até a padronização dos dados da automação elétrica, culminando na norma IEC 61850, o estado da arte. Além disso, os IEDs que operavam praticamente de modo independente passaram a atuar integrados, compartilhando dados adquiridos e gerados por outros IEDs. Assim, as redes de comunicação passam a ter papel mais importante no sistema automação.

Com a evolução tecnológica, não é necessário realizar várias medições para aplicações

em dispositivos diferentes. Atualmente já existem dispositivos que adquirem os dados, incluindo as correntes e tensões, em um único lugar, de uma só vez, com alta resolução e grande precisão para alimentar todos os outros dispositivos que necessitem desses dados. Esse esquema é detalhado no próximo capítulo, na Subseção 3.5.3.

Os sistemas atuais, aqui classificados como modernos⁶, têm as características dos sistemas numéricos usando *hardware* comum em vez de dispositivos dedicados por função. Além disso, o cabeamento metálico paralelo convencional do nível de processo é substituído por redes de comunicação de dados. Assim, os sistemas de automação elétrica são totalmente digitais e fazem o uso intenso de redes de comunicação (por fibras ópticas). Outros aspectos que caracterizam a tecnologia são os fatos dela ser fortemente baseada em padrões e normas globais abertos, visando oferecer interoperabilidade, e da documentação do sistema, incluindo a especificação técnica, ser formal (também padronizada).

A interoperabilidade é muito importante no contexto deste trabalho e, portanto, é abordada ao longo do Capítulo 3, inclusive com uma subseção dedicada para ela: 3.5.1. O assunto também volta a ser abordado no Capítulo 5.

Com a substituição dos cabos metálicos por comunicação serial, os dois maiores desafios são o comportamento em tempo real e a precisão de sincronismo de tempo requerido [54]. Soluções para esses desafios já existem, conforme citado acima e detalhado no Capítulo 3). A eliminação dos cabos metálicos é explorada na Subseção 3.5.3.

Os sistemas de automação modernos herdaram todas as facilidades dos sistemas numéricos descritas na Subseção anterior. Além de tudo, agregaram novas vantagens que são apresentadas a seguir.

A inteligência, que já era disponível no nível de unidade nos sistemas numéricos, também está presente no nível de processo. Isso se deve à introdução de sensores, em especial novos tipos de transformadores de instrumentação, e de atuadores microprocessados. Agora, os IEDs também estão no nível mais baixo do sistema de automação elétrica.

Com sensores e atuadores inteligentes (microprocessados), foi possível o uso de comunicação serial. A rede de comunicação no nível de processo, ilustrado na Figura 2.4, causou grandes mudanças com relação aos projetos tradicionais. Ela permite uma nova alocação de funções [64, 66]. Isso é uma característica marcante dos sistemas modernos e não era nem imaginado no passado.

A comunicação serial tem grande impacto nos sistemas. O projeto de intertravamentos e de circuitos lógicos deve ser completamente elaborado usando mensagens de rede,

⁶O termo “moderno” tem o problema de estar relacionado ao contemporâneo: o que é classificado como moderno hoje pode não ser mais daqui alguns anos. Entretanto, esse é o termo mais utilizado na literatura e não há outro que caracterize melhor a tecnologia. Por isso ele é utilizado neste trabalho para se referir aos sistemas de automação elétrica da 3^a geração.

eliminando relés auxiliares e fiação. Nos níveis de automação mais altos dos novos projetos, deve ser considerada a mudança da comunicação mestre-escravo para a cliente-servidor.

Nos sistemas convencionais e numéricos, os detalhes específicos da tecnologia dos equipamentos eram necessários no nível de unidade [54]. Por exemplo, os dispositivos do nível de unidade deviam saber como o procedimento de “selecionar antes de operar” devia ser feito. Também era necessária grande atenção com os detalhes das conexões elétricas. Nos sistemas modernos em teoria (porque nem tudo já está disponível comercialmente) isso se tornou transparente, não é mais necessário conhecer detalhes dos equipamentos.

A troca de dados não ocorre apenas entre os componentes semelhantes, mas também entre diferentes níveis da hierarquia funcional do sistema de automação, descritos na Subseção 2.3.2. Há grande flexibilidade de comunicações e alocações de funções. Funções de níveis diferentes da hierarquia funcional podem ser localizadas no mesmo dispositivo físico e, ao mesmo tempo, dispositivos físicos diferentes podem trocar dados no mesmo nível funcional. Esse tema é explorado na Subseção 3.4.2. A tecnologia moderna facilita o projeto e execução de soluções descentralizadas [67].

Com a flexibilidade dos sistemas digitais, as funções que antes eram realizadas por equipamentos dedicados podem ser executadas em outros dispositivos. Por exemplo, o registro de eventos é oferecido como padrão até mesmo nos menores relés, e o monitoramento da qualidade da energia é parcialmente coberto pelos relés de proteção [40]. Essa facilidade também pode ser utilizada para realizar a redundância (introduzida na Subseção 2.10.2).

Nos sistemas modernos há redução ainda maior do espaço físico necessário, descrito como vantagem da tecnologia digital na Subseção 2.12.2. O uso de sensores inteligentes ligados em rede, no lugar dos tradicionais, combinado com proteção e controle digitais permite o projeto de sistemas compactos. Relés auxiliares são eliminados, a maioria das chaves de teste está próxima da extinção e em vez de dezenas de cabos entre dispositivos, há um par de fibras ópticas (ou dois pares para redundância) a partir de cada dispositivo para os *switches* [10].

Isso também facilitou a configuração do sistema de automação. Nos sistemas numéricos é necessário configurar todas as conexões, uma a uma. As informações vindas do processo são identificadas por números e letras, praticamente fortuitos, sem nenhum significado funcional. Já nos sistemas modernos, devido à modelagem padronizada orientada por objetos, o serviço mais pesado de configuração pode ser feito automaticamente, economizando tempo e dinheiro.

Modificações em sistemas modernos são muito mais fáceis comparando-se com os sistemas convencionais e até com os numéricos. A redução de cabeamento diminui a quantidade de *hardware* e também facilita os ajustes do sistema no futuro. Mudar bases de

dados é muito mais simples que adicionar ou retirar cabos. Novos esquemas de automação podem ser adaptados com pequeno trabalho de projeto [11]. Outra vantagem é que o risco de causar problemas nesses casos é minimizado pelo uso ferramentas e projeto de *software* modular [46].

Outra grande diferença com relação aos sistemas numéricos, conforme já mencionado, é que nos sistemas modernos o uso de normas e padrões globais é marcante. Os novos padrões provêm capacidade de trocar não apenas dados, mas também modelos dos componentes do sistema [19]. Eles possibilitam identificar, validar e corrigir os dados em tempo real, calibrar remotamente os dispositivos de aquisição de dados, além de outras aplicações limitadas apenas pela imaginação e esforço dispensado [21].

Conforme já adiantado acima, a norma que tem se destacado na área é a IEC 61850. Ela é o único padrão que cobre a comunicação nos quatro primeiros níveis⁷ do sistema de automação (três níveis, de acordo com a definição da norma) e entre eles. Ela também facilita o uso de TINC, permitindo a criação de redes de processo completas. Além disso, todos os nomes (dispositivos, funções, pontos, etc.) são padronizados e definidos no contexto dos sistemas de potência.

Apesar da edição 1.0 da IEC 61850 não tratar da comunicação com o centro de controle, isso foi facilitado. O trabalho e o custo para realizar a operação remota diminuíram com a introdução da rede de estação. Agora, em teoria, é necessário apenas um *gateway* para comunicação com o centro de controle remoto, em vez de uma grande estrutura com UTRs e servidores específicos para isso (considerando a tecnologia convencional).

Como na maioria dos sistemas digitais, nos sistemas de automação elétrica modernos os avanços de *hardware* estão à frente dos avanços de *software* [21]. Para lidar com isso, pode ser usado o conceito de *software* modular escrito em linguagem de programação de alto nível, o que torna o *software* menos dependente do *hardware*. Assim, o problema causado pelo rápido ciclo de inovação do *hardware* é reduzido. Essa abordagem facilita a compatibilidade de *software* e *hardware*, a extensão do sistema e o uso de peças sobressalentes.

Nas tecnologias anteriores, a verificação da Engenharia e das conexões durante o Teste de Aceitação em Fábrica (TAF) e durante o Teste de Aceitação em Campo (TAC) consistia de muito trabalho manual. Por exemplo, no TAC pelo menos duas pessoas eram necessárias para checar todas as conexões. Era um trabalho demorado e tedioso. As conexões em rede dos sistemas modernos eliminaram grande parte desse trabalho. Esse tema é abordado na Seção 5.9.

⁷Níveis definidos na Subseção 2.3.2 e apresentados na Figura 2.4.

2.12.4 Análise Crítica

As subseções acima dão ideia de como os sistemas de automação elétrica se desenvolveram e evoluíram nas últimas décadas. Isso se deveu a vários fatores. Entre os mais importantes, podem ser citados: as imposições e requisitos dos processos e instalações, as tecnologias de *hardware* e *software* disponíveis e as necessidades dos usuários. Entretanto, nem sempre o desenvolvimento ocorreu da melhor forma, devido a limitações desses mesmos fatores.

Os projetos iniciais de sistemas de automação elétrica digitais (numéricos e modernos) focaram na emulação das tecnologias anteriores. O benefício total da nova tecnologia será alcançado apenas se as suas capacidades plenas forem reconhecidas e utilizadas. Os projetistas devem preocupar-se com a arquitetura geral do sistema de automação e com a utilização de todos os novos recursos que sejam necessários.

Outro problema para a evolução da tecnologia é o conservadorismo do pessoal. Geralmente o pessoal do setor elétrico tem relutância em aceitar novas tecnologias [11, 14, 68]. A razão da lenta aceitação dos novos dos sistemas de automação não é limitação da tecnologia atual em atender os requisitos, mas a resistência dos usuários para adotar novas aplicações sem dominá-las completamente. A responsabilidade deles pelo fornecimento de energia elétrica faz com que novas tecnologias sejam inseridas de maneira gradual e cuidadosa. Conhecer bem os custos e benefícios da mudança pode ser uma motivação para realizá-la.

A seguir são apresentadas análises separadas por tópicos, para melhor organização.

Tecnologia Digital

O uso de microprocessadores e computadores digitais possibilitou a introdução de novas estratégias de automação [7]. Os sistemas digitais com recursos de comunicação serial facilitam a troca de informação entre todos os níveis, incluindo entre as estações e os centros de controle. O desafio é adaptação dos aplicativos para realmente se utilizar todas essas informações [64]. Por exemplo, as técnicas de estimadores de estado (introduzidos na Subseção 2.9.2) devem ser modificadas se for desejado fazer o uso efetivo dos dados adicionais [8].

Hoje em dia, nas instalações existem distintos equipamentos e sistemas como: SCADA, medidores, relés, registradores de faltas e perturbações, etc. Todos eles estão evoluindo para tecnologias completamente digitais. A tecnologia básica para cada um deles é idêntica e a separação tem sido imposta apenas por tradição (limitações das tecnologias antigas) e pelas organizações [21].

No passado, para cada tarefa era desenvolvido um dispositivo dedicado [46]. Ele

oferecia desempenho ótimo para uma tarefa específica (para a qual ele foi projetado). Hoje, as funções de automação e proteção dos IEDs podem ser determinadas, praticamente, pelo *software* que roda neles. Do ponto de vista do *hardware*, as aplicações diferem principalmente pelo tipo e quantidade de entradas e saídas. A capacidade de processamento e as condições ambientais tanto para os dispositivos de automação como para os de proteção praticamente são as mesmas.

Outra vantagem de uma plataforma de dispositivos comum para automação e proteção é que algumas funcionalidades, como a comunicação serial, por exemplo, precisam ser projetadas apenas uma vez para toda uma família de equipamentos. Dessa forma, as funções podem ser oferecidas integralmente aos clientes com um preço melhor, comparando-se quando equipamento adicional dedicado é necessário [24].

As rápidas mudanças tecnológicas e o crescimento da complexidade dos dispositivos e sistemas demanda aumento da parceria entre fornecedores e empresas de energia elétrica, os usuários [46]. O uso de nova tecnologia, com ferramentas de Engenharia que são fáceis de usar e requerem treinamento mínimo, leva ao desenvolvimento mais flexível de novas funções. Fornecedores e usuários trabalhando juntos são capazes de resolver problemas complexos mais rápido.

Integração de Funções

Há tempos se discute a integração de equipamentos de supervisão, controle, automação e proteção [69]. Na década de 1990 já existia a tendência supracitada de diminuição do número de dispositivos independentes, pois cada dispositivo poderia fornecer várias funções [59]. Atualmente, isso continua, através da máxima da integração de mais e mais funções em menos e menos equipamentos, para aperfeiçoar o sistema e reduzir os custos [4, 24]. Isso é o que vem acontecendo nos últimos anos.

De Mesmaeker et al. apresentam uma figura indicando a evolução do número de dispositivos de automação e proteção para uma subestação (com quatro linhas e oito alimentadores) desde 1960 até 2010 [24]. Nela pode ser visto que o número de dispositivos cai exponencialmente. Eles acreditam que essa tendência continuará no futuro. Se assim for, dentro de poucos anos existirá apenas um dispositivo realizando todas as funcionalidades da subestação. Entretanto, uma análise similar para usinas hidrelétricas não apontaria uma redução tão brusca. Isso se deve ao fato de existirem vários painéis associados a equipamentos primários dispersos. Assim, continua sendo necessário uma quantidade maior de dispositivos (a menos que se utilize um sistema concentrado com muito cabeamento paralelo até o dispositivo principal).

Outra vantagem da integração de funções é que menos dispositivos se traduz em menor

necessidade de manutenção [62].

Confiabilidade

A tecnologia digital melhorou a confiabilidade, manutenibilidade e disponibilidade, definidas na Seção 2.10. Estudos teóricos têm mostrado que a disponibilidade da proteção digital é comparável ao esquema de proteção analógico redundante, proporcionando ao mesmo tempo alta segurança contra falsa operação [40].

No início não havia plena confiança na tecnologia digital. Por exemplo, em alguns projetos cogitou-se colocar proteções eletromecânicas como retaguarda [37]. Porém, essa ideia foi abandonada. Isso ocorreu porque no começo existiam poucos estudos para comparação e avaliação de algoritmos propostos [7]. Essas eram tarefas difíceis, pois eram utilizadas linguagens de montagem (*assembly*) devido à necessidade de execução em tempo real. Acreditava-se que a análise, síntese e avaliação de algoritmos digitais eram problemas chave a serem resolvidos para que as técnicas digitais se tornassem superiores às técnicas anteriores, considerando melhoras de desempenho. Com os anos de experiências e com a facilidade proporcionada pelas linguagens de programação de alto nível, chegou-se a algoritmos não apenas mais eficientes, mas também com alta confiabilidade. Hoje se verifica também na prática a grande confiabilidade dos sistemas digitais.

Atualmente o MTBF é relativamente melhor nos dispositivos digitais que em outras tecnologias. Uma comparação das proporções de falhas das tecnologias eletromecânica, estado sólido e digital durante os últimos dez anos mostra que o número de casos de falhas nos dispositivos digitais corresponde de 20% a 30% do total de casos detectados [41].

Nem todas as mudanças que estão ocorrendo são positivas. O aumento do uso de computadores e redes tornou os sistemas de potência mais vulneráveis devido a problemas inexistentes antes deles, como ataques de *hackers*, vírus de computadores e mau funcionamento dos novos equipamentos, por exemplo [53, 70]. É necessário dar maior atenção e investir em segurança dos sistemas de automação, tanto física como lógica (senhas do *software* básico, dos perfis de usuários, dos aplicativos, etc.).

Dados do Processo

A partir da tecnologia digital, foram agregados ao sistema de automação servidores de bancos de dados. Eles são necessários tanto para a base de dados de tempo real, que reflete os estados e valores das grandezas do processo, como para a base de dados histórica. A base histórica pode ser consultada pelos operadores de tempo real, para ver gráficos de tendências, por exemplo, ou pelo pessoal de pós-operação e de manutenção.

O volume de dados aumentou significativamente quando dispositivos baseados em

microprocessadores passaram a ser usados como fontes de dados e componentes do sistema de automação. Além dos dados medidos, eles passaram a fornecer valores calculados, em tempo real ou não, e houve aumento da troca de dados entre os níveis do sistema de automação. O volume de dados dos sistemas moderno pode ser dez vezes maior do que dos sistemas convencionais.

A abundância de dados trouxe benefícios. Com os sistemas de automação modernos, é possível operar o sistema de potência mais próximo dos seus limites devido ao monitoramento e disponibilidade de informações em tempo real dos parâmetros e valores operacionais do sistema [64]. O problema é selecionar as informações úteis a partir da grande quantidade de dados disponível. Sistemas especialistas podem auxiliar nessa tarefa [40]. Entretanto, a grande quantidade de dados também trouxe problemas: como organizá-los e armazená-los de modo eficiente? Para lidar com o grande fluxo de informações necessita-se de mais inteligência [22]. O *hardware* e *software* atuais e a modelagem de dados (estruturas padronizadas) ajudaram a solucionar esses problemas.

Nos primeiros sistemas era necessária uma seleção rigorosa do que seria armazenado devido a limitações de memória de massa. Atualmente, praticamente não há limites para o armazenamento de dados. Pode ser utilizado *hardware* específico para isso, com muitos discos rígidos para grande capacidade de armazenamento, e *software* para gerenciamento de grande quantidade de dados com muita segurança. Entretanto, não se devem armazenar dados desnecessários, para melhor desempenho do sistema.

A tecnologia moderna oferece recursos eficientes para endereçamento de dados e comunicação. Ela facilita o desenvolvimento de aplicações e especificações de interfaces baseados na semântica dos dados [47]. As redes de comunicação usadas atualmente, tratadas no próximo tópico, também facilitaram o intercâmbio de dados supracitado.

Redes de Comunicação

As redes de comunicação resolveram praticamente todas as necessidades de trocas de dados nos sistemas de automação. Elas também fizeram com que as informações estejam disponíveis em toda a empresa. O acesso aos dados do processo, em teoria, pode ser feito a partir de qualquer lugar.

Essa solução não é trivial. Agora os engenheiros de automação precisam entender o funcionamento e conhecer as características das redes de comunicação. Eles devem saber as diferenças básicas entre as topologias e as funções dos componentes das redes. É tão importante entender o funcionamento dos *switches* como dos IEDs para alcançar os requisitos de desempenho, confiabilidade, disponibilidade e segurança do sistema de automação. No futuro próximo isso deve ter reflexo nos currículos dos cursos de

Engenharia na área de Automação de Sistemas de Potência. Entretanto, deve ficar claro que os engenheiros de automação não precisam ser especialistas em comunicações. Quando forem necessários análises ou estudos mais avançados sobre o tema, os engenheiros de telecomunicações podem ajudar.

Operação e Manutenção

No final da década de 1990, já se acreditava que as vantagens dos sistemas de automação com IHMs baseadas em computadores eram significativamente maiores que as desvantagens [62]. Hoje em dia, com o avanço das tecnologias de *hardware* e de *software* as vantagens são ainda maiores. Há tempos esse tipo de interface já é o padrão para novos projetos.

A aceitação da nova interface pelos operadores é geralmente grande, até mesmo para os operadores menos familiarizados com computadores, requerendo pequeno treinamento inicial ou uma atualização [62]. O treinamento para a familiarização pode ser realizado facilmente, devido aos recursos computacionais de simulação dos sistemas digitais.

Segundo o *Electric Power Research Institute* (EPRI), a principal vantagem da tecnologia digital na operação, quando se compara a tecnologia convencional, é a maior versatilidade, incluindo interfaces para outros sistemas de automação e apoio de aplicativos (*software*) [71].

A maioria das tarefas manuais ainda feitas atualmente, como leituras nos painéis e equipamentos primários, podem ser feitas automaticamente. Os sistemas modernos dispõem de recursos para isso, tendo todos os dados operacionais e não operacionais disponíveis e também inteligência computacional. Assim, eles podem fazer diagnósticos e gerar alarmes e relatórios automaticamente. Além de facilitar a operação, isso ajuda na mudança de filosofia da manutenção periódica para manutenção preditiva, tratada a seguir.

Com relação aos alarmes, os sistemas atuais ainda empregam processamento determinístico [8]. As prioridades dos alarmes são definidas no projeto e todos eles são processados e requerem atenção do operador. Uma grande perturbação do sistema elétrico ou uma rejeição de carga pode disparar centenas de alarmes e eventos, o que dificulta entender o que realmente aconteceu. Para facilitar a operação, podem ser desenvolvidos processadores de alarmes baseados em regras e sistemas especialistas [72, 73].

Sistemas modernos com automonitoramento (introduzido na Subseção 2.10.3) podem reduzir consideravelmente a manutenção. Entretanto, isso requer mudança da filosofia de manutenção [64]. O uso da tecnologia digital está obrigando algumas concessionárias a mudarem o gerenciamento das manutenções [37]. O tempo necessário para se detectar

a falha é bem menor, o que permite utilizar mais a manutenção corretiva em vez da preventiva (para os dispositivos) e também aumenta a disponibilidade.

Com relação aos testes, eles podem ser facilitados pelo uso de ferramentas de *software*. Entretanto, ainda é necessário esforço para a seleção de procedimentos de testes mais adequados para vários dispositivos e sistemas. Por outro lado, uma desvantagem da tecnologia digital é que o acesso ao dispositivo é restrito. Algumas funcionalidades são proprietárias dos fabricantes e não estão disponíveis para o pessoal de manutenção. Nesses casos, a única solução é solicitar apoio dos fabricantes. Nesse sentido, antes (com a tecnologia convencional) a concessionária tinha maior liberdade.

Já existem também alguns aplicativos para seleção ótima de parâmetros para os IEDs. Entretanto, geralmente esses aplicativos não são utilizados em tempo real (são executados *off-line*) e os parâmetros são alterados pelo pessoal de manutenção. Não há razão para que os ajustes dos dispositivos não possam ser recalculados em tempo real (*on-line*) baseando-se nas alterações das condições do processo ou do sistema de potência [8]. Esses ajustes poderiam então ser automaticamente carregados nos dispositivos, sem a intervenção humana. Meliopoulos acredita que, a tecnologia de *hardware* para realizar essa funcionalidade já está disponível, mas os desenvolvimentos de *software* ainda estão atrasados [21].

Projeto

Quando se usa uma nova tecnologia, a primeira abordagem é geralmente copiar o que era feito antes [47]. A rigor, os projetos atuais são cópias do que era feito com a tecnologia anterior, porque eles seguem os mesmos fundamentos. As maiores mudanças requerem repensar as arquiteturas e funcionalidades e também definir um caminho para a realização, o que leva tempo. Assim como foi necessário tempo para que a tecnologia numérica fosse assimilada, o mesmo vai ocorrer com a tecnologia moderna.

Para explorar todos os benefícios da nova tecnologia, devem ser consideradas mudanças da abordagem tradicional dos sistemas de automação [3, 47]. Especialmente o usuário deve considerar qual funcionalidade é realmente necessária e quais são os comportamentos dos dispositivos instalados até o momento. Um bom exemplo é a arquitetura atual para redes de IEDs, que é muito restrita pela filosofia existente de IEDs isolados [65].

É sabido que a separação de dispositivos de controle e proteção é bem definida e rigorosa em quase todas as concessionárias, nas áreas de manutenção e Engenharia [4, 7, 20]. Essa separação também se verifica nos fabricantes. As responsabilidades são divididas em vários departamentos. Isso se aplica até mesmo para o cabeamento bem como para os procedimentos de testes e manutenção. Entretanto, hoje em dia nas áreas de

distribuição e de redes de alimentação industriais, há uma tendência em combinar unidades de automação e proteção baseadas em IEDs [40]. Um dispositivo universal integra todas as funções secundárias da subestação com exceção de medição para tarifação.

Conforme supracitado, essa integração de funções é uma tendência nos sistemas modernos. Provavelmente, o que já ocorre na distribuição se estenderá para as áreas de geração e transmissão. Antes dos equipamentos baseados em microprocessadores e da comunicação serial a integração era muito difícil devido ao uso de equipamentos dedicados diferentes, mas hoje em dia é factível. As funções de supervisão, controle, automação, proteção e monitoramento são agora consideradas integrantes do sistema secundário e não mais como entidades separadas [24]. Os especialistas envolvidos nessas atividades devem trabalhar mais próximo do que no passado. A união de atividades e departamento tradicionalmente diferentes é uma tendência, tanto para os fabricantes de equipamentos secundários como para as concessionárias. Talvez isso aconteça naturalmente devido a convergência de modelagem e de comunicações dos sistemas modernos.

Com relação à documentação há eliminação do físico e aumento do digital. A prática de documentação é mudada pelo fato das soluções envolverem *hardware* e *software*. Portanto, a documentação de *software*, incluindo o controle de versões, é uma nova necessidade. O que antes era descrito por desenhos detalhados e registros dos parâmetros, agora deve ser acompanhado de arquivos de configuração e diagramas lógicos no formato digital [10]. Com isso surgiu uma nova preocupação: o controle das configurações dos IEDs é crítico para a operação confiável e indispensável para a manutenção. A gestão da documentação de *hardware* e de *software* é uma área a ser explorada.

O uso de equipamentos redundantes, em especial nas proteções (primária e alternada), se mantém [24]. Essa ainda é uma das melhores formas de se aumentar a confiabilidade do sistema. A redundância também está presente em quase todas as redes de comunicação de dados, pois esse é um recurso crítico dos sistemas modernos.

Interoperabilidade

Infelizmente, nem todo o desenvolvimento apresentado na teoria dos sistemas modernos está disponível no mercado. Entretanto, já era sabido que no começo da nova geração de sistemas de automação ainda não seria possível obter todas as vantagens. Espera-se que novos dispositivos e equipamentos sejam desenvolvidos, baseados nos padrões modernos. Além disso, espera-se que existam alternativas de escolha de equipamentos similares entre fabricantes diferentes, permitindo a tão almejada interoperabilidade. Os mais otimistas acreditam que no futuro existirá a compatibilidade “*plug and play*” (basta trocar os dispositivos que o *software* se ajustará). Os mais

pessimistas dizem que essa compatibilidade nunca vai acontecer, pois acabaria com a concorrência e eliminaria a inovação.

Para se alcançar a interoperabilidade de dispositivos também é necessário que ela seja uma característica das ferramentas. O ideal seria a existência de uma ferramenta única para configurar e parametrizar tudo (sistemas e IEDs). Essa ferramenta ainda não existe, mas o primeiro passo já foi dado com a evolução das linguagens de programação. A IEC 61850 fornece uma linguagem padronizada (apresentada na Subseção 3.4.3).

Na prática, atualmente verifica-se que o grande esforço para alcançar a interoperabilidade fica a cargo dos integradores dos sistemas. Os integradores têm que estudar e conhecer muito bem todos os IEDs do sistema e encontrar a forma de fazer com que eles troquem dados e trabalhem em conjunto.

Tempo de Vida

A tecnologia digital tem ciclo de vida mais curto quando comparada com a tecnologia utilizada anteriormente [38, 46]. A experiência desde a instalação do primeiro dispositivo baseado em microprocessador mostra que o tempo de vida dos dispositivos microprocessados é menor do que o esperado [41].

O mesmo ocorreu com relação às tecnologias estática e eletromecânica. O tempo de vida de relés de proteção estáticos é menor do que de relés eletromecânicos [38]. Como exemplo, é possível encontrar proteções que foram instaladas posteriormente às proteções eletromecânicas com a vida útil esgotada, enquanto outras proteções eletromecânicas ainda estão funcionando a contento [37].

Os diversos sistemas e equipamentos de usinas hidrelétricas têm tempos de vida diferentes [11]. Os equipamentos primários como disjuntores, seccionadoras e transformadores têm vida útil em torno de 30 a 50 anos [6, 39, 74]. Já os dispositivos secundários, como de automação e de proteção, têm vida útil bem menor.

O tempo de vida útil dos dispositivos eletromecânicos (relés) é tipicamente de 25 a 35 anos, enquanto os dispositivos digitais têm tempo de vida útil em torno de 15 a 20 anos [37–39, 41, 66, 67, 75]. Essa redução é um desafio para o ciclo de vida dos novos sistemas de automação elétrica. No caso dos equipamentos digitais o problema não está na durabilidade dos componentes, mas na obsolescência dos microprocessadores e do *software*, que tem se observado ser rápida. O tempo de vida dos computadores (servidores e estações de trabalho) usados nos sistemas numéricos e modernos é ainda menor do que dos dispositivos supracitados: em torno de 10 anos.

2.13 Considerações Finais

Nesse capítulo foram apresentados os conceitos, requisitos e características dos sistemas de automação para unidades geradoras de usinas hidrelétricas. Várias formas de realização desses sistemas, com diversas tecnologias, já foram elaboradas. Elas podem ser agrupadas em três tipos: convencionais, numéricas e modernas. Esses tipos definem a linha de evolução tecnológica dos sistemas de automação elétrica.

Os avanços na área nas últimas décadas foram muito grandes, devido aos desenvolvimentos de *hardware* e de *software*. Apesar das funções básicas não terem mudado muito, os sistemas de automação atuais, os modernos, são completamente diferentes dos primeiros, os convencionais. A maior diferença para os operadores é a IHM e para o pessoal de manutenção a tecnologia empregada (totalmente digital com redes de comunicação). Entretanto, os sistemas modernos ainda carecem de componentes para realizar toda a teoria existente. Além do que, é necessária uma mudança de filosofia dos novos sistemas de automação para se utilizar plenamente os recursos já disponíveis.

É importante notar que, o processo controlado (a geração hidráulica de energia elétrica) continua sendo basicamente o mesmo, com os mesmos requisitos de automação. Os equipamentos primários praticamente não se modificaram, mas houve grande evolução dos sistemas secundários. Essa evolução continua, motivada pelos avanços tecnológicos e pelas solicitações dos usuários, cada vez mais exigentes para operar e manter as instalações da melhor forma possível.

No próximo capítulo é apresentado o padrão moderno para automação (e proteção) de usinas (e subestações): a norma IEC 61850.

Capítulo 3

Norma IEC 61850: Visão Geral

Neste capítulo é introduzida a norma IEC 61850 “*Communication Networks and Systems for Power Utility Automation*”. Ela é o estado da arte dos sistemas de automação elétrica modernos, apresentados no capítulo anterior. Assim, ela é utilizada para direcionar a especificação técnica e o projeto do sistema proposto nesta tese. O capítulo fornece uma visão geral: são apresentados os fundamentos, as principais características, as vantagens e os desafios da norma.

3.1 Introdução

Os sistemas de automação numéricos e modernos envolvem várias tecnologias de comunicação de dados. Isso diz respeito tanto às características da rede (padrão, topologia, equipamentos, cabeamento, etc.) bem como aos protocolos. Independente disso, todas as redes da arquitetura devem trabalhar em cooperação para manter o sistema em condições de operação eficiente e principalmente segura [12]. A escolha da tecnologia de rede é feita em função das especificidades de cada nível da arquitetura do sistema de automação, apresentados na Subseção 2.3.2. Além disso, a comunicação está relacionada com a interoperabilidade e com o custo do ciclo de vida do sistema [2].

Ao longo dos anos surgiram vários protocolos para cada nível do sistema, nem todos criados especificamente para a automação elétrica [76]. Muitas vezes um protocolo geral, usado para automação industrial, era adotado como solução pelo setor elétrico. Com o maior uso das redes de comunicação nas usinas e subestações, as empresas de energia elétrica perceberam que tinham de pagar indiretamente por cada novo protocolo, mesmo que elas não os utilizassem, e os principais fabricantes perceberam que tinham que programar esses protocolos para atender ao mercado [74, 77]. Assim, o grande número de protocolos para comunicação resulta em dificuldades tanto para as concessionárias como

para os fabricantes. Para eliminar essas dificuldades surgiu a necessidade de se ter um único protocolo mundial convergente para automação elétrica.

No setor elétrico é comum comprar equipamentos de vários fabricantes, cada um usando diferentes tecnologias, configurações e interfaces. Desde o final da década de 1980 já existia a necessidade de padronização das comunicações entre os dispositivos digitais de diferentes fabricantes [78]. A *International Electrotechnical Commission* (IEC) reconheceu em 1995 a necessidade de elaborar uma norma abrangendo redes de comunicação e sistemas de automação que atendesse ao setor elétrico mundial. Assim, ela formou os grupos de trabalho WG 10, WG 11 e WG 12, com especialistas de vários países, no comitê técnico TC 57 “*Power System Control and Associated Communications*” com a missão de desenvolver uma norma para suporte às funções específicas da automação elétrica. Ela deveria ter um grau de confiabilidade adequado e permitir a interoperabilidade (capacidade de trocar e usar informações) entre dispositivos de diferentes fabricantes. Essa norma denominou-se IEC 61850 “*Communication Networks and Systems for Power Utility Automation*”¹. Os grandes fabricantes de equipamentos e sistemas e também algumas das principais concessionárias de energia elétrica participaram da elaboração da norma. No Brasil existe a comissão de estudos CE 03:057.10 “Comunicação entre IEDs e modelos de dados associados” vinculada à Associação Brasileira de Normas Técnicas, que é “espelho” do WG 10. A redução de vários protocolos para poucos protocolos contidos em uma única norma mundial é muito importante para o setor elétrico.

A IEC 61850 usa orientação a objetos para modelagem dos equipamentos primários e dispositivos secundários e para as comunicações entre eles. Os protocolos da IEC 61850 não são apenas adaptações de protocolos antigos. Eles foram projetados para funcionar com tecnologias de rede modernas e oferecem mais funcionalidades que os anteriores. Agora a semântica é bastante explorada. A norma também define alguns processos de Engenharia do sistema. A IEC 61850 facilita o desenvolvimento de aplicações tradicionais e novas para usinas hidrelétricas e subestações [54, 80, 81]. Entretanto, ela não padroniza as funções para favorecer a inovação [82].

A primeira edição de parte da norma IEC 61850 foi publicada em 2004. Ela é bem detalhada, com mais de 1.200 páginas e consiste das seguintes partes² [19]:

- **Parte 1:** *Introduction and overview*;
- **Parte 2:** *Glossary*;

¹Inicialmente a norma IEC 61850 era chamada de “*Communication Networks and Systems in Substations*”, porque o escopo era apenas subestações. Em 2007, devido ao crescimento do escopo, incluindo a parte de geração hidráulica de energia elétrica 7-410 [79], decidiu-se retificar o título geral para “*Communication Networks and Systems for Power Utility Automation*”. Doravante, as novas edições adotarão esse título geral. Note que, esta tese usa como referência a edição 1.0 da norma.

²Considerando a edição 1.0, incluindo a parte 7-410.

- **Parte 3:** *General requirements;*
- **Parte 4:** *System and project management;*
- **Parte 5:** *Communication requirements for functions and device models;*
- **Parte 6:** *Configuration description language for communication in electrical substations related to IEDs;*
- **Parte 7-1:** *Basic communication structure for substation and feeder equipment - Principles and models;*
- **Parte 7-2:** *Basic communication structure for substation and feeder equipment - Abstract communication service interface (ACSI);*
- **Parte 7-3:** *Basic communication structure for substation and feeder equipment - Common data classes;*
- **Parte 7-4:** *Basic communication structure for substation and feeder equipment - Compatible logical node classes and data classes;*
- **Parte 7-410:** *Hydroelectric power plants - Communication for monitoring and control;*
- **Parte 8-1:** *Specific communication service mapping (SCSM) - Mappings to MMS (ISO/IEC 9506-1 and ISO/IEC 9506-2) and to ISO/IEC 8802-3;*
- **Parte 9-1:** *Specific communication service mapping (SCSM) - Sampled values over serial unidirectional multidrop point to point link;*
- **Parte 9-2:** *Specific communication service mapping (SCSM) - Sampled values over ISO/IEC 8802-3;*
- **Parte 10:** *Conformance testing.*

Além de tudo, existem várias publicações sobre o tema. Por exemplo, o EPRI publicou, também em 2004, um guia para o uso da norma em subestações: “*Guidelines for Implementing Substation Automation Using IEC 61850, the International Power System Information Modeling Standard*” [83]. Nesse mesmo sentido, estão sendo preparadas para a segunda edição da norma novas partes na forma de guias. Isso demonstra que entender e utilizar a norma não são tarefas fáceis.

O escopo geral da IEC 61850 é o suporte para a comunicação (incluindo a modelagem) de todas as funções dos sistemas secundários da instalação (usina ou subestação). O principal objetivo é integrar a automação, proteção, controle, monitoramento e medição usando padrões não proprietários. A norma se compromete com o atendimento de requisitos dos sistemas e suporte aos futuros desenvolvimentos e avanços tecnológicos.

Com isso, a IEC 61850 visa facilitar a Engenharia e reduzir os custos. Pouca atenção é dada a como o uso de padrões de comunicação influenciam os custos de construir e operar uma instalação [52]. Espera-se que os custos de projetar, fabricar, instalar, comissionar,

operar e manter sistemas de automação elétrica sejam menores do que eram com as tecnologias anteriores. Alguns autores já afirmam que os custos são menores [81, 84]. Ao mesmo tempo, espera-se que com a consolidação da norma exista interoperabilidade entre equipamentos de diferentes fabricantes.

Nos sistemas de automação recentes, todas as funções e interligações entre equipamentos são realizadas em IEDs. Uma das maiores desvantagens dos sistemas anteriores baseados em IEDs era que eles eram, na grande maioria, sistemas proprietários. Eles tinham pouca ou nenhuma interoperabilidade com IEDs de outros fabricantes, e algumas vezes até com versões anteriores do IED (do mesmo fabricante). Entenda-se por interoperabilidade a habilidade de um ou mais IEDs, de um ou de diferentes fabricantes, trocarem informações e usarem essas informações para execução correta das suas próprias funções [19]. Para resolver esse problema, a meta principal da IEC 61850 é proporcionar interoperabilidade. A parte 1 (*Technical Report* TR 61850-1 [19]) diz que o objetivo da norma é especificar requisitos e fornecer uma estrutura para alcançar a interoperabilidade entre os IEDs fornecidos por diferentes fabricantes. Segundo Brunello, a flexibilidade proporcionada pela IEC 61850 pode economizar milhões de dólares, porque ela elimina a necessidade de conversores de protocolo e mapeamento de dados ao integrar dispositivos de diferentes fabricantes [85].

A interoperabilidade depende da padronização da comunicação, que inclui a sintaxe e semântica dos dados. Ela garante acessibilidade aos dados e funções dos dispositivos. Isso também é a base para a intercambiabilidade. Essas duas características são abordadas ao longo deste capítulo.

A IEC 61850 se aplica à automação de sistemas elétricos de qualquer tipo, tamanho e nível de tensão [66]. Ela cobre todas as comunicações dos sistemas de automação (e de proteção) nas usinas e subestações [6, 22, 24, 67, 86], nos três³ primeiros níveis do sistema (processo, unidade e estação) e entre eles. Isso possibilita que toda a comunicação da instalação seja feita através de redes definidas por um único padrão. A IEC 61850 adotou a rede Ethernet, o que facilita o projeto através do uso da tendência atual da tecnologia de comunicação [11, 22, 76, 86, 87]. A norma permite integrar em uma única rede dispositivos de automação, controle, proteção e medição (e no futuro monitoramento).

Além da base para as comunicações, a IEC 61850 fornece modelos de dados aplicados a todos os equipamentos e dispositivos das instalações. Essa modelagem tem grande importância. Como a norma define os modelos de dados e comunicações nos níveis mais baixos do processo, ela é a fonte primária de informações para qualquer outra aplicação nos níveis superiores.

³Nesta tese se propõe que a norma IEC 61850 também seja utilizada em mais um nível dos sistemas de automação de usinas, conforme detalhado no Capítulo 5.

A IEC 61850 abrange todas as funções, básicas e avançadas, necessárias para os sistemas de automação elétrica, apresentadas nas Seções 2.4, 2.5, 2.6, 2.7 e 2.8. Para realizar as funções são definidos modelos dos equipamentos e dispositivos dos sistemas primário e secundário, orientados por objetos, e modelos de serviços de comunicação. A norma padroniza mais de 3.000 nomes. Mais especificamente, a norma define modelos ou objetos para [22]: medição; configuração e manipulação de dados; cálculo de valores; parametrização; supervisão e controle (local e remoto); alarmes; intertravamentos; sequências automáticas; registro de eventos; controle de geração e de tensão. Além disso, a IEC 61850 também cobre todas as funções de proteção necessárias nas usinas e subestações. As funções de monitoramento serão incluídas em versões futuras.

Dispositivos compatíveis com a IEC 61850 estão disponíveis desde 2004 [11]. A primeira experiência real usando IEC 61850 estava funcionando depois de seis meses da publicação da primeira edição da norma: a subestação Winznauschachen, na Suíça [74, 88]. Em 2005 foi comissionada a primeira subestação nas Américas: Bujama, no Peru [89]. Também em 2005 a TIWAG-Netz AG na Áustria, que usava diversos padrões de comunicação em diferentes configurações, decidiu introduzir a IEC 61850 na empresa e iniciou a Engenharia da primeira subestação usando essa tecnologia [68]. Como se pode notar nesses exemplos, a norma está sendo aplicada mundialmente. Em 2006 a *Comisión Federal de Electricidad*, no México, instalou um novo sistema integrado de proteção e controle para transmissão usando a IEC 61850 (projeto La Venta II), com o objetivo de avaliar a norma [90]. Nessa mesma época, Laederach et al. já afirmava que a norma foi aceita mundialmente [87]. Em 2007 já existiam mais de 250 projetos de apenas um fabricante utilizando a IEC 61850 em todo o mundo [91]. Outro fabricante afirmou que até 2008 tinha fornecido e colocado em serviço mais de 500 sistemas de automação de subestações aderentes à IEC 61850.

A IEC 61850 também está sendo utilizada em outros setores. Em 2008 a Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras - iniciou a modernização de 40 subestações [92]. Os benefícios esperados são: padronização, baixo custo de investimento, baixo custo do ciclo de vida, integração da automação do sistema de potência e do processo, altos níveis de confiabilidade e de disponibilidade.

Acredita-se que há muito espaço para aplicações da norma. Em 2007, Senfter afirmou que apesar da IEC 61850 ter se tornado sinônimo de “tecnologia de rede moderna e rápida para subestações”, era surpreendente o número reduzido de realizações [68]. Considerando a quantidade de instalações existentes no mundo, realmente os números acima são pequenos. Entretanto, é necessário tempo para consolidação de qualquer nova tecnologia.

Hoje esses números cresceram no que diz respeito a subestações (automação e

principalmente proteção). A IEC 61850 é usada por vários fabricantes e grandes empresas de energia elétrica têm sistemas baseados nela em operação ou estão fazendo especificações nesse sentido. Porém, a situação para as usinas não é tão confortável.

Apesar da IEC 61850 propor uma solução de comunicação unificada para a automação de subestações e também de usinas, todos os casos acima citados referem-se apenas a subestações. Atualmente o número de dispositivos aderentes à norma para aplicações em automação de usinas é muito pequeno. Por exemplo, ainda não existem UACs ou CLPs que se comunicam usando os protocolos da IEC 61850 de modo nativo [78]. Essa deficiência é sentida desde 2006 [93]. Também não há conhecimento de usinas hidrelétricas com sistemas de automação totalmente IEC 61850. Um agravante dessa situação é que a norma foi de certa forma “adaptada” para aplicações em usinas e essa finalidade é deixada em segundo plano, o foco continua sendo subestações.

A IEC 61850 também será usada em outras aplicações como, por exemplo, em usinas eólicas e em geração distribuída [4]. Além de tudo, a norma está ganhando espaço fora do setor elétrico. Logo após a sua publicação, as indústrias de gás e água nos Estados Unidos da América decidiram introduzi-la em suas plantas [76]. No Brasil, uma das maiores usuárias da norma fora do setor elétrico é a empresa Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras.

Como se pode perceber, a IEC 61850 tende a ser o padrão de automação (e proteção) do futuro para o setor elétrico. Os criadores da norma anseiam que ela seja o único padrão para comunicação em subestações [22]. Segundo eles, a norma permitirá às concessionárias maior liberdade na compra de equipamentos, facilidades para manter o sistema de automação durante o ciclo de vida e aproveitar melhor a capacidade de processamento cada vez maior dos dispositivos de campo. Porém, o conhecimento da norma, dos benefícios proporcionados por ela e das limitações são imprescindíveis para a utilização dela. Para qualquer ferramenta é necessário saber como usá-la adequadamente e conhecer completamente os limites [47]. Para isso é importante a educação nessa área, tanto para as concessionárias como para os fabricantes e terceiros envolvidos.

Acredita-se que o uso da IEC 61850 é uma tendência do setor para os sistemas de automação (e proteção) modernos. Ela é estudada neste capítulo porque o sistema de automação proposto no Capítulo 5 para modernizações é baseando nela.

3.2 Padronização e Normatização

Segundo De Simone, a normatização é ferramenta fundamental para a sociedade [94]. Ela oferece benefícios como: organização do mercado, constituição de uma linguagem única entre produtor e consumidor, melhoria da qualidade de produtos e serviços, orientação de concorrências públicas e aumento da produtividade com redução dos custos

de produtos e serviços, contribuindo para o aumento da economia e o desenvolvimento da tecnologia. A padronização também é benéfica. Ela possibilita a existência de opções para os usuários e permite que os fabricantes se especializem. Assim, o mercado não fica dominado por poucas empresas. Com a normatização e padronização várias empresas podem fornecer produtos de qualidade e com preço competitivo.

Uma característica dos sistemas de automação elétrica é que eles são constituídos por dispositivos de diferentes fabricantes e tecnologias. Isso é mais comum nas concessionárias públicas, cujas compras são feitas através de processos licitatórios. Como a legislação não permite a livre escolha de fornecedores, a probabilidade de se adquirir produtos de diferentes fabricantes é muito grande. Assim, muitas concessionárias têm ilhas de informação baseadas em tecnologias proprietárias, cada uma delas falando sua própria linguagem [22, 37]. O desafio é integrar todas essas ilhas de informações (incluindo as novas também) e as aplicações em um único sistema. Assim, a padronização e normatização são importantes. Com elas, a integração é mais fácil e essas ilhas desaparecem reduzindo o custo total do sistema [47]. Há anos é sabido que existem vantagens quando arquiteturas comuns de *hardware* e de *software* são utilizadas [20].

A padronização também oferece vantagens para a operação e manutenção dos sistemas. Não é bom que existam muitos sistemas dedicados na mesma instalação. A padronização de equipamentos, de dispositivos e de sistemas permite também a padronização dos procedimentos de operação e de manutenção. Isso reduz os recursos necessários (peças sobressalentes, ferramentas, especialistas, documentação e treinamentos) e também os erros humanos.

Concessionárias e fabricantes há tempos procuram um padrão de comunicação mundial, para facilitar a integração dos sistemas de automação (sem esquecer que os fabricantes também visam vantagens comerciais). Geralmente o protocolo era proprietário ou escolhido pelo fornecedor do sistema. O primeiro problema da padronização para o setor elétrico é definir e desenvolver interfaces e protocolos para comunicação.

A redução da quantidade de protocolos é benéfica tanto para os fabricantes quanto para as concessionárias. A padronização é a chave para o advento da conectividade e interoperabilidade dos sistemas de automação elétrica. Conforme citado na introdução deste capítulo, ela contribui para a redução de custo, e proporciona aumento da confiabilidade das soluções. Ela também é fundamental para que os IEDs sejam não apenas interoperáveis, mas também intercambiáveis.

A padronização dos sistemas de automação elétrica não é fácil. O desafio fundamental é descrever as funcionalidades de todos os equipamentos e dispositivos especificando os dados (sintaxe e semântica). Um agravante é que as concessionárias consomem uma quantidade sempre crescente de informações de tempo real [76]. Com a padronização

dos dados e intercâmbios no nível funcional, a tecnologia da realização é transparente e não tem importância para o usuário. Portanto, não apenas fornecedores diferentes, mas também tecnologias diferentes podem ser compatíveis [22].

A norma IEC 61850 é o primeiro e único padrão mundial que, além de considerar todas as comunicações necessárias nas usinas e subestações, visa à interoperabilidade [4, 54]. Para alcançar a interoperabilidade todos os dados, definições, funções importantes e comunicações são padronizados. Para garanti-la, todas as funcionalidades dos diversos dispositivos e sistemas devem ser realizadas de acordo com a norma [68]. A interoperabilidade na IEC 61850 se aplica tanto para as comunicações entre os componentes do sistema como para as comunicações das ferramentas de Engenharia.

Com a padronização não significa que todos os sistemas terão a mesma qualidade independente do fabricante. Cada instalação tem as suas especificidades, que podem requerer soluções distintas. Além disso, a arquitetura do sistema de comunicação e o local das diferentes funcionalidades permanecem livres na IEC 61850. Tampouco são definidas as funções envolvidas e, portanto, as suas qualidades.

Novas tecnologias devem ser acompanhadas por desenvolvimentos na área de padronização. Com o surgimento dos sistemas baseados em computadores, houve uma demanda por padronização. Assim, os protocolos de comunicação foram se tornando padronizados. Porém, até pouco tempo, os padrões existentes para sistemas de automação elétrica eram muito limitados [14]. Com a IEC 61850 isso mudou, e a tendência é desenvolver IEDs mais compatíveis entre si e universais. Se isso for alcançado, as concessionárias terão mais liberdade e novas aplicações podem ser esperadas no futuro. A nova padronização imposta pela norma IEC 61850 apresenta muitos desafios, mas também oferece muitas oportunidades.

As normas e padrões contêm conhecimentos acumulados. Com as atualizações, eles proporcionam longo tempo de vida para os sistemas. Entretanto, uma desvantagem deles é que para aprovação é necessário o consenso, ou seja, não pode existir voto contrário. Devido a isso, para o êxito eles são mais básicos que a tecnologia disponível.

Outro motivo para a padronização dos sistemas nas usinas e subestações é a integração das áreas de automação e proteção [4]. Isso aumenta a necessidade de troca de informações entre os sistemas e, assim, a necessidade de protocolos de comunicação comuns. A padronização também facilita os trabalhos dos especialistas em automação e em proteção.

3.3 Protocolos de Comunicação

A transferência de dados entre máquinas é regida por regras denominadas protocolos. Eles possibilitam que a comunicação possa ser entendida por ambas as partes, mesmo

que os equipamentos sejam de fabricantes diferentes e façam uso de tecnologias distintas. Alguns protocolos são criados livremente pelos fabricantes (às vezes por necessidades dos usuários) e outros são criados por entidades normativas. Assim, os protocolos podem ser proprietários ou abertos.

A tendência atual de conectividade entre sistemas abertos somente poderá ser alcançada pela adoção de protocolos também abertos. Aberto, neste caso, significa que todos os interessados têm acesso e há possibilidade de realizar e fazer extensões sem depender do desenvolvedor. Para isso, eles devem ser elaborados por organismos internacionais independentes e preferencialmente contar com a participação das concessionárias e fabricantes. Isso facilita a integração de componentes de terceiros ao sistema. Entretanto, devido a razões comerciais podem existir resistências aos sistemas abertos. Alguns fabricantes têm sistemas proprietários consolidados que tiveram investimentos durante muito tempo que, portanto, não podem ser descartados. Os protocolos abertos são usados no sistema proposto nesta tese (conforme Subseção 5.2.1 a seguir).

No segmento de automação elétrica existe uma variedade de protocolos abertos. Entre os protocolos de comunicação recomendados pelo IEEE para automação de sistemas elétricos no nível de processo destacam-se: o *Distributed Network Protocol* (DNP) V3.0, o *Telecontrol Equipment and Systems* IEC 60870-5 (partes 101, 103 e 104) e os protocolos da norma IEC 61850. Outro protocolo muito comum, principalmente em sensores, é o ModBus. Isso se deve principalmente ao grande número de aplicações industriais que o utilizam tornando-o forte no mercado. Entretanto o ModBus é bastante limitado e não é regulado por nenhum órgão normativo. Nakashima et al. (2004) analisam e apresentam uma comparação entre esses protocolos.

Os *gateways* permitem estabelecer comunicações entre dispositivos que usam protocolos distintos. Basicamente eles são conversores de protocolos. Os *gateways* solucionam os problemas de incompatibilidade entre protocolos, mas têm consequências não desejadas. Para as concessionárias, os *gateways* tornam os sistemas de automação mais caros, eles devem ser testados e introduzem atrasos e possíveis erros na comunicação. Para os fabricantes, a presença de muitos protocolos é um obstáculo para a manutenção e desenvolvimento do produto. O uso de vários protocolos traz uma série de desvantagens para todos os envolvidos [11, 74].

No passado, a conversão de sinais simples através dos *gateways* podia ser fácil, já a interpretação do contexto completo necessitava de esforço maior, porque não existiam modelos de dados padronizados. Agora, com a modelagem orientada por objetos da IEC 61850 isso é mais fácil. Os protocolos da norma IEC 61850 são relativamente recentes, de modo que nem todos os fabricantes ainda os oferecem para todas as linhas de produtos.

Entretanto, eles são candidatos a sucessores dos protocolos tradicionais do setor elétrico, tendo em vista que eles facilitarão a troca de informações entre dispositivos de diferentes fabricantes, sem a necessidade dos *gateways*, caso se tornem de fato universais.

A IEC 61850 foi projetada para operar sobre tecnologias de redes modernas e possibilitar funcionalidades que não são disponíveis nos protocolos convencionais [52]. Ela elimina o custo de conversão de protocolos [85], já citada, e supera as restrições de acesso aos dados impostas pelos antigos protocolos proprietários [87].

O modelo de dados e serviços da IEC 61850 é mapeado para uma pilha de comunicação, usando o modelo mostrado na Figura 2.7 da Subseção 2.11.1, consistindo de: *Manufacturing Message Specification* (MMS), *Transmission Control Protocol* (TCP), *User Datagram Protocol* (UDP), *Internet Protocol* (IP) e Ethernet. Esses mapeamentos são especificados nas partes 8-1 [95], 9-1 [96] e 9-2 [97] da norma. Eles são apresentados na Subseção 3.4.2 a seguir. Usando Ethernet e TCP/IP os sistemas de automação se beneficiarão da transferência de tecnologias já citada.

Devido a essa seleção de protocolos (e a independência do modelo de dados descrita na Subseção 3.4.2), a IEC 61850 é aberta para avanços na tecnologia de comunicação. O uso do estado da arte da tecnologia de comunicação permite seguir os avanços e se necessário atualizar para um desempenho melhor [22]. Essa característica é explorada na Subseção 3.5.2. Os diversos tipos de mensagens da IEC 61850 que utilizam esses protocolos são abordados na Subseção 3.4.2 a seguir.

A integração de diversos dispositivos de fabricantes diferentes é um problema que não se soluciona apenas com a padronização de protocolos. Além de definir como os dados são transmitidos, também é necessário descrever os modelos e as funcionalidades. A IEC 61850 faz isso com abordagem orientada por objetos. Assim, ficar claro que a IEC 61850 não é apenas um protocolo, como muitas vezes é referida. A norma é uma solução completa detalhada para automação e proteção de usinas e subestações. Baumann e Brand apresenta uma comparação simplificada dos protocolos da IEC 61850 com os primeiros protocolos de comunicação usados nas concessionárias [22].

3.4 Fundamentos da Norma

Na norma IEC 61850 existem três fundamentos que permitem elaborar um projeto de sistema de automação elétrica completo: modelos de objetos, serviços de comunicação e linguagem de programação e configuração. Eles constituem a base da norma e são apresentados nas subseções seguintes.

3.4.1 Modelos de Objetos

A base para intercâmbio de dados e interoperabilidade é a padronização das interfaces. Isso significa não apenas a padronização do protocolo de comunicação, introduzida na Subseção 3.3, mas também a modelagem dos dados. Sem essa modelagem os protocolos são apenas instrumentos para transporte de dados sem valor semântico.

A modelagem de dados orientada por objetos com os serviços normalizados fornece acesso fácil a todos os dados do sistema e evita mal-entendidos sobre os significados semânticos [63]. Para ter o mesmo significado semântico de toda informação para todos os usuários, um único modelo de dados com objetos padronizados para o sistema de potência completo é necessário [22]. Isso também é importante devido ao aumento da quantidade de dados devido às mudanças tecnológicas citada na Subseção 2.4.1. Os objetos se autodescrevem e isso reduz significativamente o custo de gerenciamento dos dados e os erros de configuração [76]. Outro benefício da modelagem padronizada é o reúso. Definições e desenvolvimentos feitos no passado podem ser aplicados em extensões ou novos sistemas.

A IEC 61850 veio atender a essa necessidade. Ela usa o conceito de “virtualização”, que oferece uma visão dos aspectos de dispositivo e equipamentos reais que são de interesse para o intercâmbio de informações com outros dispositivos[93].

O núcleo da norma são os modelos orientados por objetos completos dos IEDs, incluindo os dados e os serviços de comunicação. Uma das maiores diferenças dos seus protocolos com relação aos anteriores é que eles usam modelos de objetos de dispositivos e equipamentos reais. Esses modelos definem formatos de dados comuns, identificadores, comportamentos e controles. A norma define uma modelagem de dados orientada à informação e não ao dispositivo nem ao protocolo [98].

A IEC 61850 introduziu na parte 1 [19] a abordagem de modelagem orientada a objetos usando como núcleo os chamados “Nós Lógicos” (NLs - ou no original: “*Logical Nodes*”). O conceito deles é apresentado na seção 9 da parte 5 [99] da norma. Os NLs são agrupamentos funcionais de informações que cobrem os quatro primeiros níveis do sistema de automação apresentados na Figura 2.4. Basicamente existem duas categorias de NLs: a primeira representa os equipamentos do processo e a segunda representa os conteúdos de informações e de funções internas dos sistemas secundários. Em ambos os casos, o NL é uma definição formal. Todas as classes dos NLs são especificadas na norma e têm nomes que consistem de quatro caracteres.

Os NLs têm semântica. Portanto, os modelos de dados da IEC 61850 dão suporte à autodescrição. É possível, por exemplo, desenvolver ferramentas que acessem os dispositivos para ler e interpretar os objetos sem conhecer nenhum detalhe de antemão.

Do ponto de vista de equipamentos os NLs são baseados nas características (construção), nos dados fornecidos (sensores), nos dados requeridos (atuadores) e nos estados. As informações dos equipamentos são agrupadas e disponibilizadas para os sistemas secundários de modo padronizado. Por exemplo, os equipamentos têm NLs que fazem o papel das placas com informações que identificam os equipamentos (fabricante, tipo do equipamento, modelo, número de série, etc.). Além de tudo, eles têm informações relacionadas às características dos equipamentos (tensão nominal, potência nominal, etc.). Assim, as informações de placa são disponíveis em formato eletrônico como parte do modelo de dados. O NL também inclui informações das revisões (versões).

Do ponto de vista de funções, os NLs são as menores partes das funções que pode ser executadas de modo independente. Pode-se dizer que, as “macrofunções” do sistema secundário são divididas em “subfunções” através dos NLs.

Os NLs podem ser alocados em diferentes “Dispositivos Lógicos” (DLs - ou no original: “*Logical Devices*”). O princípio de utilização dos DLs é descrito na parte 7-1 [100] e a especificação formal é apresentada na parte 7-2 [101] da IEC 61850. Já os DLs são alocados nos “Dispositivos Físicos” (DFs - ou no original: “*Physical Devices*”), que no contexto da norma são equivalentes aos IEDs. Uma função de automação é realizada pela interação de NLs, que podem estar em diferentes DLs, que por sua vez podem ser dispositivos físicos diferentes.

As seções da parte 7-x da IEC 61850 definem o detalhamento dos NLs. Os elementos do NL são chamados de “dados”. Os NLs também definem como esses dados podem ser acessados de maneira padronizada. Os dados têm “atributos” que descrevem propriedades dos dados, ou seja, representam informações dos equipamentos e dispositivos. Eles podem ser operacionais ou de configuração. Os atributos definem o nome (semântica), formato, valores possíveis e também representação dos valores nas comunicações. Cada atributo é classificado de acordo com uma Restrição Funcional (FC - *Functional Constraint*). A FC indica a finalidade específica do atributo e é identificada na norma por duas letras. A parte 7-2 da norma [101] apresenta uma tabela completa de FCs e outras definições e conceitos relacionados a elas.

A Figura 3.1 apresenta um modelo conceitual de classes com todos os elementos supracitados. Classe é a descrição de um conjunto de objetos que compartilham os mesmos atributos, serviços, relacionamentos e semântica [61].

O “Servidor” na figura representa o comportamento externo visível do dispositivo [101]. Ele tem duas funções: comunicar com clientes e enviar dados entre pares. Considerando a hierarquia supracitada, ele é o dispositivo físico (ou IED). A classe “Nome” é herdada pelas classes “Dispositivo Lógico”, “Nó Lógico”, “Dado” e “Atributo”. O `ObjectName` deve especificar um nome de instância único entre as instâncias de uma classe pertencente

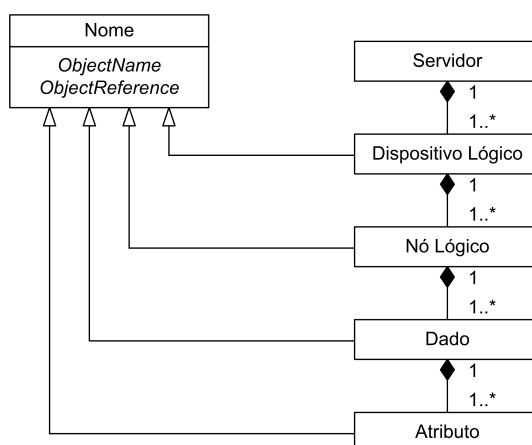


Figura 3.1: Modelo conceitual de classes

à mesma classe pai. O `ObjectReference` é o nome completo da instância de classe (concatenação de todos os nomes), que identifica unicamente a instância. As referências são ilustradas a seguir (Figura 3.2), na abordagem da nomenclatura⁴.

Essa ideia surgiu através da parceria do EPRI com empresas de energia [18]. Foram criados Modelos de Objetos Genéricos para Equipamentos de Subestações e Alimentadores (GOMSFE - *Generic Object Models for Substation and Feeder Equipment*). Também foram criados modelos de serviços para aplicações comuns (*common application service models*) para os comportamentos dos algoritmos segundo as necessidades de comunicação de dados. Eles dão suporte às funções ou procedimentos mais utilizados nas comunicações dentro das concessionárias. Esses conceitos foram posteriormente ampliados pelo IEC e usados na norma IEC 61850.

Pouco tempo depois, se verificou a necessidade de estender essas modelagens para as usinas. Cardoso propôs um conjunto de modelos de objetos para automação do grupo turbina-gerador em usinas hidrelétricas e definiu os tipos de comunicações mais adequados para realizar as funções de automação [18]. No ano de 2007 a IEC publicou a parte 7-410 [79] estendendo a norma IEC 61850 para aplicações em usinas hidrelétricas. Hoje, essa norma tem objetos para quase todos os equipamentos e funções existentes nas usinas. Ainda existem algumas lacunas. Está prevista para 2011 a publicação da segunda edição dessa parte.

A primeira edição da IEC 61850 tinha em torno de 90 NLS divididos em 13 grupos [100], entre eles os grupos “A” *automatic control*; “C” *supervisory control*; “L” *system logical nodes*; “M” *metering and measurement*; “S” *sensors, monitoring* e “T” *instrument transformer* [102]. A parte 7-410, criada posteriormente, definiu aproximadamente 100

⁴Os nomes das classes da figura na IEC 61850 são: `Name`, `SERVER`, `LOGICAL-DEVICE`, `LOGICAL-NODE`, `DATA` e `DataAttribute`.

NLs para serem usados em usinas hidrelétricas divididos em 14 grupos, incluindo o grupo “H” *hydropower specific logical nodes* [79].

Para interagir com tecnologias numéricas que não tem modelos de dados padronizados, a IEC 61850 define regras para a extensão dos NLs acima descritos com informações adicionais. Assim é possível acessar parâmetros privados dos equipamentos, mas isso não é uma tarefa trivial. Essas regras são restritas e apenas devem ser usadas se os dados não possam ser modelados pelos objetos existentes na norma.

A IEC 61850 também define dois NLs genéricos: o entrada/saída de processo genérica (GGIO - *Generic process Input/Output*) e o controle automático de processo genérico (GAPC - *Generic Automatic Process Control*). O primeiro é um NL genérico para todos os equipamentos e dispositivos não pré-definidos. O segundo é um NL genérico para todas as funções que não sejam pré-definidas. Entretanto, o uso desses NLs deve ser evitado (conforme discutido nas Seções 5.2, 5.5 e 5.8 a seguir).

Os operadores dos centros de controle e os programas de gerenciamento de energia também precisam de dados com informação semântica. De modo semelhante aos modelos da IEC 61850, foram desenvolvidos modelos para o nível de gerenciamento de energia descritos na IEC 61970 “*Energy management system application program interface (EMS-API)*” [22]. Os modelos estão na parte 3 “*Common Information Model (CIM) Base*” da IEC 61970 [103], publicada no final de 2003. Entretanto, como o sistema de automação da usina requer mais detalhes quando comparado com o sistema do centro de controle remoto, os modelos da IEC 61850 são mais elaborados que da IEC 61970. Acredita-se que no futuro próximo será mantida a mesma estrutura de dados das usinas e subestações para os centros de controle, ou seja, haverá uma convergência dos modelos da IEC 61970 para os modelos definidos na IEC 61850 [91].

Nesta tese é apresentada uma abordagem diferente. Aqui se propõe que os aplicativos para gerenciamento de energia que rodam dentro da instalação usem os modelos da IEC 61850. Para as comunicações com os centros de controle remotos, fora da usina, poderá ser utilizada a IEC 61970.

A modelagem orientada por objetos padronizada permite inovações como, por exemplo, para segurança. No caso de equipamentos convencionais, o dispositivo de controle da unidade precisa criar um resumo das informações que determinam quando a operação do dispositivo é segura ou não. Nos modelos de objetos da IEC 61850, esse resumo de informações é padronizado e criado pelo próprio equipamento no dado EEHealth “*External Equipment Health*” [102].

O dado EEHealth fornece informações do estado do equipamento (considerando *hardware* e *software*). Esse dado também está presente em todos os IEDs. Se o estado não está bom, pode ser emitido um alarme e mais detalhes podem ser obtidos através de

outros dados e atributos. O EEHealth é modelado como um indicador com os seguintes significados: sem problemas, problema menor e problema maior.

Devido à autodescrição proporcionada pela modelagem orientada por objetos, é possível desenvolver uma ferramenta para ler informações específicas dos equipamentos e dispositivos, mesmo que não sejam padronizadas na IEC 61850, sem conhecê-las de antemão. Cada dado tem um atributo de descrição, que explica a semântica. Se o equipamento ou dispositivo tem avisos ou alarmes armazenados, pode-se verificar qual parte do equipamento está com problema com a ajuda dessa ferramenta.

A IEC 61850 também trata da qualidade dos dados [44, 104]. É possível conhecer a inconsistência de dados, seja causada por erros na aquisição e processamento dos sinais ou problemas de comunicação no nível de processo. A norma tem capacidade para tratar eficientemente *bits* de qualidade [82]. Eles devem ser gerenciados no nível da aplicação e podem ser usados nas lógicas de automação (e proteção). Pode-se verificar, por exemplo, se um dado está inválido (e os detalhes), substituído ou em teste. Os automatismos podem prever condições nas quais não exista garantia de que os dados utilizados pelas funções representam os estados reais dos equipamentos [44].

Nomenclatura

Nos protocolos anteriores, em geral os dados são identificados por local de armazenamento, índices e números. Na IEC 61850 todos os elementos são “batizados” usando uma sequência de caracteres mnemônica não ambígua, ou seja, eles têm nomes. Existe um dicionário de nomes na norma, onde todos os nomes são padronizados e definidos no contexto dos sistemas de potência. Eles não são ditados pelos fabricantes ou configurados pelos usuários.

A padronização da nomenclatura é um aspecto relativamente simples, porém muito importante. Com ela, é possível identificar imediatamente o significado dos dados sem necessidade de fazer mapeamentos de referências. A identificação do significado dos dados facilita as tarefas que os envolve. Isso inclui a especificação, o projeto e a configuração do sistema, e o ajuste de parâmetros. Essa característica permite até o gerenciamento automático de ativos [47, 91]. Além do que, a padronização proporciona as vantagens citadas na Seção 3.2.

A série de partes IEC 61850-7-x [100] contém todos os nomes. Todos os NLs assim como os dados e atributos neles contidos, introduzidos acima, são nomeados de acordo com uma semântica padronizada, que é obrigatória. As classes dos NLs são identificadas por quatro caracteres sendo que o primeiro caractere identifica o “grupo do nó lógico” (“*logical node group*”). Por exemplo, a classe de NL HDAM pertence ao grupo “H” dos “nós

lógicos específicos de hidrelétricas” (*“hydropower specific logical nodes”*) e representa a barragem (em Inglês *“dam”*) [79]. Os NLs dessa classe são usados para descrever as características físicas das barragens. Esses NLs têm o dado opcional *DamTyp*, que é da “classe de dado comum” (*“common data class”*) INS “estado inteiro” (*“integer status”*). Ele é usado para indicar o tipo da barragem (construção) no atributo *stVal* “valor do estado” (*“status value”*) através de uma lista enumerada: 1 - concreto; 2 - rocha; 3 - terra; e 4 - mista ou projeto especial. Os dados dos NLs são organizados em categorias. A categoria desse dado é “informação de estado” (*“status information”*).

Os nomes para identificar os atributos são criados pela concatenação de elementos únicos do modelo de dados hierárquico: DL, NL, dado e atributo, apresentado na Figura 3.1 [100, 101]. A parte 7-2 da IEC 61850 [101] define as convenções para nomes de classes e instâncias. A Figura 3.2 apresenta a estrutura do nome completo, as referências ao NL, ao dado e ao atributo e as respectivas quantidades de caracteres de cada parte. Está previsto para a segunda edição da norma o aumento do número de caracteres (64 + 64). Os pontos do nome hierárquico são substituídos pelo caractere “\$” no mapeamento MMS e também é incluída a FC, definida acima.

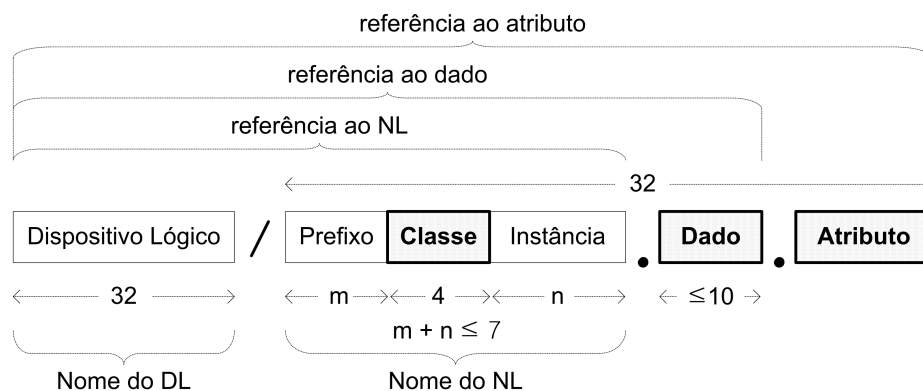


Figura 3.2: Estrutura de referências aos objetos

Apesar da referência ao objeto ser apresentada explicitamente na parte 7-2 da IEC 61850, muitos fabricantes têm criado restrições com relação a essa estrutura. Na Figura 3.2, os nomes sombreados em caixas com bordas mais grossas são definidos na norma: a classe do NL e o dado nas partes 7-4 [102] e 7-410 [79] e o atributo na parte 7-3 [104]. A parte 7-410 [79] também apresenta uma lista de prefixos recomendados para usinas. Segundo a norma, os outros nomes nas caixas com bordas mais finas (dispositivo lógico, prefixo e instância) são configuráveis, ou seja, definidos pelo usuário. Entretanto, na prática as concessionárias têm pouca liberdade para usá-los, porque geralmente os fabricantes impõem restrições.

Para alcançar um dos principais objetivos da IEC 61850, a interoperabilidade, a

padronização dos dados apresentada nesta subseção não é suficiente. Também é necessário padronizar a forma de acesso aos dados. Isso é tratado na próxima subseção.

3.4.2 Serviços de Comunicação

Conforme apresentado no Capítulo 2, nos sistemas de automação elétrica modernos, usando redes, o método tradicional de troca de dados através de cabos metálicos é substituído por mensagens de rede. Para isso são necessários vários tipos de comunicações, que podem ser entre dispositivos no mesmo nível da hierarquia funcional ou entre dispositivos dos diferentes níveis, apresentados na Subseção 2.3.2.

Conforme apresentado na Subseção 3.4.1, os NLs são alocados em DLs e esses por sua vez em DFs. Segundo a parte 5 da IEC 61850 [99], os NLs são ligados por “conexões lógicas” (“*logical connections*”) e os DFs, por sua vez, são ligados por “conexões físicas” (“*physical connections*”). Essas últimas são as ligações físicas (cabos) entre os IEDs. As conexões lógicas são partes das conexões físicas, que possibilitam as comunicações entre elementos funcionais do sistema.

A Figura 3.3⁵ apresenta as interfaces lógicas⁶ para comunicações segundo a IEC 61850. As interfaces 2 e 10 estão fora do escopo da norma (provavelmente a segunda edição da norma incluirá essas interfaces). Segundo a norma, para a interface 10, comunicação acima do nível de estação, é necessário outro protocolo não incluído na IEC 61850.

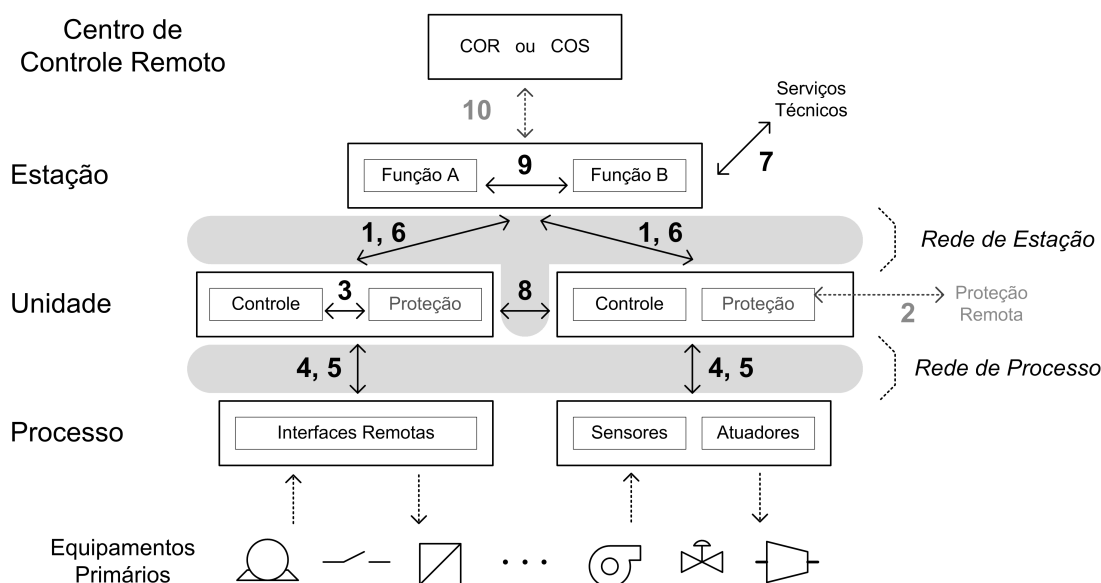


Figura 3.3: Interfaces lógicas de comunicação

⁵Adaptada da fonte: *Standard IEC 61850-5 - Communication networks and systems in substations - Part 5: Communication requirements for functions and device models* [99].

⁶Os números na figura são usados para notação na norma IEC 61850 e não têm outro significado.

No contexto da IEC 61850, os dados são intercambiados através das interfaces da figura usando regras que são chamadas de “serviços de comunicação”. Os serviços de comunicação são usados para trocas de dados entre os NLs, ou seja, são usados para todas as comunicações no sistema de automação. Os serviços da IEC 61850 vão além dos oferecidos por cada um dos protocolos tradicionais. Ela oferece uma solução de comunicação completa para usinas e subestações. Para esses serviços a norma usa uma interface abstrata.

A IEC 61850 define na parte 7-2 [101] um modelo de Interface de Serviço de Comunicação Abstrata (ACSI - *Abstract Communication Service Interface*). Essa interface padronizada permite o acesso aos objetos das aplicações e as comunicações através de rede, permitindo a cooperação entre IEDs e outros dispositivos em tempo real.

A IEC 61850 também define “conjuntos de dados” (“*data sets*”) para serem usados pelos serviços [100, 101]. Eles são agrupamentos de dados e atributos organizados de modo conveniente (conjunto de *ObjectReferences*, definidos na Subseção 3.4.1). Essa organização deve ser conhecida tanto pelo transmissor como pelo receptor. Assim, somente o nome (identificador) do conjunto de dados e os valores atuais dos dados precisam ser transmitidos, tornando a comunicação mais eficiente. Existem cinco serviços definidos para a classe de conjunto de dados (DATA-SET): *GetDataSetValues*, *SetDataSetValues*, *CreateDataSet*, *DeleteDataSet* e *GetDataSetDirectory*.

Conforme descrito na Subseção 3.3, para a comunicação é necessário o mapeamento para a pilha de comunicação. A ACSI facilita o mapeamento de dados e serviços genéricos para a pilha de comunicação. A aplicação (os modelos de dados) e a pilha são separadas, isso permite que a tecnologia de comunicação seja atualizada e as bases de dados existentes das aplicações fiquem intactas. Essa característica proporciona a vantagem de vida longa (explorada na Subseção 3.5.2 a seguir). Na ACSI é definido apenas o intercâmbio conceitual. A IEC 61850 especifica o intercâmbio concreto através do Mapeamento de Serviço de Comunicação Específico (SCSM - *Specific Communication Service Mapping*) nas partes 8-1 [95], 9-1 [96] e 9-2 [97].

A IEC 61850 define modelos de comunicação que dão suporte a vários serviços, mais do que é oferecido por protocolos típicos. Os modelos de comunicação da norma podem ser classificados com relação à função em dois grupos:

- **Verticais:** serviços para acesso aos dados, notificação automática, comando, sincronismo de tempo, transferência de arquivos, listas e sequência de eventos e funções similares;
- **Horizontais:** serviços para aplicações de automação (e de proteção) utilizando

comunicação entre IEDs e para troca de dados entre aplicações no nível de estação.

Na Figura 3.3, as interfaces 1, 4, 5, 6, 7 e 10 são para comunicações verticais e as interfaces 2, 3, 8 e 9 são para comunicações horizontais. Geralmente as comunicações verticais ocorrem em relações do tipo cliente-servidor e as comunicações horizontais ocorrem entre pares. A seguir são descritos esses dois modos de comunicações.

Comunicação Cliente-Servidor

O sistema de automação tem como funções básicas supervisão e comando, conforme apresentado na Seção 2.5. Essas funções requerem comunicações verticais entre os níveis da hierarquia funcional mostradas na Figura 3.3. Para as comunicações verticais, os protocolos convencionais geralmente utilizam o modo mestre-escravo. Na IEC 61850 a comunicação entre os níveis é baseada no conceito cliente-servidor.

A maior vantagem da arquitetura cliente-servidor sobre a mestre-escravo é que a primeira permite o uso de vários clientes. Assim, eles podem ser usados para propósitos de redundância ao invés de se utilizar um único mestre. Isso aumenta a confiabilidade do sistema. A confiabilidade de sistemas do tipo mestre-escravo depende fortemente da confiabilidade do dispositivo mestre. Além disso, o sistema cliente-servidor pode ser facilmente estendido, adicionando novos clientes.

O papel do dispositivo na comunicação depende da situação. Considerando a comunicação vertical entre os níveis de unidade e de estação, o cliente é geralmente um computador (estação de trabalho, servidor de banco de dados ou aplicativos, etc.). O servidor é o dispositivo do nível de unidade, que provê todos os dados para o cliente na estação. Além de fazerem o papel de servidores, os dispositivos do nível de unidade podem funcionar como clientes, quando fazem interface com dispositivos do nível de processo.

A IEC 61850 define diferentes métodos de controle partindo do nível de estação. Eles cobrem o controle dos equipamentos primários bem como as outras funções para alteração de dados (conjunto de parâmetros, referências analógicas, habilitar ou desabilitar funções, etc.). Para o controle de equipamentos primários o uso de modelo de controle “selecionar antes de operar” é preferido por garantir operações seguras. Para outros controles não críticos como, por exemplo, sinalizações, o controle simples direto atende os requisitos.

No sentido contrário, os dados são providos após requisição do cliente ou automaticamente (não solicitado). São usados os serviços relatório (*reporting*) e transferência de arquivos (*file transfer*), descritos a seguir.

O relatório é usado principalmente para comunicação de dispositivos do nível de unidade com o nível de estação. Dados de estados, eventos e medidas são enviados usando relatório. Existem duas formas básicas de relatórios não solicitados. A primeira

usa relatório por exceção (*report by exception*). Quando uma condição ocorre, objetos de dados específicos são agrupados e transmitidos para um cliente definido. Na IEC 61850, o critério e o conjunto de dados a serem transmitidos são descritos por blocos de controle de relatórios (*report control blocks*). A segunda forma de transferência de dados não solicitada é iniciada por tempos pré-estabelecidos. Os conjuntos de dados acima definidos usados juntamente do serviço relatório podem criar listas de alarmes e de eventos.

Para transferir grandes blocos de dados, como registros de faltas e perturbações, um serviço de transferência de arquivo é necessário. A IEC 61850 define um modelo para transferência de arquivos (*file transfer model*) [101]. Ele inclui serviços para recuperar, enviar e apagar arquivos e também recuperar nome e atributos dos arquivos.

A interface para o centro de controle, descrito na Subseção 2.3.2 e mostrada com o número 10 no topo da Figura 3.3, também é uma comunicação vertical do sistema e deve ser definida. Atualmente é necessário um *gateway* para usar o protocolo do centro de controle, pois a IEC 61850 não trata dessa comunicação. Devido às desvantagens de utilizar os *gateways*, apresentadas na Subseção 3.3, espera-se que as próximas edições da IEC 61850 incluam a comunicação com o centro de controle, eliminando a necessidade do *gateway*.

Comunicação Entre Pares

A comunicação entre pares (ou *peer-to-peer*) é a troca de dados entre dispositivos no mesmo nível hierárquico do sistema de automação. Esse tipo de comunicação permite que qualquer dispositivo conectado à rede troque dados com todos os dispositivos do seu nível. Por esse motivo ela também é chamada de comunicação horizontal. Esse tipo de comunicação é uma característica dos sistemas modernos baseados na IEC 61850.

Qualquer dispositivo pode iniciar a comunicação entre pares, por exemplo, para informar um evento. Nesse caso, a diferença com relação à comunicação mestre-escravo é que todos os dispositivos que participam da comunicação têm “direitos” iguais. A vantagem é que o desempenho é melhor, porque não há necessidade de solicitação de comunicação nas transmissões de dados espontâneas. No nível de unidade, a comunicação entre pares é usada para troca de dados entre funções (NLs), por exemplo, para intertravamentos.

A comunicação entre IEDs é feita usando o princípio publicador-assinante (*publisher-subscriber*), também denominado “produtor-consumidor”. Ela pode ser entre dois dispositivos, chamada *unicast*, ou entre vários dispositivos simultaneamente, chamada *multicast*. Na comunicação *unicast*, o envio da mensagem ocorre de um dispositivo para outro dispositivo específico, também chamada de comunicação ponto a ponto. No modo

multicast os dados são enviados para um grupo de dispositivos simultaneamente, usando a estratégia mais eficiente para enviar as mensagens. São criadas cópias das mensagens apenas quando os elos para os destinos separam-se nos *switches*. A seleção entre *unicast* e *multicast* é feita através do endereço de destino (*destination address*).

A comunicação horizontal proporciona flexibilidade ao sistema, pois todos os dispositivos do nível podem trocar dados entre si. Assim, as funções podem ser completamente distribuídas entre eles. Da mesma forma, também podem ser incluídos novos dispositivos ou equipamentos, para extensões ou alterações do sistema (conforme explicado na Subseção 3.5.2 a seguir).

Para trocas de dados binários (ou estados) entre pares usando a rede, a IEC 61850 define um modelo denominado Evento de Subestação Genérico (GSE - *Generic Substation Event*) [100, 101]. Ele permite trocas de atributos de dados dos NLs entre os IEDs, substituindo os tradicionais sinais por cabeamento metálico. Apesar do nome, essa troca de dados pode ser devido a eventos ou ocorrer periodicamente.

O modelo GSE define classes de controle e estruturas para dois tipos de mensagens: GOOSE e GSSE [100, 101]. GOOSE significa Evento de Subestação Orientado a Objetos Genérico (*Generic Object Oriented Substation Event*) e serve para a troca de dados comuns organizados em conjuntos (*data sets*), introduzidos no início desta subseção. O termo GOOSE não é novo, ele também foi usado no padrão *Utility Communications Architecture* (UCA) do EPRI [18]. GSSE significa Evento de Estado de Subestação Genérico (*Generic Substation State Event*) e serve para transmitir informações sobre mudanças de estados. Essas duas mensagens têm mapeamentos diferentes conforme apresentado a seguir, na abordagem das pilhas de comunicação.

A mensagem GOOSE é usada para a transmissão de dados de alta prioridade como, por exemplo, para intertravamentos e desligamentos (*trips*). A grande velocidade de transmissão de dados através das mensagens GOOSE se deve, em parte, ao fato delas serem mapeadas diretamente na camada enlace de dados Ethernet, eliminando o processamento de camadas intermediárias. O GSE é semelhante ao GOOSE, mas restringe o conteúdo de dados a estados duplos (pares de *bits*), por exemplo: aberto, fechado, em transição ou inválido. O mapeamento na pilha de comunicação também é diferente.

Os relatórios, apresentados no tópico anterior, e o GSE têm qualidades de serviços e comportamentos totalmente diferentes [101]. Isso se deve a diferenças de duas características principais. A primeira é que os relatórios são orientados a conexão, enquanto o GSE utiliza *multicast*. A segunda é que o relatório transmite os dados uma vez, enquanto o GSE retransmite os dados. A parte 7-1 da IEC 61850 [100] apresenta uma comparação entre os modelos.

Como o GSE não é orientado à conexão, as retransmissões de mensagens são necessárias

para aumentar a confiabilidade. As mensagens são repetidas com intervalos de tempo crescentes até que um tempo máximo definido seja alcançado. O tempo de espera para cada repetição é dobrado para minimizar colisões. O último estado é então repetido em intervalos de tempo constantes até que ocorra uma mudança de estado, resultando no envio de nova mensagem GSE. A Figura 3.4 ilustra esse processo.

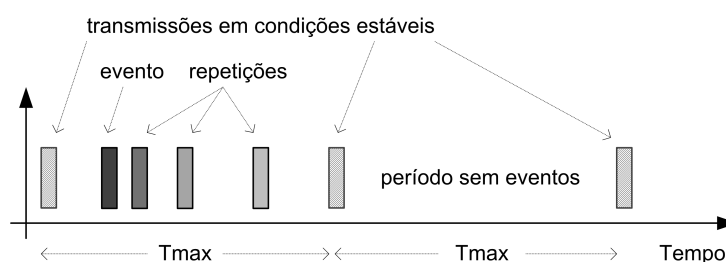


Figura 3.4: Transmissão cíclica de mensagens e repetições

A IEC 61850 (edição 1.0) não aborda a comunicação horizontal fora da instalação como, por exemplo, a comunicação entre dispositivos nas extremidades de uma linha de transmissão. Essa comunicação se refere à interface número 2 da Figura 3.3. Na próxima edição da norma essa comunicação será contemplada em uma nova parte.

Valores Amostrados

Na IEC 61850 os sinais analógicos, usados em aplicações associadas aos equipamentos, também são transmitidos pelas redes de comunicação. Isso inclui os sinais (formas de onda) de tensão e de corrente. Na norma existem mensagens de valores analógicos amostrados que são usadas para enviar os sinais analógicos com alta prioridade [97, 101, 105]. Assim como nas mensagens GOOSE, a transmissão desses valores amostrados pela rede alcança o comportamento de tempo real devido em parte ao mapeamento direto na camada enlace de dados Ethernet. Conforme apresentado na Subseção 3.5.3, os valores amostrados são geralmente transmitidos em mensagens do tipo *multicast*, entretanto, elas também podem ser do tipo *unicast*.

O modelo usado para a troca de valores amostrados também é baseado em transmissões não confirmadas. Um contador é adicionado para correlacionar no tempo as amostras provenientes de diferentes fontes e para detectar eventuais perdas. A transmissão de amostras é ilustrada na Figura 3.5.

O mapeamento do modelo de valores amostrados para um sistema de comunicação concreto é especificado na parte IEC 61850-9-1 [96]. Ela padroniza a transmissão dos valores de corrente e tensão provenientes dos transformadores de instrumentação na rede. Assim, os IEDs recebem os dados de tensão e corrente padronizados independente do

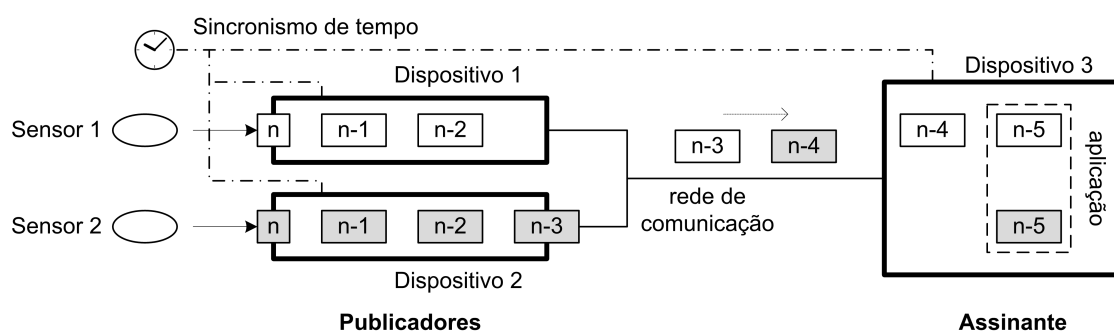


Figura 3.5: Transmissão de valores amostrados entre dispositivos

tipo de tecnologia empregada nos transformadores de instrumentação. Esse assunto é detalhado na Subseção 3.5.3 a seguir.

Sincronismo de Tempo

A IEC 61850 usa a abordagem de amostragem sincronizada apresentada acima. As amostras são tomadas no mesmo instante e cada uma é identificada com um número que fornece a referência de tempo, como ilustrado na Figura 3.5. Para isso é necessário que todos os IEDs estejam sincronizados no tempo.

Na IEC 61850 o sincronismo de tempo é feito usando a própria rede de comunicação. A norma adotou o SNTP, introduzido na Subseção 2.11.3 [95, 101].

Tipos de Mensagens e Desempenhos

Aplicações diferentes impõem requisitos de intercâmbio de dados distintos, que podem ser atendidos pela seleção adequada do tipo de comunicação. Os tipos de comunicação da IEC 61850 têm requisitos de desempenho específicos. Eles são definidos em detalhes na parte IEC 61850-5 [99]. A norma não define o *hardware*, mas apenas o desempenho.

Os dados trocados entre os dispositivos incluem os operacionais e os de configuração. Os dados operacionais são normatizados e têm prioridades média ou alta. Os dados de configuração, como os arquivos de parametrizações e ajustes, são de baixa prioridade.

A parte 5 da IEC 61850 [99] define três classes de desempenho para as aplicações de automação e proteção: P1, P2 e P3, de baixo, médio e alto desempenhos, respectivamente.

O requisito de desempenho total também depende de tipo da mensagem. A parte IEC 61850-5 [99] define sete tipos de mensagens: 1 - rápidas (*fast messages*), 2 - de velocidade média (*medium speed messages*), 3 - de baixa velocidade (*low speed messages*), 4 - de dados brutos (*raw data messages*), 5 - para transferência de arquivos (*file transfer functions*), 6 - de sincronismo de tempo (*time synchronization messages*), 7 - de comando com controle de acesso (*command messages with access control*).

Pilhas de Comunicação

A IEC 61850 utiliza o padrão Ethernet [49–51] para as comunicações. Os principais motivos dessa escolha foram o estado de desenvolvimento do padrão e as altas velocidades alcançadas. A grande utilização do padrão, atualmente 99% do mercado [91], também pesou na escolha. Entretanto, a Ethernet não é uma rede determinística. O uso de *switches* contribui para superar essa limitação de comportamento não determinístico.

A Ethernet comutada (com *switches*) elimina muitas das preocupações relacionadas à operação não determinística [54, 80]. Um dos motivos da rede Ethernet não ser determinística é a possibilidade de colisões nas transmissões. Para evitar colisões, a IEC 61850 usa a Ethernet comutada com conexões *full-duplex* ao *switch* (dispositivos finais podem transmitir para o *switch* ao mesmo tempo em que o *switch* transmite para eles). Em uma rede totalmente comutada, os nós somente se comunicam com os *switches* e nunca diretamente com outro nó. Os *switches* são nós de comunicação ativos, conectando elos Ethernet. Dessa forma, os dispositivos conectados à rede podem abandonar a detecção de colisão, já que eles são os únicos dispositivos que podem acessar o meio. As redes comutadas proporcionam um segmento dedicado a cada IED, permitindo assim que várias comunicações ocorram simultaneamente [80].

O uso de Rede de Área Local Virtual (VLAN - *Virtual Local Area Network*) e de etiquetagem de prioridade permite satisfazer os requisitos de tempo real. Isso possibilita o uso mais inteligente dos *switches*. Contudo, eles precisam ter suporte para essas funcionalidades.

A VLAN é um grupo de dispositivos em uma ou mais redes que são configurados de modo que possam se comunicar como se estivessem ligados ao mesmo cabo, quando de fato estão em diferentes segmentos de rede. A VLAN permite que o *switch* envie os dados apenas para os IEDs (ou *switches*) que são (ou têm) assinantes para esses dados.

A especificação IEEE 802.1Q estabelece um método padrão para etiquetagem de quadros Ethernet com informações dos elementos da VLAN [52, 80, 95]. Conforme apresentado na Figura 3.6, são incluídos dois *bytes* no frame para transportar as informações de etiqueta de prioridade e VLAN. A capacidade de etiquetagem deve ser prevista no *hardware* e nas aplicações.

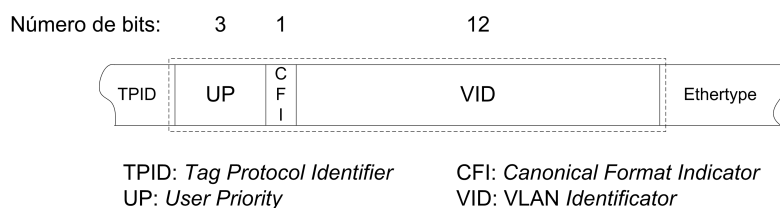


Figura 3.6: Etiqueta de prioridade e rede virtual

Além disso, conforme já citado, na IEC 61850 as mensagens de tempo crítico são mapeadas diretamente na camada enlace de dados. A Figura 3.7⁷ ilustra o mapeamento. Ela também apresenta as partes da norma relacionadas aos modelos e aos mapeamentos.

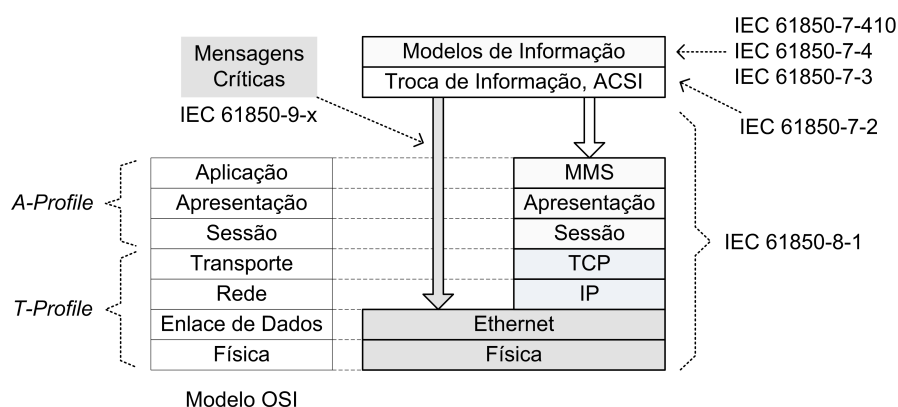


Figura 3.7: Mapeamentos das comunicações no modelo OSI

A pilha de comunicação cliente-servidor é especificada pelos mapeamentos definidos na parte 8-1 da IEC 61850 [95]: MMS sobre TCP/IP e Ethernet. Note que, ela conta com as sete camadas do modelo OSI, apresentado na Figura 2.7. Portanto, ela usa uma camada de transmissão confirmada, ou seja, é um mapeamento orientado à conexão. Dessa forma, a comunicação cliente-servidor é muito confiável, entretanto, ela é relativamente consumidora de tempo [6]. Mesmo assim, ela é mais que suficiente para a aplicação típica: comunicação entre operadores e processo, que exige tempos de resposta da ordem de 1,0 segundo. Por outro lado, a comunicação cliente-servidor não é apropriada para transmissão de dados de tempos críticos.

Diferente do apresentado acima para a comunicação cliente-servidor, na IEC 61850 a comunicação entre pares não usa serviços confirmados. Como pode ser visto na Figura 3.7, ela é mapeada sobre uma pilha de comunicação reduzida (diretamente na camada enlace de dados), para alcançar menores tempos de transmissão. Dessa forma, como as transmissões ocorrem sem antes verificar que os receptores estão disponíveis e prontos para receber os dados, não há garantia que os dados serão recebidos. Por esse motivo, é necessário o processo de repetição de mensagens descrito acima e ilustrado na Figura 3.4. Deve ser lembrado que, esse tipo de mensagem é utilizado para transmissão de dados críticos e, portanto, a transmissão deve ser confiável.

O método de repetição de mensagens proporciona uma vantagem dos sistemas modernos sobre os convencionais. Ele fornece meios para o acompanhamento contínuo da “fiação virtual” entre os diferentes dispositivos participantes da aplicação distribuída

⁷Adaptada da fonte: *Standard IEC 61850-7-1 - Communication networks and systems in substations - Part 7-1: Basic communication structure for substation and feeder equipment.* [100].

[106]. Qualquer problema em dispositivos ou de comunicação será imediatamente (dentro dos limites do intervalo de tempo de repetição máximo) detectado e um alarme pode ser gerado e/ou uma ação pode ser iniciada para resolver o problema. Isso não é possível em esquemas com cabeamento metálico convencional, onde os problemas no cabeamento ou nas entradas e saídas dos dispositivos só podem ser detectados através de testes nas manutenções programadas.

3.4.3 Linguagem de Descrição e Configuração

Desde o final da década de 1990, já se desejava que as linguagens de programação utilizadas no setor elétrico fossem amigáveis, de modo que o *software* pudesse ser facilmente configurado e customizado pelo usuário [46]. Esse desejo foi explorado na IEC 61850.

A IEC 61850 define na parte 6 [107] uma linguagem padronizada para descrição formal denominada “*Substation Configuration description Language*”⁸ ou simplesmente SCL [108]. A norma especifica uma hierarquia de arquivos SCL que possibilita a descrição de todos os níveis do sistema de maneira clara, sem ambiguidade e padronizada. Os arquivos SCL são interpretados de acordo com o esquema *eXtended Mark-up Language* (XML) versão 1.0 [109]. Toda a Engenharia do sistema IEC 61850 é feita e documentada com o auxílio da SCL.

A meta da SCL é fornecer uma descrição formal do sistema de automação (e de proteção) no nível de Engenharia [6]. Ela tem seu escopo restrito às descrições dos equipamentos, dispositivos e sistema e dá suporte a quase todo o processo de especificação e projeto de sistemas baseados na IEC 61850. A SCL possibilita a configuração dos dispositivos e definição dos seus papéis no sistema.

A introdução de uma linguagem global e semântica com esse escopo melhora o entendimento dos projetos e reduz os mal-entendidos entre as partes envolvidas. Com essa linguagem é possível a troca formal de dados entre ferramentas de Engenharia evitando a duplicação na entrada de dados, aumentando a consistência e reduzindo os custos de Engenharia. Alguns autores como, por exemplo, Schwarz, consideram a SCL a parte mais importante da IEC 61850 [81].

A SCL dá suporte a configuração e parametrização de todos os dispositivos e equipamentos da instalação, desde sensores e atuadores até IEDs de automação e proteção. Ela permite a descrição do diagrama unifilar e a alocação de funções (tanto para o diagrama unifilar como para os IEDs). Mais especificamente, ela tem os recursos

⁸Na segunda edição da norma a linguagem será chamada “*System Configuration description Language*”, porque ela não se aplica apenas a subestações.

necessários para a descrição de [6, 22, 81, 107]:

- **Estrutura primária do sistema:** os equipamentos primários e as conexões elétricas;
- **Sistema de comunicação:** a topologia das redes, como os IEDs estão conectados às redes e os pontos de acesso (portas de comunicação);
- **Aplicações no nível de comunicação:** os agrupamentos de dados e os serviços de comunicação utilizados;
- **IEDs:** as configurações de DLs, NLs e relatórios e as associações pré-configuradas disponíveis;
- **NLs:** os tipos (funções), as instâncias, as parametrizações e as relações com os IEDs e com os equipamentos primários.

A especificação de um sistema na IEC 61850 é feita usando a SCL. O diagrama unifilar e todas as funções alocadas são descritas por um arquivo denominado *System Specification Description* (SSD). Um único arquivo em XML descreve toda a instalação (equipamentos primários e secundários). O SSD melhora a qualidade da especificação e permite fazer simulações funcionais para verificar a interação de NLs.

Além do SSD, a IEC 61850 inclui os seguintes arquivos em SCL: *IED Capability Description* (ICD), *Substation Configuration Description* (SCD) e *Configured IED Description* (CID). Todos esses arquivos têm escopos diferentes, mas são criados usando os mesmos métodos e formatos. A descrição formal através da SCL proporciona a troca de dados consistente. Assim, os arquivos podem ser trocados entre diferentes ferramentas. A linguagem de descrição padronizada permite a configuração dos dispositivos e sistemas independente do fabricante e da ferramenta. Em teoria, os arquivos padronizados podem ser lidos e escritos por qualquer ferramenta em conformidade com a norma. Deve ficar claro que, a IEC 61850 não define as ferramentas, mas as informações padronizadas a serem usadas por elas.

A parte 6 da IEC 61850 [107] apresenta detalhes das estruturas de todos os arquivos acima introduzidos (SSD, ICD, SCD e CID) e também exemplos de aplicações. Esses arquivos são abordados do ponto de vista mais prático na Subseção 5.8.3.

A SCL apresenta vários benefícios, entre eles podem ser citados [4, 52, 63, 81, 87]:

- permite que aplicações IEC 61850 sejam configuradas *off-line* sem requerer uma conexão de rede ao IED para configuração;

- possibilita ferramentas de desenvolvimento do sistema *off-line* para gerar os arquivos necessários para configuração dos IEDs automaticamente a partir do projeto do sistema de potência reduzindo significativamente o custo e esforço de configuração e eliminando a maioria, se não todas, das tarefas de configuração manual;
- possibilita a troca de configurações dos IEDs entre usuários e fornecedores para reduzir ou eliminar as inconsistências e mal-entendidos na configuração e requisitos do sistema. Usuários podem fornecer seus próprios arquivos SCL para garantir que os IEDs sejam enviados para eles corretamente configurados;
- garante a integridade dos dados, devido a possibilitar uma entrada única de dados;
- o trabalho de Engenharia da especificação e projeto é formal e fica registrado, podendo ser reutilizado no futuro para adaptações, ampliações ou até modernizações;
- os arquivos são padronizados e claros permitindo realizar pesquisa e correção de erros de maneira muito mais fácil do que em qualquer descrição impressa;
- aumentar a interoperabilidade do sistema;
- aumentar a produtividade e eficiência dos engenheiros.

Entretanto, os esquemas SCL ainda precisam de ajustes como, por exemplo: correções de erros, esclarecimentos, melhoramento de algumas descrições [47].

3.5 Características Marcantes da Norma

Devido aos fundamentos da IEC 61850, ela tem algumas características que fazem grandes diferenças nos sistemas de automação modernos com relação aos anteriores. Algumas dessas características permitem novas abordagens para projetos dos sistemas de automação, oferecendo novas oportunidades e também desafios. O sistema proposto no Capítulo 5 é influenciado por essas características. Nas subseções a seguir são arroladas as características mais marcantes da IEC 61850.

3.5.1 Interoperabilidade

Há tempos busca-se uma forma fácil de combinar equipamentos de diferentes fabricantes em um sistema de automação. De acordo com a parte 5 da IEC 61850 [99], a interoperabilidade é a capacidade de dois ou mais IEDs, do mesmo ou de vários fabricantes,

trocarem informações e usar essas informações para correto funcionamento. Resumindo, é a habilidade dos dispositivos trabalharem juntos.

Também se deseja que a troca de qualquer dispositivo por outro de modelo diferente (de qualquer fabricante) seja uma tarefa fácil. Nesse caso, trata-se da intercambiabilidade. A intercambiabilidade é a possibilidade de substituir um dispositivo por outro diferente sem necessidade de grandes ajustes (mantendo os demais componentes do sistema) e o sistema continuar cumprindo as funções para as quais ele foi projetado. Alguns fabricantes afirmam que a intercambiabilidade de IEDs nunca será alcançada, mas acreditam que a integração de IEDs de diferentes fabricantes pode ser facilitada. Note que, dispositivos diferentes podem ser interoperáveis, mas não serem necessariamente intercambiáveis.

A interoperabilidade proporcionada pela IEC 61850 é uma das características mais marcantes da norma. Para De Mesmaeker et al., essa é a meta principal da norma [4, 63]. De modo semelhante, Amantegui et al. afirmam que o objetivo básico proposto pela norma é claramente conseguir a interoperabilidade entre dispositivos fornecidos por fabricantes diferentes [84]. Já para Rodrigues, a maior vantagem da IEC 61850 é a interoperabilidade dos IEDs de diferentes fabricantes e a eliminação de *gateways* [74]. Assim, percebe-se a importância da interoperabilidade e o empenho da norma para alcançá-la.

Antes do advento da IEC 61850, eram necessários tempo e gastos substanciais tanto para os fornecedores como para as concessionárias para conseguir interoperabilidade entre produtos de diferentes fabricantes e gerações [66]. Agora, conforme apresentado nas Subseções 3.4.1 e 3.4.2, a norma fornece um conjunto completo padronizado de definição de dados e serviços de comunicação que permitem que todos os dispositivos trabalhem juntos. Dessa forma, teoricamente, as concessionárias têm liberdade para escolher o melhor dispositivo disponível para as suas aplicações.

Deve ficar claro que a interoperabilidade não significa troca [77]. Atualmente não é possível substituir um dispositivo de um fabricante por o de outro de maneira simples, sem esforços de Engenharia. Uma norma oferecendo troca de equipamentos poderia prover facilidade na utilização, mas limitaria os desenvolvimentos.

3.5.2 Prova de Futuro

Um sistema “à prova de futuro” deve continuar funcionando satisfatoriamente, sem necessidade de grandes modificações, apesar das evoluções tecnológicas. Dessa forma, não será necessário substituir o sistema devido a futuros desenvolvimentos. O sistema à prova de futuro poderá ser ajustado para incluir esses desenvolvimentos, ou seja, as evoluções tecnológicas não impõem a sua obsolescência.

Conforme discutido na Subseção 2.12.4, tanto o *hardware* como o *software* dos sistemas

de automação estão sujeitos a inovações frequentes. Para lidar com isso, a norma IEC 61850 adotou a interface abstrata (ACSI) introduzida na Subseção 3.4.2. Essa interface poderá ser continuamente utilizada, necessitando apenas de eventuais pequenas modificações [76]. As definições dos objetos serão reforçadas no futuro para satisfazer requisitos adicionais, ou seja, reutilizando as definições especificadas no passado.

As aplicações e a tecnologia de comunicação têm ciclos de vida diferentes. Uma aplicação como o sistema de automação, por exemplo, tem tempo de vida muito mais longo que a tecnologia de comunicação, pois o desenvolvimento desta é mais rápido que o desenvolvimento das funcionalidades de automação elétrica. Para conviver com essa discrepância, a IEC 61850 separa as aplicações da comunicação. Portanto, essa característica torna a norma orientada para o futuro, protegendo as aplicações das mudanças devido aos avanços da tecnologia de comunicação. Nesse mesmo intuito, a IEC 61850 define os modelos de dados para as funções e suas necessidades de comunicação sem especificar as funções, ou seja, não bloqueia o futuro desenvolvimento delas.

Conforme apresentado na Subseção 3.3 e ilustrado na Subseção 3.4.2, a IEC 61850 faz o mapeamento dos objetos e serviços, introduzidos na Subseção 3.4.1 usando MMS, TCP/IP, UDP/IP e Ethernet. Assim, as funcionalidades (modelos de dados e serviços de comunicação) são separadas da realização da comunicação. Conforme citado acima, isso torna a norma à prova de futuro com relação à tecnologia de comunicação. As inovações no protocolo da camada de aplicação podem ser incorporadas no futuro sem interferir nas definições de modelos de objetos.

Mesmo no caso de grandes mudanças da tecnologia de comunicação, a IEC 61850 é vantajosa [63]. Se a tecnologia de comunicação atual torna-se obsoleta e for criado um novo mapeamento do modelo de dados e serviços para uma nova tecnologia de comunicação (definida em uma parte nova da norma), todos os arquivos de descrição e configuração, introduzidos na Subseção 3.4.3, poderão ser aproveitados.

Devido aos serviços de comunicação, introduzidos na Subseção 3.4.2, a IEC 61850 facilita a realização de novas funções. Isso se deve ao fato de todos os dispositivos já estarem conectados à rede de comunicação, expondo os dados. Note que, também devido a essa característica, os custos para a realização de novas funções são reduzidos. Além disso, a adição de funções é simplificada pelas interfaces e semânticas padronizadas.

De modo semelhante, a IEC 61850 também facilita as extensões. Elas são realizadas sem necessidade de reconfigurar os dispositivos do sistema original. A extensão, com inclusão de dispositivos e aplicações, em um sistema existente aderente à IEC 61850 pode ser feita com impacto mínimo e baixo custo [52].

3.5.3 Rede de Processo

Conforme estabelecido na Subseção 2.4.1, nos sistemas digitais é necessária a aquisição de dados do processo. Nos sistemas de automação os dispositivos do nível de unidade coletam dados do processo para realizar as funções e também os transmite para o nível de estação, para propósitos de supervisão (e comando). Conforme apresentado na Subseção 2.12.4, tradicionalmente isso é feito usando UTRs, que são ligadas por cabeamento convencional metálico aos dispositivos primários [12].

A IEC 61850 propõe uma filosofia de aquisição dos dados diferente dos sistemas anteriores. A ideia é que os dados sejam recebidos dos equipamentos primários já na forma digital e sejam transmitidos através de uma rede de comunicação chamada de “rede de processo” [110]. Ela é a rede que conecta os níveis de processo e de unidade apresentados na Figura 3.3. Dessa forma, esses dados podem ser usados por vários IEDs receptores conectados à rede. Na rede de processo trafegam os dados de estados (binários) e de valores analógicos. Geralmente os valores analógicos são provenientes de transformadores de instrumentação, abordados na Subseção 3.5.3 a seguir.

Essa filosofia proporciona algumas vantagens. A primeira vantagem é a redução de custos [52]. Ao invés de ser necessário um sensor separado para cada dispositivo que necessite dos sinais, uma única unidade de medição pode enviar os sinais para vários dispositivos. Isso reduz os custos de investimento, calibração, manutenção, etc. Outra vantagem é que a rede de processo facilita as modificações e extensões, conforme mencionado na Subseção 3.5.2.

Entretanto, para realizar isso é necessário que os equipamentos primários tenham interfaces digitais. O grupo de trabalho 11 do IEC SC17C está preparando a norma IEC 62271-003 “*High voltage switchgear and assemblies with digital interfaces based on IEC 61850*” [54]. Ela fornecerá um padrão para conexão de equipamentos de alta tensão aos sistemas secundários de acordo com a IEC 61850.

Transformadores de Instrumentação Não Convencionais

Transformadores de instrumentação não convencionais, ou simplesmente TINCs, são TCs e TPs que produzem sinais digitais que representam as correntes e tensões, respectivamente, nos primários [110]. Eles também são chamados de “transformadores de instrumentação eletrônicos”. Geralmente os TINCs utilizam princípios de funcionamento ópticos (sem utilizar núcleos de ferro) e são ligados aos sistemas secundários por redes de comunicação [111]. Como os dados das formas de onda estão na rede de comunicação, eles podem ser usados por várias funções. Os valores amostrados são ordenados e sincronizados utilizando o processo descrito na Subseção 3.4.2 e ilustrado na Figura 3.5.

A IEC 61850 foi concebida considerando o uso dessa tecnologia. O primeiro projeto piloto com TINCs e conexão IEC 61850 para os medidores e dispositivos de proteção está instalado na França (EDF), na Irlanda (Tennet) e no Reino Unido (National Grid) [54].

Com essa tecnologia, as interfaces tradicionais de 100 V / 5 A para conexões com os transformadores de instrumentação são substituídas por interfaces de baixa energia. Conforme ilustrado na figura, os sinais analógicos são substituídos por dados de amostras digitalizadas. Assim, a representação dos valores de corrente/tensão é independente de qualquer propriedade específica do transformador de instrumentação.

Note que, essa filosofia aumenta a flexibilidade do sistema. Alterações para outros dispositivos receberem as amostras de corrente ou de tensão podem ser feitas de maneira mais fácil e segura. Isso também simplifica a realização de redundância.

As amostras são transmitidas como dados do tipo inteiro ou real. Para as transmissões são utilizados os serviços de comunicações introduzidos na Subseção 3.4.2. Os parâmetros da escala, quando existem, são incluídos no próprio modelo de dados de modo que qualquer receptor possa calcular o valor de Engenharia atual da medida.

O uso de TINCs elimina uma série de problemas, entre eles, podem ser citados [106, 111]: saturação, circuito de corrente aberto (secundário do TC) e resistência do cabeamento e conexões. Além do que, os TINCs apresentam diversas vantagens, por exemplo: são mais seguros para as pessoas, têm menor MTBF e podem ser utilizados (o mesmo instrumento) para várias aplicações (proteção, medição, etc.).

Unidades Concentradoras

Conforme apresentado acima, os sinais dos TCs e TPs são convertidos e transmitidos pela rede de comunicação. Para concentrar os sinais de diversos transformadores de instrumentação e enviá-los de modo padronizado pela rede, a IEC 61850 (baseada na IEC 60044-8 “*Instrument transformers - Part 8: Electronic current transformers*”) definiu as Unidades Concentradoras (MUs - *Merging Units*) [96, 105, 106, 110]. Elas são IEDs que podem alocar os NLS dos transformadores de instrumentação: TCTR “*current transformer*” e TVTR “*voltage transformer*” [102]. Elas podem ser localizadas fisicamente tanto junto ao processo como na sala de controle. Além disso, as MUs não precisam ser obrigatoriamente dispositivos independentes, elas podem fazer parte dos TINCs.

Segundo a IEC 61850, as MUs também podem concentrar e enviar dados de estados (binários). Entretanto, Janssen e Apostolov propõem a criação de uma unidade de entrada e saída (*I/O Unit*) para processar as entradas binárias, gerar os dados de estados, formatar as mensagens de comunicações e enviá-las em *multicast* pela rede [106].

As MUs amostram os sinais de maneira combinada e sincronizada. Assim,

qualquer IED conectado à rede de comunicação pode receber dados de várias MUs e automaticamente enfileirá-los e processá-los. Por exemplo, para medir tensões e correntes trifásicas, a MU irá processar as entradas provenientes dos TCs e TPs, gerar os valores amostrados de três correntes de fase e de três tensões sincronizadas no tempo, formatar as mensagens de comunicação e enviá-las pela rede em *multicast*. Todos os IEDs que precisem desses dados, os assinantes, vão recebê-los. A Figura 3.5 serve para ilustrar esse processo, considerando que os dois sensores são TCs e/ou TPs, os dois dispositivos da esquerda são MUs e o dispositivo da direita é um IED qualquer.

A Figura 3.8 representa uma MU. Nesse exemplo, ela está recebendo os dados de TCs (três fases e neutro) e TPs (três fases, neutro e barra). Note que, ela também tem entradas para estados (binários).

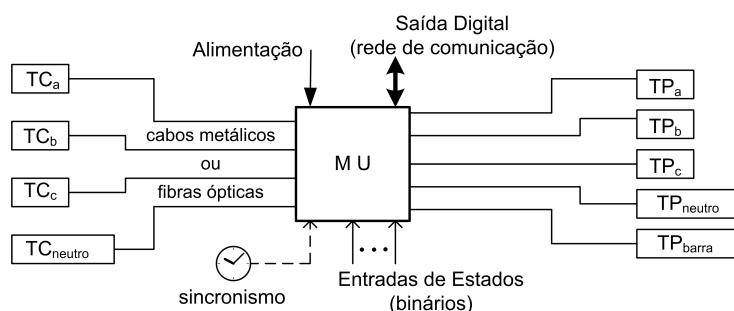


Figura 3.8: Unidade concentradora (MU - *merging unit*)

Atualmente também estão sendo desenvolvidos dispositivos similares às MUs definidas na norma (que de fato também são MUs). Eles têm a mesma funcionalidade, porém usam como entradas sinais de transformadores de instrumentação convencionais. Esse tipo de dispositivo é útil nos casos de migração para sistemas de automação com rede de processo nos quais são mantidos os TPs e TCs convencionais existentes. Note que, quando esses instrumentos são mantidos, a conexão com o dispositivo que faz o papel de MU é feita por cabeamento metálico convencional, interface fora do escopo da IEC 61850.

Mesmo no caso acima, existem vantagens com relação aos sistemas convencionais. A maior é o fato dos valores estarem disponíveis em formato digital na saída do dispositivo. Outra vantagem é que a impedância das entradas de corrente do dispositivo pode ser muito pequena, reduzindo a possibilidade de saturação do TC. Do ponto de vista funcional, não importa se o transformador de instrumentação é convencional ou não, pois como já citado, no caso da ligação digital ainda se utilizam soluções proprietárias. Tanto os sinais analógicos nos secundários de transformadores de instrumentação convencionais quanto os dados digitais dos não convencionais não são especificados pela IEC 61850. Entretanto, conforme descrito acima, os TINCs apresentam uma série de vantagens sobre os convencionais, o que justifica o uso dos primeiros.

Eliminação do Cabeamento Metálico

Com a IEC 61850 as comunicações no nível de processo e unidade mudaram muito. Nos sistemas convencionais a troca de dados entre dispositivos diferentes era feita usando contatos de relés ou laços e corrente e cabeamento metálico. Em seguida, nos sistemas numéricos foram incluídas algumas comunicações seriais nesses níveis. Agora, com a IEC 61850, em teoria, toda a comunicação desses níveis pode ser feita utilizando redes de comunicação, conforme apresentado acima. Inclusive as trocas de dados de tempo crítico podem ser feitas usando as redes.

A norma ainda deixa opções. Segundo a IEC 61850, o projetista é livre para escolher a solução mais apropriada para a comunicação horizontal. Dependendo da funcionalidade e dos requisitos, tanto o cabeamento metálico convencional quanto a rede podem ser usados. Segundo De Mesmaeker et al. (2005), hoje não é possível afirmar qual método é superior e a decisão deve ser feita caso a caso de acordo com critérios como confiabilidade. Brunner concorda que o uso de redes em vez do cabeamento metálico depende apenas da confiabilidade [54]. Entretanto, aqui se recomenda que a troca de dados deva ser feita por redes devido às vantagens desse método, considerando a alta confiabilidade da arquitetura proposta. Uma das principais é a eliminação do cabeamento metálico convencional.

As comunicações horizontais e de valores amostrados, introduzidas na Subseção 3.4.2, são os elementos chave para suprimir o cabeamento metálico. Com elas, os métodos tradicionais de troca de dados podem ser substituídos: os dados binários por mensagens GOOSE e os valores analógicos por mensagens de valores amostrados. Note que, ambas podem ser feitas através de fibras ópticas. O custo para integrar os dados do sistema de automação é substancialmente reduzido [52]. Ao invés de instalar caras UTRs que devem ser manualmente conectadas e configuradas para cada dado necessário à aplicação, a rede IEC 61850 oferece todos esses de acordo com a semântica dos NLS dos IEDs.

Como os dados são trocados utilizando redes, não há necessidade de cabeamento separado para cada dispositivo. Conforme apresentado na Subseção 2.11.1, em um ambiente de sistemas de potência (usinas e subestações), a fibra óptica é a opção preferida para construir a rede. Assim, todos os cabos metálicos usados para troca de dados analógicos e de estados entre os dispositivos podem ser substituídos por fibras ópticas. Portanto, se os circuitos internos aos dispositivos e equipamentos e os cabos de alimentação não forem considerados, o sistema de automação fica sem cabos metálicos. Deve-se observar que, normalmente os cabos metálicos do tipo par trançado blindado são adequados para a comunicação dentro dos painéis.

O cabeamento convencional tem desvantagens e limitações. A instalação e checagem dos cabos são trabalhos demorados e com altos custos. Na década passada, alguns autores

consideravam que a instalação e checagem de cabeamento eram os itens de maior custo em sistemas de automação [59]. Em contraste com o cabeamento metálico, o uso de fibras ópticas reduz os custos de construção diminuindo a necessidade de valas, bandejas, dutos, etc. Ao invés de se manusear várias conexões de cabos metálicos, são manuseadas algumas conexões de fibras ópticas. Como o número de conexão é menor, se exige menos checagens. Além disso, devido à Engenharia necessária e ao custo elevado, a tecnologia convencional limitava a quantidade de estados e de sinais analógicos que eram adquiridos para usar na automação e apresentar nas IHMs para supervisão. Se mais sinais ou estados fossem requeridos, era necessário adicionar cartões de entrada e saída e cabos metálicos. Atualmente, com o uso de IEDs e serviços disponíveis na IEC 61850, esse procedimento é muito mais fácil e também mais barato.

A eliminação do cabeamento metálico também traz benefícios para a manutenção. Antes eram necessárias exaustivas rotinas de manutenção de cada conexão, porque essa era a única forma de se verificar uma possível falha de cabos ou de terminais. Com a IEC 61850, cada conexão lógica está em constante verificação. Se for encontrado algum problema, um alarme será emitido imediatamente e também uma função redundante poderá entrar em funcionamento. Isso equivale na antiga tecnologia a ter cada cabo testado em curtos intervalos de tempo. Outra vantagem é a maior flexibilidade. Os cabos metálicos são organizados em feixes e têm comprimentos específicos. Assim, fazer alterações deles é muito trabalhoso e demorado. Por outro lado, com a rede de processo basta fazer alterações nas configurações das mensagens. Além disso, as funções dos IEDs podem ser modificadas sem retirá-los dos painéis.

Por fim, com a eliminação do cabeamento metálico e uso de redes de comunicação abrangentes, a nova tecnologia possibilita o projeto de esquemas de automação inovadores devido à facilidade de distribuição de funções abordada na próxima seção.

Algumas soluções alternativas para reduzir custos e cabeamento têm sido desenvolvidas como, por exemplo, a solução apresentada por Amantegui et al., que usa uma rede conectando alguns dispositivos de entrada e saída ao equipamento de controle [84]. Nesse caso, a rede é usada apenas para sinais que não requerem transmissão em alta velocidade, como proteção contra incêndio e indicações de tensão de serviços auxiliares. Esses esforços são válidos para solucionar um problema específico e são muito importantes para desenvolvimentos de novas tecnologias. Entretanto, o fato de não ser uma solução normatizada impede a sua aplicação mais ampla.

3.5.4 Automação Distribuída

A arquitetura de automação distribuída é o estado da arte para os sistemas elétricos de potência [10, 47]. A rede de processo apresentada na subseção anterior permite nova abordagem dos sistemas de automação com relação à distribuição de funcionalidades. As comunicações em pares de alta velocidade facilitam o projeto e construção de sistemas com funções distribuídas (ou descentralizadas). A função é chamada distribuída quando ela é realizada por dois ou mais NLs que estão localizados em diferentes dispositivos físicos. As aplicações distribuídas envolvem vários IEDs diferentes conectados.

A automação distribuída reduz a quantidade de interfaces e os custos dos componentes e dos serviços de instalação [78]. Teoricamente, não são mais necessárias conexões de entradas e saídas através de cabos metálicos. Todos os automatismos e intertravamentos podem ser executados utilizando mensagens em redes de comunicação ópticas. Com a tecnologia atual, o sistema de automação distribuído é conectado ao processo através de redes de comunicação com possibilidade de transferência de dados quase ilimitada.

No contexto da IEC 61850, as interações entre as funções são equivalentes às interações dos NLs relacionados. Existem basicamente dois tipos de interação entre os NLs [99]:

- **Informativas:** os dados trocados fornecem algumas informações. A troca de dados não é um pré-requisito para a realização da função do NL e, portanto, os NLs trabalham de modo autônomo. As funções compostas por esse tipo de NL são frequentemente chamadas de funções locais ou funções autônomas;
- **Funcionais:** os dados trocados são necessários para executar as funções, elas não são autônomas. As funções compostas por esse tipo de NL são frequentemente chamadas de funções distribuídas.

Deve ficar claro que a IEC 61850 não impõe nenhuma restrição com relação à arquitetura do sistema [4, 86]. Ela permite tanto arquiteturas distribuídas como centralizadas. É possível a realização de uma função local em um IED específico ou uma função distribuída em dois ou mais IEDs usando a rede.

3.5.5 Formalização

A IEC 61850 dá suporte para a consistência global na definição e na Engenharia do sistema. Conforme descrito na Subseção 3.4.3, o sistema de automação completo é formalmente descrito e documentado em SCL, através dos diversos arquivos de configuração padronizados. Isso garante que todo o trabalho de Engenharia do sistema

foi registrado. Assim, a manutenção, o reúso em futuras adaptações, extensões e também modernizações são facilitados. Esse assunto é explorado no Capítulo 5.

Neste trabalho utiliza-se o termo “formal” para dizer que é realizado de acordo com as formalidades da norma IEC 61850 (usando rigorosamente a linguagem, modelos e serviços nela definidos), ou seja, não tem forma livre (usando textos e figuras irrestritos).

Para alcançar a formalização é necessário o uso de ferramentas de *software*. Além de serem usadas para criar os arquivos de configuração, elas também podem fornecer inúmeros tipos de documentação do sistema baseando-se nesses arquivos e em informações adicionais. As ferramentas são abordadas como uma característica marcante da norma na próxima subseção.

3.5.6 Ferramentas

Com a tecnologia numérica apresentada na Subseção 2.12.2, surgiram as ferramentas de *software* para apoio às atividades de Engenharia. Essas ferramentas servem para ajudar no trabalho de especificação, projeto, integração, configuração e manutenção do sistema. Elas geralmente apresentam características como facilidade, segurança, confiabilidade e rapidez, o que torna vantajoso o uso. As ferramentas permitem que o usuário concentre-se nas atividades de Engenharia, ao invés de ter que conhecer e realizar tarefas básicas de configuração, por exemplo.

As aplicações iniciais dessas ferramentas eram restritas. Antigamente utilizavam-se ferramentas apenas para configuração dos dispositivos, que eram proprietárias dos fabricantes. Muitas vezes era necessária uma ferramenta para cada dispositivo (ou família de dispositivos) do mesmo fabricante. Há uma década, Ours afirmava que, de modo geral os produtos carecem de melhorias, principalmente no que se refere aos aplicativos [37]. Segundo ele, algumas vezes existiam até erros de concepção.

Hoje em dia, as aplicações das ferramentas são bem mais amplas. As ferramentas de *software* atuais são usadas para parte das atividades de Engenharia supracitadas. Elas evoluíram muito na última década, e têm potencial de desenvolvimento maior agora com a IEC 61850. Os modelos de objetos, introduzidos na Subseção 3.4.1, e a linguagem de descrição, introduzida na Subseção 3.4.3, padronizaram os dados e informações que devem ser tratados pelas ferramentas. Isso contribui para o desenvolvimento e interoperabilidade também das ferramentas, de maneira semelhante ao que se busca para os dispositivos.

Conforme se afirmou na Subseção 3.5.5, com a IEC 61850 a Engenharia é formalizada e centrada na linguagem SCL. Geralmente as ferramentas permitem visualizar, criar e editar arquivos SCL graficamente, o que reduz o conhecimento necessário sobre XML.

Entretanto, devido ao fato da IEC 61850 ser relativamente nova, as ferramentas

aderentes a ela ainda estão em desenvolvimento. Atualmente existem algumas ferramentas proprietárias de fabricantes, normalmente específicas para os produtos deles, e poucas ferramentas mais genéricas de terceiros. O ideal seria que a Engenharia (configuração e parametrização) fosse independente do fabricante do IED. Outras ferramentas se aplicam mais para documentação do que para Engenharia. Como consequência, ainda é necessário o uso de mais de uma ferramenta, especialmente em aplicações com vários fornecedores, assim como era no passado. O que melhorou um pouco foi a facilidade para a entrada de dados, porque geralmente essas ferramentas trocam arquivos entre si (todas elas devem ser compatíveis com a SCL). No passado era comum ter que entrar os mesmos dados várias vezes nas diferentes ferramentas, o que consumia tempo e podia gerar inconsistências. Além de tudo, agora as ferramentas podem ter bibliotecas com todos os NLS e todas as descrições de IEDs necessários para o sistema, por exemplo.

As ferramentas também podem oferecer outras facilidades. Algumas ferramentas já permitem simular o projeto usando funções lógicas e sequências de sinais de entrada. A maioria também facilita o acesso aos catálogos e manuais dos dispositivos e equipamentos, através das estações de Engenharia e demais IHMs.

Portanto, assim como as ferramentas são consideradas ponto forte da norma, elas também representam um desafio. É necessário que as ferramentas evoluam de modo consistente com a norma. O sucesso da IEC 61850 depende fortemente das ferramentas de *software* e do conhecimento dos usuários. Entretanto, deve ficar claro que por mais poderosas que sejam as ferramentas ainda é necessário conhecer as teorias da automação de sistemas e a norma. As ferramentas podem ser desenvolvidas por qualquer uma das partes envolvidas: concessionária, fabricante ou terceiros.

Considerações práticas sobre as ferramentas estão apresentadas na Subseção 5.8.4.

3.6 Aspectos Práticos e Desafios

Infelizmente, nem tudo que está definido na IEC 61850 está disponível comercialmente. Os fabricantes estão atrasados com relação à tecnologia ditada pela norma. Na prática, a realização plena da IEC 61850, principalmente nas usinas hidrelétricas, ainda é difícil. Conforme citado na introdução deste capítulo, hoje em dia ainda não há no mercado CLPs ou UACs usando a IEC 61850, ou seja, capazes de se comunicar em conformidade com a norma. Portanto, ainda são necessários conversores ou *gateways*. Isso é agravado pela falta de opções de ferramentas discutida na Subseção 3.5.6. Assim, atualmente as principais expectativas com relação ao uso da IEC 61850 não podem ser atendidas, porque os IEDs e as ferramentas impõem restrições.

A maior dificuldade de realização é relacionada à rede de processo descrita na Subseção

3.5.3. Em 2005 muitos produtos disponíveis no mercado cobriam apenas a rede de estação (todas as funções de comunicação sem a transferência de valores amostrados, das MUs) [4]. Por exemplo, no projeto “*Ciudad Universitaria*” estudado por Amantegui et al., optou-se por deixar de fora tudo relacionado com o nível de processo, usando para isso o sistema tradicional de fiação dos transformadores de instrumentação para os equipamentos de controle e de proteção [84]. Agora a situação é um pouco mais confortável, pois produtos abrangendo também a rede de processo estão surgindo, inclusive os TINCs. Um grande fabricante lançou o seu TC óptico aderente à IEC 61850 na Sessão Bienal do *Conseil International des Grands Réseaux Électriques* (CIGRÉ) em 2010.

Outro desafio prático é com relação aos processos de Engenharia. A IEC 61850 tem impacto em todas as atividades de Engenharia dos sistemas de automação. As principais questões são relacionadas a como especificar, tarefa das concessionárias, e a como realizar (projeto e execução), atividade dos fabricantes. Esse tema ainda não está muito claro no setor elétrico. Uma proposta de solução é apresentada no final do Capítulo 5.

A norma IEC 61850 também precisa de melhorias. As concessionárias ainda estão batalhando com algumas dúvidas, incertezas e aspectos obscuros da IEC 61850 [47, 84]. Através das primeiras experiências práticas aplicando a norma foram identificadas algumas deficiências como, por exemplo:

- definições vagas, que podem causar erros de interpretação (ou interpretações diferentes) e gerar incompatibilidades;
- falta de especificações ou necessidade de incluir definições mais detalhadas, por exemplo, para gerenciamento de redundância e pontos duplos controláveis;
- diferenças entre fabricantes como, por exemplo, nomenclatura e dados opcionais;
- incompatibilidades nas bibliotecas dos protocolos de fornecedores diferentes;
- método de sincronismo de tempo adotado pela norma não atende algumas funcionalidades.

Espera-se que a segunda edição da IEC 61850 corrija esses problemas.

Para ter plena vantagem de qualquer nova tecnologia, é necessário entender o que ela oferece. Portanto, os estudos e treinamentos sobre a IEC 61850 são muito importantes. Conhecer a norma não é fácil: são mais de 1.200 páginas com referências cruzadas e também se refere a várias outras normas e protocolos. Assim, apesar das facilidades oferecidas pelas ferramentas, comparando com a tecnologia convencional para aplicação da IEC 61850 é necessário mão de obra mais especializada. A grande maioria dos engenheiros

das concessionárias não é especialista em comunicações. Os engenheiros de automação (e de proteção) precisam de informações no nível de aplicação de uma forma conveniente sem aprofundar nas comunicações. As questões mais aprofundadas de comunicações podem ser resolvidas pelos especialistas dessa área.

Apesar dessa pequena crítica desfavorável, em termos gerais as aplicações da IEC 61850 têm sido positivas. É fato que a norma é viável para desenvolver um sistema de automação para usina (ou subestação). Além disso, já foi provada a interoperabilidade para IEDs de fabricantes diferentes, por diversas instituições e com arranjos distintos. Deve-se ter em conta que a norma é relativamente nova e as mudanças não ocorrem abruptamente. De Mesmaeker et al. afirmam que adotar a IEC 61850 como padrão de comunicação significa manter as portas abertas para possibilidades de aperfeiçoamentos futuros [4].

3.7 Considerações Finais

Neste capítulo foi apresentado um panorama da norma IEC 61850. Ela é uma solução aberta que têm várias características para melhorar a operação e a manutenção bem como reduzir o custo total dos sistemas de automação. Com a nova tecnologia, é possível realizar sistemas integrados mais compactos, com grande confiabilidade.

A IEC 61850 tem a base para a definição de um sistema de automação (e proteção) completo. Ela é um incentivo para o uso de dispositivos inteligentes nos sistemas de potência, tornando-os mais seguros e facilitando a tomada de decisões. Além do que, é um investimento em tecnologia que busca ser à prova de futuro. Assim, o sistema acompanhará a evolução tecnológica e tenderá a se manter atualizado. Quando se alcançar a total interoperabilidade entre dispositivos espera-se que se os tempos gastos para Engenharia e testes sejam reduzidos. A interoperabilidade em conjunto com as características citadas no capítulo: modelos de objetos padronizados, redes de comunicação (incluindo rede de processo) e documentação formal facilitam a especificação, o projeto, a construção e os testes funcionais do sistema. Praticamente todas as funcionalidades do sistema podem ser testadas em fábrica.

A livre alocação de funções e a interoperabilidade possibilitam várias soluções novas. Contudo, a abordagem tradicional para projeto dos sistemas de automação deve ser alterada. Os projetistas devem pensar na arquitetura geral dos sistemas e os usuários devem saber claramente quais funcionalidades são realmente necessárias. As maiores mudanças requerem repensar as aplicações, utilizar os novos recursos e definir um caminho para a realização. Assim, todos especialistas das concessionárias, fabricantes e terceiros terão o desafio de aprender e usar as soluções compatíveis com a IEC 61850. A preparação dos envolvidos é um requisito para sucesso dos projetos e para evolução da norma.

Uma das principais inovações da IEC 61850 é a rede de processo. Os sistemas baseados na IEC 61850 facilitam a troca de informação entre todos os níveis do sistema de automação. Além disso, há possibilidade de trocar não apenas dados, mas também modelos dos componentes (semânticas). O desafio é a adaptação dos aplicativos, tanto de operação como de manutenção, para realmente se utilizar todas essas informações disponíveis. As ferramentas de Engenharia também precisam ser melhoradas, ainda há muito para se desenvolver, principalmente no que diz respeito à integração e interoperabilidade. Essa é uma ampla área a ser explorada e os terceiros podem atacar esse problema de modo independente. A adoção da IEC 61850 proporciona benefícios para as concessionárias, fornecedores e integradores dos sistemas.

As concessionárias, em especial no Brasil, têm reconhecido os maiores benefícios que a IEC 61850 traz. Elas estão especificando e instalando sistemas usando a norma em suas instalações, a rigor em subestações. Entretanto, elas também têm encontrado algumas dificuldades, devido a deficiências da norma e inexistência de produtos no mercado. Devido a essas dificuldades, provavelmente a migração para a norma será mais lenta, e as expectativas podem ser frustradas.

Também é necessário esclarecer quais são as atividades das concessionárias e dos fornecedores, de acordo com a norma. Esses sistemas podem ser introduzidos em instalações novas e nas já existentes. Para essas últimas, há diferentes caminhos para a migração. No que diz respeito às subestações (e principalmente a parte de proteção), a tecnologia já passou o estágio inicial, com um número significativo de projetos em todo o mundo, inclusive no Brasil. Com relação às usinas, pode-se dizer que a realização ainda está dando os primeiros passos. Por outro lado, em alguns países como os Estados Unidos da América a norma não tem tanta receptividade.

Há um número crescente fornecedores dispostos a oferecer sistemas aderentes à IEC 61850, como pôde ser verificado em eventos da área como no XIII ERIAC - *Décimo Tercer Encuentro Regional Ibero-americano del CIGRÉ* (2009), no VIII Simpase - Simpósio de Automação de Sistemas Elétricos (2009), na 43th *Biennial CIGRÉ Session* (2010) e no X STPC - Seminário Técnico de Proteção e Controle (2010). Alguns fabricantes estão adaptando produtos à norma e outros desenvolvendo produtos baseados nela, inclusive para a rede de processo. Entretanto, infelizmente nem todo o desenvolvimento apresentado na IEC 61850 está disponível no mercado mundial. Espera-se que novos dispositivos e equipamentos sejam desenvolvidos para se realizar sistemas de automação elétrica realmente modernos baseados nessa norma. Quando grandes concessionárias começarem a utilizar a norma, certamente os desenvolvimentos de produtos crescerão.

Para completar esse cenário, o fato da norma ser proposta por uma entidade como o IEC incentiva a sua aceitação mundial. Qualquer produto desenvolvido baseando-se em

um padrão IEC pode ser vendido em todo o mundo. Espera-se também que a aplicação da IEC 61850 seja estendida para outras áreas.

A IEC 61850 ainda é relativamente nova e, por isso, há diferenças entre a teoria e a prática. É necessário que essas diferenças sejam eliminadas. Somado a isso, a norma tem alguns pontos controversos ou ambíguos, o que dificulta o entendimento ou resulta em interpretações diferentes. Assim, a norma precisa ser revisada. Além disso, para que a norma realmente se torne um padrão no setor e proporcione o longo tempo de vida dos sistemas de automação, a manutenção contínua e aperfeiçoamento são importantes. Deve ficar claro que não é fácil adotar uma única norma (com seus protocolos) para um setor tão amplo e que isso não vai ocorrer em um curto intervalo de tempo. Novas tecnologias demandam esforços para entender como elas funcionam e para treinar o pessoal envolvido.

São necessários mais trabalhos práticos e experiências para se conhecer os pontos fortes e deficiências da IEC 61850 nas usinas. Algumas questões relacionadas aos sistemas de automação de unidades geradoras baseados na IEC 61850 como, por exemplo, disponibilidade, ainda não podem ser respondidas. Para isso, será necessário algum tempo de operação e não se tem conhecimento de nenhum sistema desse tipo operando atualmente. A parte de usinas hidrelétricas foi praticamente uma adaptação da norma inicial, que tinha o foco em subestações. Infelizmente, esse continua sendo o centro da norma e as usinas têm sido deixadas de lado.

As ferramentas de Engenharia (*software*) são fundamentais para a utilização da IEC 61850 e, portanto, para o sucesso dela. As principais vantagens da tecnologia, como o projeto baseado no contexto com documentação inerente, só podem ser alcançadas com essas ferramentas. Projetos complexos exigem arquiteturas mais elaboradas, mais trabalho de modelagem e Engenharia, portanto, ferramentas mais poderosas. Atualmente, há carência de ferramentas. Por exemplo, muitas ferramentas ainda não têm os NLS do grupo “H” *hydropower specific logical nodes* [79]. Assim, esse é um ponto que requer atenção e oferece oportunidades.

No próximo capítulo são tratadas as modernizações de sistemas de automação de unidades geradoras hidráulicas de grande porte.

Capítulo 4

Modernizações

Este capítulo propõe métodos para modernizações de sistemas de automação de unidades geradoras hidráulicas de grande porte. O tema é examinado identificando os conceitos e termos utilizados para modernizações, os motivos que as justificam e as possíveis soluções, considerado o tipo e a forma de realização. Para os estudos são utilizados referências bibliográficas e dados de uma pesquisa de campo, envolvendo grandes concessionárias brasileiras. A partir da base teórica e dos resultados da pesquisa são elaborados critérios quantitativos para a decisão pelas modernizações e identificada a solução de modernização mais adequada para unidades geradoras hidráulicas de grande porte.

4.1 Introdução

Atualmente há grande interesse em manter as usinas hidrelétricas existentes em boas condições operacionais ainda por muito tempo devido ao constante aumento da demanda por eletricidade. Para alcançar esse objetivo, essas usinas podem passar por processos de modernizações. Várias empresas já perceberam que os benefícios são relevantes e as obras são economicamente justificáveis. Experiências realizadas (em subestações) têm mostrado que as modernizações foram vantajosas. Em muitos países isso está se tornando um grande negócio. Algumas empresas, com instalações de grande porte, já pensam nas modernizações como processos contínuos.

Após os estudos de viabilidade, a usinas passam pelas fases de especificação, projeto, construção, comissionamento, operação e manutenção e chegam ao estado no qual a modernização se faz necessária, conforme representado na Figura 4.1. Esse é o ciclo natural. Os sistemas secundários, como o sistema de automação, têm ciclo de vida (etapas) semelhante ao da usina e são os primeiros a chegarem à fase de atualização. Note que, a

fase de modernização também se divide em etapas como do ciclo de vida: especificação, projeto, instalação e comissionamento.

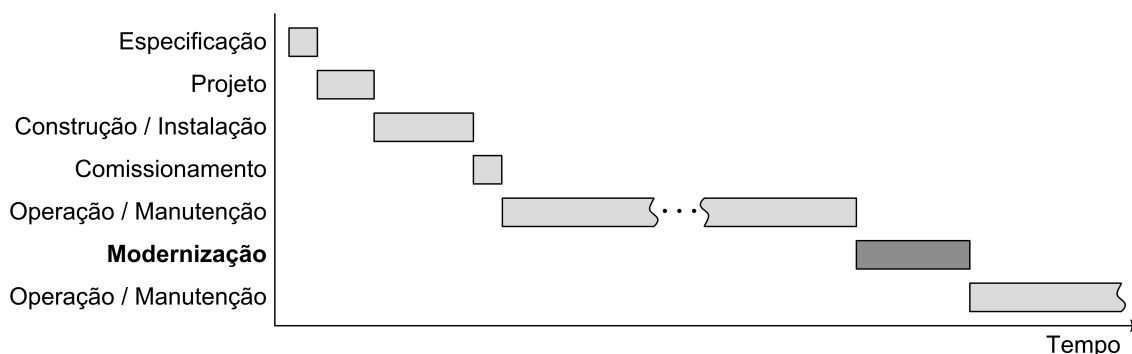


Figura 4.1: Ciclo de vida de usinas hidrelétricas

Desde a década de 1990, esse tema está tendendo do refinamento de métodos de manutenção para uma política de substituição parcial ou completa do sistema [75]. Ainda espera-se o desenvolvimento de estratégias de manutenção durante todo o ciclo de vida do sistema e de gerenciamento de riscos [24, 39]. Amantegui et al. afirmam que muito trabalho ainda deve ser feito para determinar as melhores estratégias para as modernizações [38]. O assunto está sendo pesquisado para se entender vários aspectos como, por exemplo, as justificativas para as substituições. As questões mais importantes são: por que, quando e como modernizar? Este capítulo visa responder a essas questões.

Os motivos para atualizar usinas hidrelétricas existentes são muitos, desde a dificuldade em obter permissão para novas instalações [75], passando pelo fim da vida útil [112], até necessidade de mudar as práticas de manutenção e operação [24] (as práticas atuais diferem muito das adotadas há três décadas). Outra grande motivação para as modernizações é a eliminação de problemas crônicos (apresentados na Seção 4.6 a seguir). A idade e a situação tecnológica da usina dependem do desenvolvimento e estratégia seguida por cada empresa [38]. Cenários de migração a partir das várias soluções existentes é um tópico de estudos importante desde o fim da década de 1990, e continuará sendo durante os próximos anos [67].

Até meados da década de 1980, quando os dispositivos dos sistemas de automação convencionais chegavam ao final de sua vida útil (definida a seguir na Subseção 4.3.1), eles eram trocados por similares. Conforme descrito no Capítulo 2, no final da década de 1980 tornou-se disponível a nova tecnologia de equipamentos digitais permitindo a automação numérica. A partir daí as trocas começaram a ser deixadas para trás e iniciaram-se os processos de modernizações. Pouco mais de uma década depois, iniciou a ser usada a tecnologia moderna, com equipamentos mais flexíveis e com novas funcionalidades. Assim, tornou-se possível mais um nível de atualização.

Considerando que muitas usinas no Brasil já estão em operação há mais de 30 anos, as modernizações são fundamentais. Através delas é possível obter extensão da vida útil, aumento da disponibilidade, redução da manutenção, melhorias da operação e do desempenho, aumento da segurança operacional e diminuição dos custos. Além do que, a modernização de usinas hidrelétricas antigas, associada à repotenciação, é uma alternativa para aumentar a oferta de energia ao sistema elétrico brasileiro.

As modernizações podem ser feitas em todos os níveis e sistemas das usinas hidrelétricas. Entretanto, as atualizações dos sistemas de automação das unidades geradoras são mais frequentes, porque os equipamentos primários têm ciclo de vida mais longo que os componentes dos sistemas de automação, em especial dos níveis de estação e de unidade. As atualizações dos sistemas de automação das unidades geradoras também são mais variadas, porque o número de soluções existentes para os sistemas primários é consideravelmente menor do que a quantidade de soluções existentes para os sistemas secundários. Note que, situação similar ocorre com os sistemas de proteção.

4.2 Motivação

Após muitos anos em operação, os sistemas de automação podem apresentar problemas que comprometam a geração de energia. Além disso, podem existir novos requisitos e necessidades. Uma forma de resolver isso é através das modernizações. Elas podem recuperar os índices de qualidade dos sistemas e também incluir novos recursos neles.

A falta de peças sobressalentes [37, 112], a obsolescência dos equipamentos [113], a baixa disponibilidade [37, 38, 60] e os altos custos [39, 60, 114] são frequentemente as forças diretoras por trás dos processos de modernização das concessionárias de energia elétrica. Entretanto, existem outros motivos para modernizar os sistemas de automação, entre os principais podem ser citados:

- acompanhar o estado da arte e usar novas tecnologias disponíveis no mercado;
- melhorar a supervisão, com a aquisição de mais estados binários e variáveis analógicas e também com IHM mais amigável e flexível;
- aumentar a visibilidade e a comunicação com outros sistemas;
- facilitar a operação, até mesmo automatizar algumas atividades que eram manuais;
- possibilitar operação remota plena, concentrando a supervisão e o controle;
- melhorar as respostas estática e dinâmica do processo de geração de energia elétrica;

- diminuir a indisponibilidade programada, aumentando o período e reduzindo o tempo de parada para manutenções periódicas (preventivas);
- diminuir a indisponibilidade forçada (devido a falhas);
- reduzir custos de manutenção;
- aperfeiçoar a operação da instalação reduzindo o número de operadores necessários (e reduzir custos de operação);
- aumentar a segurança operacional, para as pessoas e instalações;
- possibilitar a renovação do quadro de empregados (devido às aposentadorias, por exemplo);
- estender o tempo de vida útil da instalação (em conjunto com medidas similares nos outros sistemas e equipamentos);
- usar sensores e atuadores mais modernos (melhores que os antigos);
- aumentar a potência e geração de energia, trabalhando mais próximo dos limites.

Note que, ao passar de um sistema de automação elétrica convencional para um numérico ou moderno são obtidas também todas as vantagens descritas na Subseção 2.12.2. Apenas isso muitas vezes já justifica as modernizações de sistemas convencionais.

Considerando o custo global de longo prazo, a modernização de usinas hidrelétricas é um investimento lucrativo. Espera-se um retorno rápido do capital investido [37, 60]. Os custos do investimento são rapidamente absorvidos pela redução do tempo de indisponibilidade das unidades geradoras. O aumento da eficiência e diminuição dos custos de operação e de manutenção, conforme citado acima, também contribuem para o retorno do investimento. De modo geral, o investimento é recuperado dentro de 3 a 5 anos ou até mais cedo.

Ainda considerando os custos, deve-se ressaltar o grande aumento do tempo entre manutenções periódicas nos sistemas modernos (que, por consequência, reduz dos custos). De acordo com Ziegler, em algumas publicações sobre as práticas atuais, são recomendados intervalos de manutenção de 4 (Alemanha) a 6 anos (Japão e Suécia) [40]. Levantamentos mais novos indicam tendência de intervalos mais longos, de até 10 anos.

Esse assunto é abordado em maior profundidade a seguir (na Seção 4.6), com foco em justificativas para a decisão pela modernização dos sistemas de automação. São considerados aspectos de manutenção, operação, esforços e investimento.

4.3 Conceitos e Definições

As subseções seguintes apresentam alguns conceitos e definições necessários para o desenvolvimento do tema modernização.

4.3.1 Vida Útil

O termo vida útil expressa a durabilidade do sistema. Ele é o intervalo de tempo que começa quando o sistema entra em serviço e termina quando a taxa de falhas se torna inaceitável ou quando o sistema é considerado irreparável por motivos técnicos ou econômicos.

O fim de vida útil do sistema está associado ao envelhecimento ou desgaste excessivo [112]. Em alguns casos, pode-se considerar que o sistema atingiu o fim da vida útil mesmo que ainda esteja desempenhando as funções que lhe são requeridas, mas apresente muitos problemas.

O fim de vida útil pode ser definido pelos três motivos principais listados a seguir:

- **Baixa disponibilidade:** o sistema tem baixo MTBF ou alto MTTR (definidos na Subseção 2.10.1) ou ambos;
- **Reduzido nível de segurança:** o sistema ainda tem disponibilidade tolerável, porém apresenta riscos para as pessoas, para a instalação ou para o sistema elétrico;
- **Alto custo:** o sistema apresenta custo excessivo de manutenção ou o custo seria tão alto que pode ser considerado irreparável.

No sentido mais amplo, pode-se considerar também que o sistema atingiu o fim da vida útil quando ele torna-se obsoleto.

Note que, mais de uma das condições acima pode ocorrer simultaneamente. Elas estão associadas basicamente aos problemas de indisponibilidade de peças sobressalentes e/ou de assistência técnica especializada. Isso pode impedir que o sistema continue operando e desempenhando suas funções. Caso os recursos estivessem disponíveis, seria possível a continuidade de funcionamento, não atingindo, portanto, o fim da vida útil.

Esses problemas podem ser devido à descontinuidade da fabricação do modelo ou versão do sistema ou seus componentes. Nesse caso, o fim da vida útil foi consequência da obsolescência, definida na Subseção 4.3.3 a seguir. Outra situação que pode causar esses problemas é o encerramento das atividades do fabricante, de modo que o sistema desaparece do mercado (e conseqüentemente as peças sobressalentes e especialistas também).

A durabilidade do recurso é correlacionada com a estratégia de manutenção [39]. Com manutenção adequada é possível prolongar significativamente o tempo de vida do recurso degradado pelo uso ou tempo. Assim, a vida útil do sistema pode ser estendida através da sua restauração integral ou da simples substituição de equipamentos por outros com tecnologia similar. Dessa forma, se consegue a manutenção dos índices de desempenho ou até mesmo o restabelecimento deles após um declínio. Do ponto de vista de Engenharia de manutenção, um aspecto importante durante a vida útil dos sistemas é a facilidade para restaurações e extensões.

4.3.2 Estados do Componente ou do Sistema

O estado do componente ou do sistema, no caso deste trabalho o sistema de automação, é a condição atual comparada com as condições de quando novo e de quando no fim da vida útil [39, 115]. O componente ou sistema pode ser classificado de acordo com o estado em: normal (ou nominal), degradado ou arriscado, conforme apresentado a seguir.

- **Normal (ou Nominal):** ainda cumpre com as especificações funcionais para as quais ele foi construído, de maneira segura e confiável;
- **Degradado:** continua a realizar as funções em limites aceitáveis, mas que são abaixo dos valores especificados. Um componente ou sistema no estado degradado pode ser mantido em operação até certo tempo e com certo excesso do custo de manutenção e com certo risco adicional;
- **Arriscado:** provavelmente provocará ferimentos nas pessoas, perda significativa de material ou equipamentos ou ainda alguma outra consequência inaceitável. Não pode ser permitida a operação nessa condição.

A Figura 4.2 ilustra as definições acima, considerando como principal parâmetro o tempo.

O estado do componente ou sistema é avaliado de acordo com o aspecto, resultados de testes de manutenção e histórico de incidentes. Geralmente o pessoal da área de manutenção é o mais indicado para essa avaliação, entretanto, fabricantes e/ou consultores também podem auxiliar.

4.3.3 Obsolescência

Resumidamente, pode-se dizer que o sistema está obsoleto quando ele não cumpre alguma função básica (considerada obrigatória), do ponto de vista contemporâneo. As

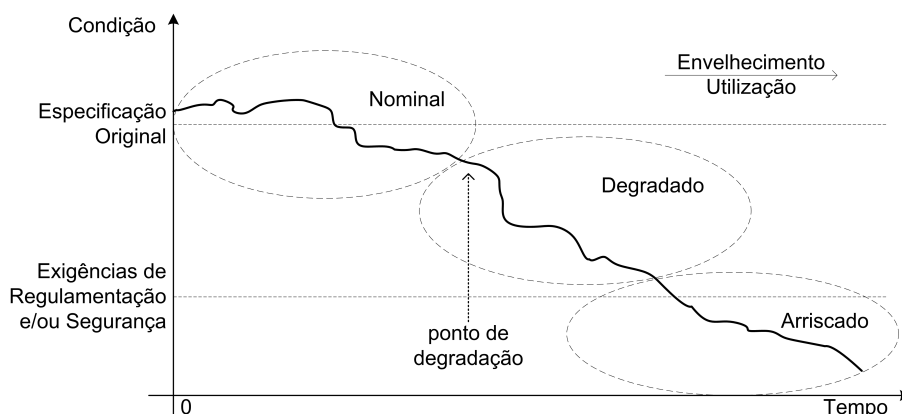


Figura 4.2: Estados do componente ou sistema

falta de funções acessórias (consideradas opcionais) dá indícios de que o sistema está ultrapassado. Assim, a obsolescência também pode ser caracterizada quando a tecnologia utilizada é menos efetiva na solução do problema do que a tecnologia atualmente disponível. Note que, o motivo da obsolescência de um sistema não é diretamente o envelhecimento, mas o surgimento de novas necessidades (leia-se funcionalidades) ou de sistemas mais modernos.

A obsolescência é caracterizada basicamente pela incapacidade de desempenhar novas funcionalidades. O sistema desempenha suas funções originalmente requeridas, mas não permite a inclusão de funções para atender às novas necessidades. Essas novas necessidades podem ser devido à evolução tecnológica (surgimento de novas tecnologias e soluções), restrições operativas, ampliações, novas solicitações dos usuários, etc. A necessidade também pode ser devido a substituições de outros equipamentos ou sistemas, com os quais o sistema em análise interage.

A obsolescência pela ausência de novas funcionalidades, requeridas tanto pelos usuários como por outros sistemas associados, é indicativo indireto da necessidade de atualização tecnológica. Os critérios gerais que caracterizam a obsolescência do sistema por falta de funcionalidade são:

- o sistema não cumpre todas as funcionalidades consideradas (atualmente) básicas (obrigatórias), incluindo as questões de segurança;
- o sistema não cumpre todas as funcionalidades consideradas (atualmente) acessórias (opcionais), mesmo se submetido a adaptações.

As funcionalidades básicas mínimas são as definidas pelos usuários como obrigatórias em conjunto com as definidas pelas normas atuais. Assim, se o sistema não atende às normas atuais, ele pode ser classificado como obsoleto.

O problema de falta de peças sobressalentes e/ou especialistas devido à descontinuidade de fabricação do sistema ou equipamentos, apresentado na Subseção 4.3.1, pode caracterizar a obsolescência. Isso é um indicativo de que o sistema provavelmente foi substituído por outro mais moderno, introduzindo algum tipo de evolução tecnológica. Assim, o sistema atual poderia ser substituído por outro sistema que tenha funções adicionais além das inicialmente requeridas, entre elas, algumas que podem agora ser consideradas como básicas.

Note que, a obsolescência do sistema e o fim de vida útil são diferentes e podem ser exclusivos ou simultâneos. Um sistema pode ter atingido o fim da vida útil, mas não ser considerado obsoleto. Por outro lado, no contexto deste trabalho, quando um sistema torna-se obsoleto, ele atingiu o fim da vida útil (apesar dele ainda poder operar).

4.3.4 Restauração

Também conhecida como reparo, a restauração é a forma mais simples de manter o sistema funcionando. Assim, ela pode ser entendida como uma manutenção, que é necessária devido à deterioração ou desgaste natural dos equipamentos, causada principalmente pelo tempo. O ambiente onde os equipamentos estão instalados também pode influenciar.

O objetivo da restauração é recuperar as condições de funcionamento originais do sistema. Note que, para recuperar a capacidade de funcionamento do sistema há custos, mas não se obtém ganhos.

Quando há necessidade de reparar diversas partes do sistema com grande frequência, pode ser indicativo para a restauração do sistema completo. Nesse procedimento pode ser analisado o estado dos componentes e decidir por outra ação, como a reforma apresentada na próxima subseção, por exemplo. Muitas vezes a restauração se confunde com a reforma, porém, a rigor, a primeira é mais simples.

4.3.5 Reforma

Outro termo utilizado na literatura para se referir a atividades semelhantes à reforma é *refurbishment*, termo em Inglês muito comum nos textos técnicos. Também se utiliza a expressão “extensão da vida útil” (esse termo também se aplica a outras atividades). Quando se refere a usinas, alguns autores a classificam especificamente como reabilitação ou, em Inglês, *rehabilitation*.

A reforma envolve revisões e consertos para que o sistema pareça como se fosse novo [39]. Ela pode envolver inclusive a troca de componentes por outros similares. A reforma requer análise mais detalhada que a restauração, pensando em horizontes de

tempo maiores. O custo e tempo necessário também são superiores aos da restauração, porém esperam-se resultados melhores.

Os principais objetivos da reforma são estender a operação das instalações e prover o desempenho requerido [116]. Com a reforma, aumenta-se significativamente o tempo de vida do sistema degradado por uso ou por tempo, com relação ao tempo de vida útil original estimado [115].

A reforma é uma opção interessante do ponto de vista econômico. São substituídos os componentes que tenham sido a causa de muita manutenção ou se prevê que vão falhar em breve. A reforma preserva os componentes em bom estado, que ainda têm considerável tempo de vida útil. Entretanto, o tempo de vida residual de um sistema reformado é mais curto que de um modernizado, discutido na próxima subseção. Portanto, é necessário avaliar o custo de reforma para retardo do investimento de modernização e a extensão do tempo de vida que ela proporciona.

Dos pontos de vista administrativo e ambiental, a reforma é a solução de menor impacto para garantir ou aumentar o fornecimento de energia elétrica. Isso é particularmente verdade para linhas de transmissão aéreas¹.

Apesar do termo reforma (ou *refurbishment*) ser usado frequentemente na literatura como sinônimo de modernização, a reforma não resulta necessariamente na atualização tecnológica do sistema. Portanto, um sistema de automação convencional ou numérico reformado pode não apresentar as funcionalidades, facilidades e desempenho de um sistema de automação moderno. Com a reforma não há uma atualização para o nível de desenvolvimento das tecnologias recentes.

4.3.6 Modernização

Outro termo utilizado na literatura para se referir à modernização é a palavra em Inglês *upgrading*. O termo *updating* também é utilizado com menor frequência. Ele é mais comum quando se trata de *software*. Recentemente tem se utilizado a expressão “atualização tecnológica” para se referir à modernização, porque nesse processo se utilizam novas tecnologias. Em alguns casos, essa expressão é utilizada para dar ênfase à extensão da vida útil proporcionada.

No contexto deste trabalho, a modernização (ou atualização tecnológica) consiste na introdução de melhorias no sistema de automação, visando principalmente ampliar funcionalidades, aumentar a disponibilidade e a segurança e também reduzir os custos. Ela é realizada através do emprego de novas tecnologias, mais modernas que as utilizadas

¹Quando se aumenta a capacidade de transmissão da linha, geralmente com a substituição dos condutores, o procedimento é chamado de “recapacitação”.

anteriormente, daí o termo modernização. Considerando as definições introduzidas na Seção 2.12, resumidamente consiste em tornar o sistema moderno.

A modernização envolve necessariamente a troca de componentes do sistema. Assim, a manutenção pode resultar em modernização parcial. Quando dispositivos sobressalentes do mesmo tipo estão disponíveis não há atualização tecnológica, é caracterizada uma reforma. Mas quando são usados sobressalentes diferentes mais recentes, compatíveis com os anteriores, na maioria das vezes eles têm novas funcionalidades que se usadas podem levar à atualização tecnológica de parte do sistema.

Existem vários tipos de modernização de sistemas de automação de usinas hidrelétricas. Esses tipos variam de acordo com a abrangência, profundidade ou grau de atuação, forma de realizar, nível de alterações, custo, etc.

Alguns autores consideram que o termo modernização só se aplica aos sistemas de controle, automação e proteção, em especial quando há inclusão de dispositivos digitais e de computação nesses sistemas (não se aplica a toda a instalação). Nesse caso, a modernização pode ser entendida como a utilização de novas tecnologias digitais nos sistemas secundários. Em contrapartida, outros autores consideram que a modernização se aplica à toda a instalação (usinas e subestações) e é mais ampla do que a definição aqui apresentada, envolvendo inclusive a repotenciação, definida na Subseção 4.3.9.

Deve ficar claro que a modernização não é uma atividade puramente de manutenção. A modernização é bem mais ampla [117]. Normalmente, esse processo envolve a área de Engenharia das empresas, ou seja, há projeto. A área de manutenção geralmente atua na realização da modernização, independentemente ou em conjunto com os fornecedores e integradores.

4.3.7 Substituição

A substituição consiste em trocar um componente, um painel ou o sistema inteiro por outro, com especificação técnica diferente ou não. Portanto, pode-se utilizar o que há de mais moderno no mercado resultando em modernização. Por isso, às vezes o termo substituição se confunde (significa) com o termo modernização, introduzido na subseção anterior. Muñoz et al. apresentam várias experiências de substituições em sistemas de transmissão com as abrangências supracitadas [41].

Enne et al. afirmam que, se ocorrer substituição parcial ou total de componentes ou sistemas por outros novos com melhor qualidade de concepção e funcionamento (portanto, nova especificação técnica) com objetivo de aperfeiçoar a operação e a capacidade de geração, trata-se de modernização [60]. Por outro lado, se o componente ou sistema for substituído por outro com tecnologia similar (portanto, mesma especificação técnica),

trata-se de reforma (Subseção 4.3.5).

Se todo o sistema for substituído, ele é reprojetoado utilizando novos componentes. O resultado é um novo sistema, certamente mais moderno que o anterior. A substituição completa do sistema requer investimentos maiores e demanda mais trabalho e tempo para ser realizada, causando maior indisponibilidade. Além disso, há necessidade de novas peças sobressalentes e treinamentos. Entretanto, o resultado é o melhor possível.

Já a substituição total dos principais componentes e de estruturas da usina, para melhor uso dos recursos, é definida como “reconstrução” [118]. Portanto, o resultado da reconstrução é praticamente uma usina nova. Esse tipo de procedimento é mais aplicado a pequenas centrais hidrelétricas e usinas termoeletricas. Note que, nesse caso certamente ocorrerá modernização.

4.3.8 Extensão da Instalação

A extensão das instalações envolve modificações para ampliação do sistema existente, geralmente com a inclusão de novos equipamentos do processo. Os novos dispositivos de automação podem ser da mesma tecnologia dos antigos ou de tecnologia mais moderna. Em usinas hidrelétricas, uma extensão pode ser, por exemplo, a introdução de um canal de comunicação com algum centro de controle ou a automação de uma nova unidade geradora.

As extensões nos sistemas de automação convencionais são complexas e caras. Nos sistemas numéricos e modernos as extensões com novas aplicações e funções são mais fáceis e podem ser feitas até sem inclusão de novos dispositivos. Entretanto, elas são limitadas pelas capacidades das interfaces (entradas, saídas, canais de comunicação) e pelos desempenhos dos microprocessadores existentes. Caso exista limitação, mudanças de *hardware* são necessárias para executar a extensão.

Se for suportado pelo projeto original do sistema, um dispositivo pode ser estendido diretamente adicionando placas ou cartões, por exemplo, de entradas e saídas ou de comunicação. Nesses casos, normalmente também há necessidade de atualizar o *software* e ajustar os parâmetros. Isso parece atrativo, mas para ser factível necessita de equipamentos relativamente recentes, no mínimo da tecnologia numérica mais avançada.

4.3.9 Repotenciação

O termo em Inglês *uprating* também é utilizado para se referir à repotenciação. A repotenciação de usinas é um conjunto de obras civis e eletromecânicas para obter ganhos de potência e de rendimento [118]. Ela envolve grandes modificações (inclusive com

substituições) na turbina, no gerador e nos serviços auxiliares. A repotenciação também visa estender a vida útil das unidades geradoras (com maior potência).

Stocks apresenta os detalhes dos dez maiores projetos de reforma de usinas hidrelétricas, incluindo repotenciações, em andamento ou recentemente concluídos na América do Norte [119]. Neles podem ser verificadas as atividades supracitadas.

Segundo Veiga, a repotenciação pode ser classificada em três tipos [118]:

- **Mínima:** corresponde ao reparo da turbina e do gerador, recuperando seus rendimentos originais. Em média há 2,5% de ganho de capacidade;
- **Leve:** trata-se da repotenciação da turbina e do gerador. Obtém-se ganhos de capacidade da ordem de 10%;
- **Pesada:** envolve a troca do rotor da unidade geradora. Os ganhos de capacidade são entre 20 e 30%.

Os tipos de repotenciação “leve” e “pesada” correspondem às classificações da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

A rigor, a repotenciação não se aplica diretamente ao sistema de automação, mas aos equipamentos primários da usina hidrelétrica, em especial à turbina, ao gerador e ao transformador elevador (ou principal). Entretanto, normalmente quando se realiza uma repotenciação, o sistema de automação é trocado por um novo, ou seja, é feita uma substituição conforme descrito na Subseção 4.3.7.

4.4 Modernizações já Realizadas e Planejamentos

Considerando as informações apresentadas no Capítulo 2, os sistemas de automação elétrica convencionais (Subseção 2.12.1) já se tornaram obsoletos segundo os critérios apresentados acima, na Subseção 4.3.3. Os sistemas numéricos (Subseção 2.12.2), por sua vez, já deixam a desejar algumas funcionalidades e facilidades quando comparados aos modernos (Subseção 2.12.3), ou seja, carecem de funcionalidades acessórias. Assim, as modernizações para transformar os sistemas anteriores em modernos são cada vez mais importantes. As empresas geradoras de energia estão atentas para essa necessidade.

Várias empresas do setor elétrico, de todas as partes do mundo, já realizaram modernizações ou estão planejando fazê-las (não apenas dos sistemas de automação de usinas). A lista inclui algumas das principais concessionárias de energia do Brasil. Como exemplos, podem ser citados:

- a Hydro-Québec desenvolve, desde 1990, um programa para modernizações de subestações para atender às necessidades operacionais [120]. Sistemas obsoletos estão sendo substituídos por outros de menor custo e com mais funções;
- a IBERDROLA, na Espanha, iniciou a modernização de mais de cinquenta subestações no fim da década de 1990 [36];
- a Companhia Hidro Elétrica do São Francisco (CHESF) iniciou em 1995 um programa de migração do Sistema de Gerenciamento de Energia para uma arquitetura mais moderna, com facilidades de atualizações e expansões [114]. Foi estimado que a troca completa do sistema teria um custo variável de sete a 20 milhões de dólares e levaria 5 anos. Entretanto, concluiu-se que seria mais vantajoso migrar por etapas (de 150 a 500 mil dólares / de 3 a 18 meses, cada);
- a Companhia Energética de São Paulo (CESP) iniciou um plano de modernização dos sistemas de proteção do parque gerador, também em 1995 [37];
- a *Réseau de Transport d'Electricité* (RTE), na França, iniciou um projeto de atualizações de subestações em 1998 [116];
- a Eletronorte iniciou, no início da década de 2000, a modernização dos sistemas de proteção, controle e supervisão de 12 unidades geradoras da primeira etapa da usina hidrelétrica de Tucuruí [121];
- a Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG) modernizou as usinas de Jaguara e de Três Marias em 2007, além de planejar a modernização de outras dez usinas [113];
- a Itaipu Binacional está planejando desde 2004 a modernização da usina, que deve durar em torno de dez anos devido à dimensão da obra [112]. Foram definidas diretrizes e critérios gerais para a modernização de toda a usina, mas o foco são os sistemas de supervisão, controle, automação e proteção;
- na América do Norte várias usinas estão passando por reformas, incluindo modernizações dos sistemas secundários [119].

Note que, a maioria das experiências e planejamentos listados acima se refere a subestações, e incluem a proteção. Note também que, já se pensava em modernizações desde 1990. Curiosamente, a Light Energia S.A. já realizou uma repotenciação em 1945 [60]. Além disso, ela vem fazendo modernizações (dos sistemas de automação e de proteção) desde a década 1990.

A maioria das concessionárias está instalando equipamentos digitais para utilizá-los em soluções numéricas. Outra parte, um pequeno percentual, está utilizando o estado da arte: sistemas modernos com a norma IEC 61850. Estes últimos terão custos iniciais maiores e mais trabalho, mas como grande vantagem terão sistemas com tempo de vida útil maior e provavelmente custo do ciclo de vida menor.

As experiências e os planejamentos acima são muito variados. Para um levantamento mais detalhado e específico do panorama dos sistemas de automação de usinas hidrelétricas e dos aspectos e tendências de modernizações desses sistemas no Brasil, foi realizada uma pesquisa apresentada na próxima seção.

4.5 Panorama Brasileiro

Esta seção apresenta um estudo de caso [122] sobre planejamentos de modernizações de sistemas de automação de usinas hidrelétricas no Brasil. Os dados foram obtidos através de uma pesquisa de campo do tipo explicativa [123]. O conhecimento e análise do que as principais empresas do setor elétrico brasileiro estão traçando é importante para entender os processos de modernização. Parte dos dados obtidos através da pesquisa norteará este capítulo e o sistema de automação proposto no Capítulo 5.

Foi escolhida a pesquisa fechada [123] porque já era sabido o que perguntar para atingir os objetivos. Utilizaram-se instrumentos estruturados: questionários, que podem ser vistos no Apêndice A. Eles foram elaborados com perguntas objetivas considerando as características, requisitos e evolução dos sistemas de automação de usinas hidrelétricas, apresentados no Capítulo 2, e as características dos sistemas modernos usando a IEC 61850, apresentada no Capítulo 3.

Os questionários foram previamente aplicados a um pequeno grupo de informantes para testá-los. Em seguida foram feitos os ajustes necessários e os questionários foram aplicados a diversas empresas do setor elétrico brasileiro, que gentilmente colaboraram.

As análises e ideias apresentadas nesta seção foram produzidas pelo autor. As empresas e profissionais que participaram da pesquisa não necessariamente as compartilham.

4.5.1 Empresas Colaboradoras

As empresas que colaboraram com a pesquisa são aqui denominadas “colaboradoras”. Buscaram-se empresas que têm grandes usinas em operação. Entre as colaboradoras podem ser citadas: Companhia Energética de São Paulo - CESP, Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica - CEEE-GT, Duke Energy International Geração Paranapanema S.A., FURNAS Centrais Elétricas S.A., Itaipu Binacional, Light

Energia S.A. e Tractebel Energia S.A. Os questionários foram respondidos entre fevereiro e março de 2010 por diversos empregados, os “informantes”, das empresas colaboradoras.

Apenas 56% das empresas procuradas responderam aos questionários². Apesar disso, acredita-se que a amostragem foi representativa (e de certa forma aleatória). Entretanto, se houvesse maior participação, os resultados obtidos seriam mais fortes para apoiar decisões. Quanto maior o número de informantes, melhor é a precisão dos resultados.

Todas as empresas colaboradoras pretendem modernizar o sistema de automação das unidades geradoras. Esse dado corrobora a motivação apresentada no Capítulo 1. Note que, várias das colaboradoras relacionadas têm mais de uma usina hidrelétrica. Assim, elas podem estar planejando modernizar vários sistemas em diferentes usinas.

Metade dos informantes que responderam aos questionários trabalha na área de Engenharia, 37% na área de Manutenção e 13% na área de Operação.

As usinas pesquisadas são de diversos portes: potências instaladas de 85 a 14.000 MW. As usinas têm em média seis (exatamente 6,1) unidades geradoras com potência média de 322 MW cada. Assim, a potência instalada média de cada usina é de 1.974 MW, ou seja, equivalem a usinas de grande porte. Esses valores elevados se devem à participação da Itaipu Binacional na pesquisa. Note que, uma das usinas é de pequeno porte, mas as respostas sobre ela também foram consideradas.

Com relação ao perfil de recursos humanos, todas as empresas colaboradoras têm equipes próprias de manutenção. Em 62% das empresas existe uma equipe independente para a manutenção dos sistemas de automação e em 38% há uma única equipe para a manutenção tanto dos sistemas de automação como dos sistemas de proteção.

Os sistemas de automação atuais das empresas colaboradoras foram classificados como: 25% convencionais, 50% numéricos e 25% modernos. Entretanto, de acordo com as definições apresentadas na Seção 2.12, pode haver equívocos. Como os conceitos não foram apresentados na pesquisa, eles podem ter sido interpretados de maneira diferente pelos informantes. Nenhuma empresa sugeriu outro termo para classificação dos sistemas.

4.5.2 Motivos

Os sistemas que serão modernizados estão em operação em média há 8 anos. Os mais antigos, estão em operação (em média) há 22 anos. Assim, na população estatística existe pelo menos uma instalação com sistema usando a tecnologia convencional, devido à época em que foi construído.

A Figura 4.3 apresenta os motivos que levaram à decisão de modernizar os sistemas de automação das unidades geradoras. Os valores percentuais foram normalizados.

²Foram contatados 46 empregados das empresas (mais de um empregado por empresa).

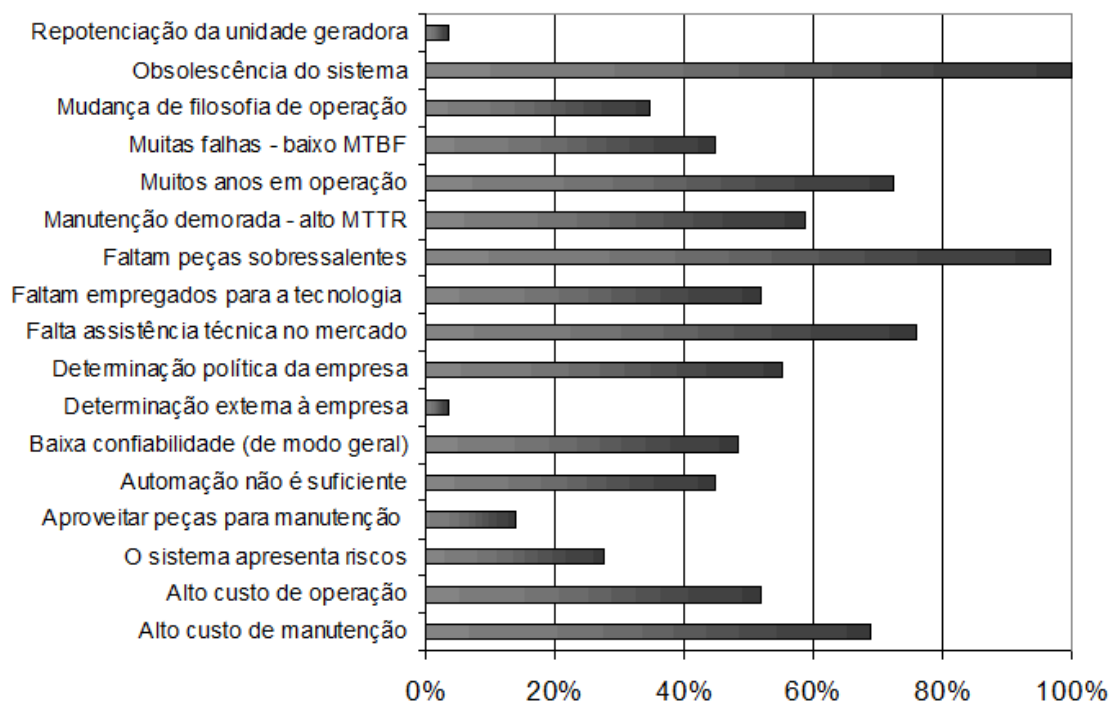


Figura 4.3: Motivos para modernizar (normalizado)

Os motivos mais citados foram “obsolescência (não atende novas funções / necessidades)”, o fundo de escala do gráfico, e “falta de peças sobressalentes (na empresa e no mercado)”, com 97% de peso. Note que, esses dois motivos estão atrelados: a falta de peças sobressalentes é um indicativo que o sistema está obsoleto.

Em seguida, os motivos mais relevantes foram: “falta de assistência técnica no mercado”, “muitos anos em operação” e “alto custo de manutenção”, com em torno de 70% de peso cada. Os dois primeiros também estão associados à obsolescência. O último, em parte, está associado à falta de peças sobressalentes. Verifica-se que pouco antes do desaparecimento completo das peças sobressalentes do mercado, o custo delas é bem elevado. Na sequência foi apontado como motivo para a modernização, com 59%, a “manutenção demorada - alto MTTR” (que também pode ser devido à falta de peças).

Por outro lado, os motivos “repotenciação da unidade geradora” e “determinação externa à empresa”, com 3% cada, e “aproveitamento de peças retiradas para manutenção”, com 14%, foram os menos citados. Certamente o primeiro motivo foi pouco citado porque as empresas colaboradoras não planejam fazer repotenciações. O motivo “determinação externa à empresa” é importante quando se trata de normas, legislação ou questão de regulação. Com relação ao último, note que, apesar da falta de sobressalentes ser muito citada, as empresas não pretendem utilizar a solução paliativa de retirar peças de outros sistemas para resolver o problema.

A resposta “apresenta riscos (humanos / instalações / sistema elétrico)” também foi pouco citada (28%). Entretanto, quando esse problema ocorre, ele por si só pode justificar uma atualização tecnológica do sistema instalado. Além do que, nesse caso o tempo de atuação deve ser imediato.

O motivo “mudança de filosofia de operação”, apesar de pouco citado (34%), teve peso significativo. Esse motivo é devido a situações particulares da empresa, que podem ser devido desde a evolução dos procedimentos ou instruções de operação até mudanças maiores como, por exemplo, a adoção da operação remota ou desassistida da usina. Nesse caso, é necessário que o sistema seja digital com canal de comunicação para o centro de controle, o que pode criar a necessidade de atualização tecnológica do sistema instalado.

Por fim, os seguintes motivos tiveram peso em torno de 50%: “alto custo de operação”; “automação não é suficiente (funções obrigatórias)”; “baixa confiabilidade (de modo geral)”; “muitas falhas - baixo MTBF”; “determinação política da empresa”; “falta de empregados que dominem a tecnologia”. Portanto, eles são motivos que ocorrem moderadamente, do ponto de vista dos informantes e considerando a realidade das empresas colaboradoras, para indicar a necessidade de atualização tecnológica.

A maioria desses motivos (os quatro primeiros) está relacionada à obsolescência dos sistemas atuais, que normalmente são resolvidos após modernizações.

O motivo “determinação política da empresa” geralmente não é totalmente técnico, assim, é um motivo adicional, que não deve ser fator preponderante para a decisão, mas ele pode ser forte. Assim, caso essa determinação não seja coerente, só resta contra argumentar tecnicamente.

Percebe-se que em algumas empresas a falta de empregados capacitados será um problema. Os empregados que dominam a tecnologia instalada estão se aposentando e os novos empregados estão preparados para as tecnologias atuais. Assim, esse é um forte motivo para a modernização, em especial quando o sistema instalado é convencional.

Através da análise acima apresentada, e dos valores claros na Figura 4.3, conclui-se que os principais motivos que estão levando as empresas a modernizarem os seus sistemas são a obsolescência e a falta de peças sobressalentes.

4.5.3 Abrangência e Fornecimento

Apenas 25% das empresas farão modernizações de todo o sistema de automação. As outras 75% farão modernizações parciais, substituindo apenas partes dos sistemas. Nessas últimas, provavelmente o percentual do sistema que necessita de modernização não justifique a substituição completa do sistema. Outras razões são apresentadas na Subseção 4.7.2. Entretanto, essas empresas serão obrigadas a conviver com partes dos

sistemas legados, o que impõe restrições ao novo sistema. As maiores restrições serão com relação às interfaces, o que dificultará a integração.

Apenas um quarto das empresas colaboradoras poderá usufruir dos benefícios plenos do estado da arte (de acordo com os dispositivos disponíveis no mercado na época da construção). Mesmo quando alguns componentes do sistema de automação ainda tenham tempo considerável de vida útil, a substituição de todo o sistema é a melhor solução pensando em longo prazo. As modernizações com substituição total apresentam diversas vantagens (arroladas na Subseção 4.7.2).

A Figura 4.4 apresenta as características dos fornecimentos.

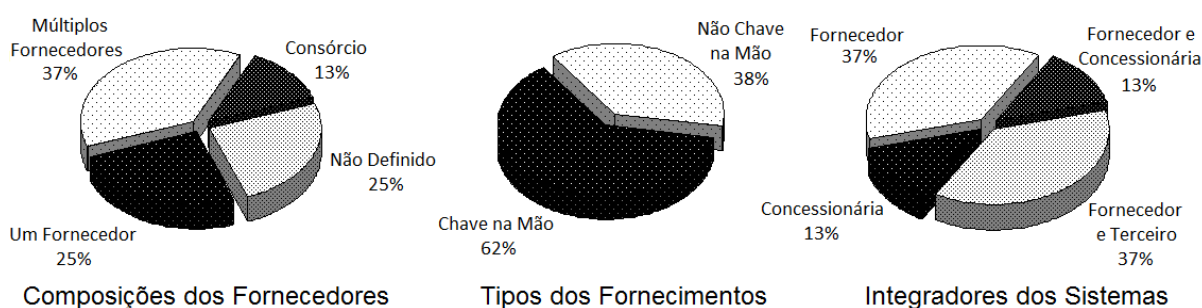


Figura 4.4: Características dos fornecimentos

A composição está bem diversificada, sendo que em 50% dos casos será mais de um fornecedor. Perceba que 25% das empresas ainda não definiram como será. No passado era comum comprar dispositivos de vários fabricantes, cada um usando interface diferente. Isso gerava dificuldades para integração. Agora, com a tendência de padronização das interfaces usando normas mundiais, esse problema tende a desaparecer proporcionando maior liberdade para a escolha dos fornecedores.

Com relação ao tipo de fornecimento, na maioria dos casos será um fornecimento “chave na mão” (ou “*turn-key*”). Em 38% dos casos não será chave na mão. A opção chave na mão é vantajosa para a concessionária no sentido de deixar praticamente todas as atividades de projeto, montagem e instalação para o fornecedor. Além disso, ela elimina o envolvimento da concessionária em possíveis conflitos entre fornecedores, considerando que metade das modernizações terá mais de um fornecedor.

Em quase todos os sistemas de automação que serão modernizados (87%), as especificações técnicas detalhadas serão elaboradas pela própria empresa. Apenas em 13% dos casos esse trabalho será feito por terceiros.

No caso de grandes usinas hidrelétricas, o melhor é que a especificação técnica detalhada seja feita pela própria concessionária. Para grandes instalações, é importante que os empregados sejam qualificados e dominem a tecnologia. Assim, as empresas colaboradoras estão no caminho certo. Será necessário se preparar para isso, investindo

em educação para conhecer e entender a norma IEC 61850 e saber usar e explorar as ferramentas de Engenharia.

Em quase todas as instalações (87%), os fornecedores estão presentes como integradores, como pode ser visto na Figura 4.4. Em 37% dos casos os fornecedores serão os integradores sozinhos, com a mesma percentagem serão acompanhados de terceiros e em 13% dos casos em conjunto com as concessionárias. A participação dos fornecedores na integração é muito boa para as concessionárias, pois, em princípio, o fornecedor é quem melhor conhece o projeto e os dispositivos fornecidos. Assim, facilita-se a integração e evitam-se conflitos. Nos casos restantes (13%), as próprias concessionárias serão os integradores do sistema. Para isso também é necessária a qualificação da equipe técnica da empresa para a atividade. A participação das concessionárias na integração dos sistemas é importante, para que elas ganhem independência.

Em 75% dos casos os sistemas de proteção também serão modernizados. Esse alto índice possivelmente se deve à convergência de soluções, em especial das comunicações e modelagem de dados. Com a nova tecnologia, é vantajoso modernizar os dois sistemas devido ao compartilhamento de dados e recursos.

4.5.4 Arquitetura e Características Técnicas

Quase todos os sistemas terão arquitetura distribuída para as funções de automação. Apenas 13% terão arquiteturas de funcionalidades concentradas. Portanto, a grande maioria das concessionárias está seguindo a tendência tecnológica, de distribuir as funções de automação em diversos dispositivos. Essa é a arquitetura preconizada pela norma IEC 61850 usada nos sistemas modernos, conforme apresentado na Subseção 3.5.4.

Em 75% dos sistemas existirá redundância de dispositivos para funções de automação. Em todos os casos usando dispositivos idênticos. Assim, verifica-se que em geral não há preocupação com as falhas de modo comum dos dispositivos, mas com a simples falha aleatória de um dos dispositivos (principal ou alternado). As empresas não estão preocupadas com problemas de *hardware* ou de *software* (algoritmo) que possam existir nos dispositivos, mas nas falhas/defeitos que possam ocorrer probabilisticamente. Isso indiretamente indica que as empresas colaboradoras consideram os dispositivos (de diversos fabricantes) confiáveis. Os 25% restantes estão divergindo da “regra” do setor elétrico para confiabilidade. Possivelmente por se tratar de sistemas (unidades geradoras) menores ou então porque eles acreditarem que a arquitetura e os dispositivos utilizados já garantem alta confiabilidade.

Com relação às topologias das redes de comunicação, há grande variação de configurações. Na rede de processo a topologia mais utilizada é o barramento, em 67%

dos sistemas. Os outros 33% utilizam configuração híbrida. Na rede de estação, 57% dos sistemas terão topologia em anel, 29% híbrida e 14% barramento. A topologia pode variar de acordo com vários fatores, inclusive com a preferência dos projetistas. Em todos os sistemas nos quais estão previstas redes de processo, elas serão separadas das redes de estação (serão redes independentes).

A redundância de redes de comunicação não estará presente no nível de processo em nenhum dos casos. A redundância será utilizada na rede de estação em 50% dos sistemas.

Considerando apenas as empresas que vão modernizar também os sistemas de proteção, 33% usarão a mesma rede de processo tanto para a automação como para a proteção, quando essa rede existe. Esse é um dado inesperado, pois grosso modo a rede desse nível deveria ser compartilhada.

A Figura 4.5 apresenta os protocolos de comunicação que serão utilizados nos sistemas de automação das unidades geradoras. O protocolo mais utilizado será o ModBus serial (63%), em seguida os protocolos da norma IEC 61850 (50%). Mesmo onde a norma será seguida, outros protocolos de comunicação serão utilizados. Isso se deve ao fato de algumas modernizações serem parciais (serão mantidos dispositivos com protocolos legados). O uso de outros protocolos também pode indicar que ainda não está (ou se prevê que não estará) disponível toda a solução proposta pela norma IEC 61850, sendo necessário recorrer a soluções anteriores.

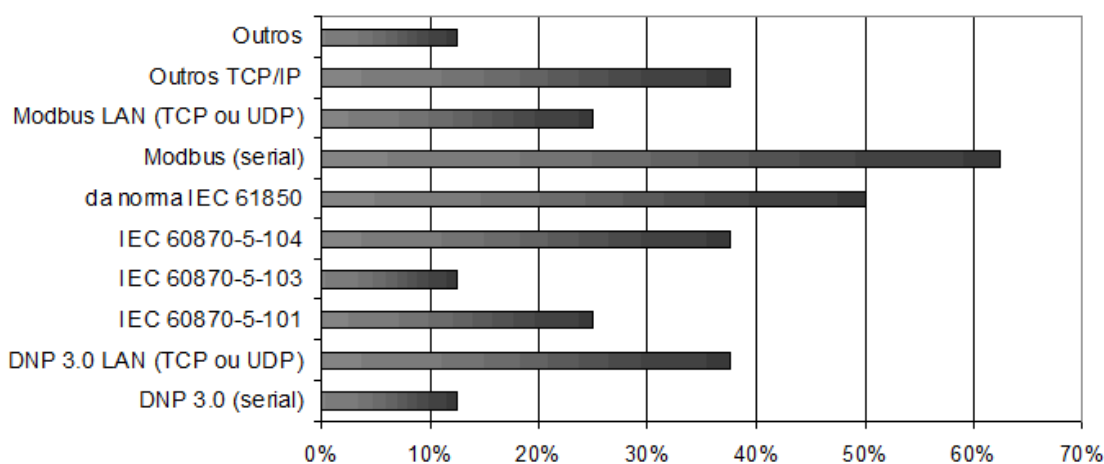


Figura 4.5: Protocolos selecionados para futuras modernizações

Os protocolos DNP 3.0 LAN, IEC 60870-5-104 e outros TCP/IP continuarão sendo muito utilizados. Em torno de 40% dos sistemas terão esses protocolos. Em seguida estão os protocolos IEC 60870-5-101 e ModBus LAN, usados em 25% das instalações. Provavelmente porque serão mantidas algumas remotas legadas com esses protocolos.

Com relação aos métodos para sincronismo de tempo dos dispositivos do sistema de

automação, em 63% dos sistemas será utilizado o IRIG-B e em 50% o NTP/SNTP (25% dos sistemas utilizarão ambos, tanto o IRIG-B como o NTP/SNTP). Assim, o IRIG-B continua sendo o mais utilizado.

A numerosa escolha do NTP/SNTP provavelmente se deve ao fato do SNTP ser o padrão adotado pela norma IEC 61850 (edição 1.0). Já o uso do IRIG-B deve ser porque o NTP/SNTP não ter a precisão necessária para certas aplicações [25]. A desvantagem do IRIG-B é que, além de não estar na norma IEC 61850, ele necessita de cabeamento a mais para o sincronismo. O PTP (IEEE 1588) não será adotado pelas colaboradoras.

A norma IEC 61850 será adotada por 63% das empresas colaboradoras (dado um pouco discrepante das respostas sobre os protocolos - Figura 4.5). Porém, os sistemas serão parcialmente aderentes à norma. Nenhuma empresa adotará um sistema totalmente IEC 61850. Certamente um dos motivos é a inexistência de certos dispositivos aderentes à norma no mercado.

Em nenhum sistema das colaboradoras todos os dados dos sensores (incluindo TCs e TPs) e atuadores trafegarão pela rede de processo. Certamente isso se deve às deficiências de normatização e de dispositivos comerciais para isso. Em 38% dos sistemas, parte desses dados será transferida pela rede de processo. Nos outros (62%) não existirá rede de processo.

Metade das empresas afirma que todos os transformadores de instrumentação (TCs e TPs) serão do tipo não convencional. Em 12% dos sistemas existirão alguns e em 38% dos sistemas nenhum. Entretanto, acredita-se que há equívocos de respostas. Provavelmente houve problema de entendimento da nomenclatura “não convencional”, apresentada na Subseção 3.5.3. Esse resultado é incoerente com as respostas apresentadas acima relativas à rede de processo, pois não faz sentido ter TINCs (com interfaces digitais) sem rede de processo. A não ser para conectá-los a dispositivos específicos. Com relação aos demais sensores e atuadores, metade das empresas substituíram parcialmente, 25% substituíram todos e 25% não substituíram.

Apenas 13% dos sistemas de automação vão compartilhar dispositivos principais com os sistemas de proteção. Em todos os outros casos, os dispositivos principais para as funções de automação e para as funções de proteção serão totalmente independentes. Nesse tópico, a grande maioria ainda segue a linha da tecnologia anterior, quando se utilizavam dispositivos distintos para funções de automação e de proteção.

Em todos os sistemas modernizados existirá sistema SCADA. Na metade dos casos ele será integrado ao sistema de automação e na outra metade será independente, “paralelo” ao sistema de automação básico. A solução sistema SCADA integrado deveria ser a utilizada em todos os sistemas modernizados, devido à tecnologia atualmente disponível. Além de tudo, hoje em dia o sistema SCADA se confunde com o sistema de automação.

4.5.5 Segurança

A Figura 4.6 apresenta as medidas de segurança que serão utilizadas para os sistemas de automação (incluindo as já existentes). As mais utilizadas são: “acesso limitado / restrito às salas de controle e equipamentos” e “bloqueio de recursos dos consoles de operação” (presentes em 75% das instalações). Elas são medidas de segurança consideradas básicas e reconhecidas por quase todas as empresas.

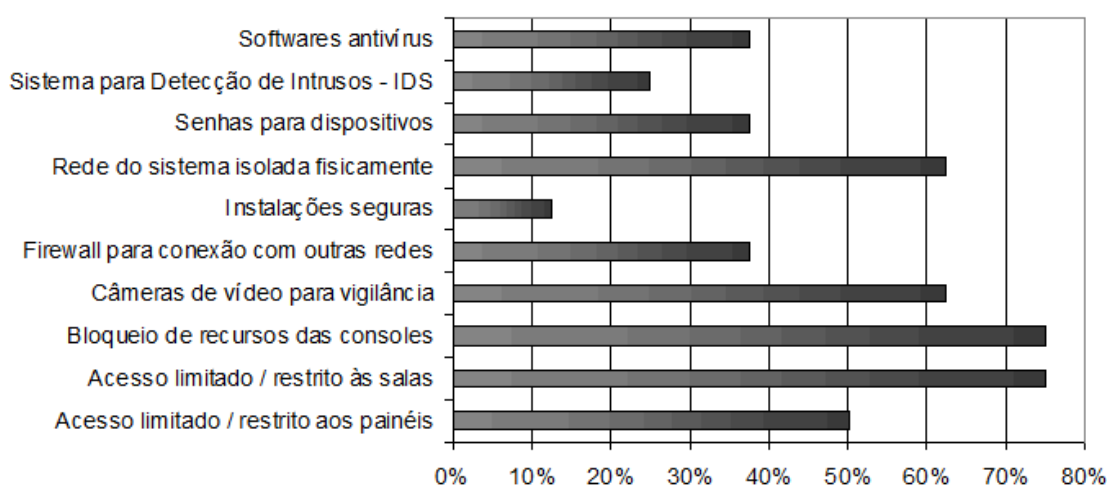


Figura 4.6: Medidas de segurança das futuras modernizações

As opções de “criptografia das comunicações” e “identificação por biometria” não serão utilizadas por nenhuma empresa (0%). Com a integração do sistema de automação a outros sistemas, a criptografia pode ser uma necessidade para aumentar a segurança, além do *firewall*, que será adotado em 38% dos sistemas. Essas medidas de segurança podem parecer futuristas, mas já se estuda e até se utiliza criptografia das mensagens em sistemas industriais e os dispositivos de identificação por biometria (que é muito eficaz) são cada vez mais comuns em outras áreas.

Note que, muitos sistemas (63%) ainda serão mantidos com “redes de comunicação isoladas fisicamente”. Essa é uma tradição no setor elétrico. Entretanto, como a tendência é que os sistemas de automação sejam cada vez mais integrados a outros sistemas internos e externos à usina, no futuro essa abordagem deve desaparecer.

As medidas “Sistema para Detecção de Intrusos (IDS - *Intrusion Detection System*)” e “*software* antivírus” serão adotadas timidamente (estarão presentes em 25% e 38% dos sistemas, respectivamente). Eles são compensados em parte pelos fatos da maioria das redes serem isoladas e dos recursos dos consoles serem bloqueados, respectivamente. Mesmo assim, esses dois itens confirmam que a segurança dos sistemas de automação industrial pode ser considerada vulnerável [53].

O uso de “câmeras de vídeo para vigilância” será adotado pela maioria das empresas: 63% das colaboradoras. Esse recurso está sendo amplamente utilizado atualmente devido ao avanço da tecnologia e à redução de custos. Hoje em dia é possível instalar sistemas abrangentes com grande capacidade de armazenamento com custos moderados. Esses sistemas facilitam o serviço do pessoal de segurança empresarial, entretanto, devem ser mantidos pelo pessoal da área técnica, ou seja, é um trabalho a mais para o pessoal de manutenção. Uma solução é terceirizar a manutenção desses sistemas.

4.5.6 Realização

As empresas pretendem iniciar o planejamento das modernizações em média dentro de 9 meses (janeiro de 2011, considerando a data da pesquisa). Algumas empresas já iniciaram esse planejamento e a que mais vai demorar em fazê-lo iniciará daqui a 5 anos.

Prevê-se que as realizações das modernizações se iniciarão em média dentro de 20 meses (janeiro de 2012, considerando a data da pesquisa). Algumas empresas já iniciaram a realização e a que mais vai demorar, iniciará em 2017.

Ainda com relação às realizações, elas serão executadas por partes (várias paradas) em metade das instalações e de uma vez (uma parada) na outra metade. Quando é possível, a realização de uma vez é preferível, pois essa abordagem apresenta uma série de vantagens (arroladas na Subseção 4.8.2) sobre a realização passo a passo. Além disso, para as soluções chave na mão (62% dos casos na pesquisa), a melhor forma de realização é de uma vez.

O tempo médio estimado em semanas para a realização das modernizações dos sistemas de automação por unidade geradora é de 11 semanas (tempo de parada total). A realização mais rápida será de 1 semana por unidade e a mais demorada de 44 semanas por unidade (deve ser lembrado que na pesquisa há unidades geradoras de diversos portes). Portanto, verifica-se que há grande variação da estimativa para cada sistema/empresa, com desvio padrão de 13 semanas. O fato de o desvio padrão ter sido maior do que a média se deve a essa grande variabilidade das respostas.

Fazendo uma relação com a potência das unidades geradoras, verifica-se que em média é necessária uma semana para cada 29 MW de potência instalada. A realização mais rápida tem uma relação de 49 MW por semana, a mais demorada de 2 MW por semana e o desvio padrão da população é 15 MW por semana (os dados estão muito dispersos). Essa grande variação indica que a relação de potência instalada por tempo não é adequada para estimar o tempo necessário para atualizações tecnológicas. Ela se deve também às grandes diferenças nas estimativas de tempo supracitadas e nas potências das unidades geradoras.

Era esperado que esses limites estivessem relacionados ao tamanho e complexidade do sistema de automação, que por sua vez estão relacionados à potência das unidades geradoras. Entretanto, isso não se verificou. Os principais motivos são o fato da maioria das modernizações serem parciais e, provavelmente, as diferentes características técnicas de cada sistema. Assim não há uma base de comparação comum, pois o tempo necessário depende do que será modernizado em cada instalação e das funcionalidades do sistema. De toda forma, devido à grande diferença da ordem de 25 vezes, conclui-se que há fatores mais determinantes para o tempo de realização.

4.5.7 Dificuldades

A Figura 4.7 apresenta os valores percentuais normalizados das maiores dificuldades para realizar as modernizações. A maior dificuldade foi “falta de recursos financeiros para esse fim”. O aumento da disponibilidade do sistema de automação já é um bom argumento para justificar o investimento em modernização. O retorno do investimento pode ser concluído em poucos anos, devido ao fato de evitar indisponibilidades. Além de tudo, deve-se lembrar que é melhor gastar com melhorias dos sistemas do que para remediar a indisponibilidade forçada de geração.

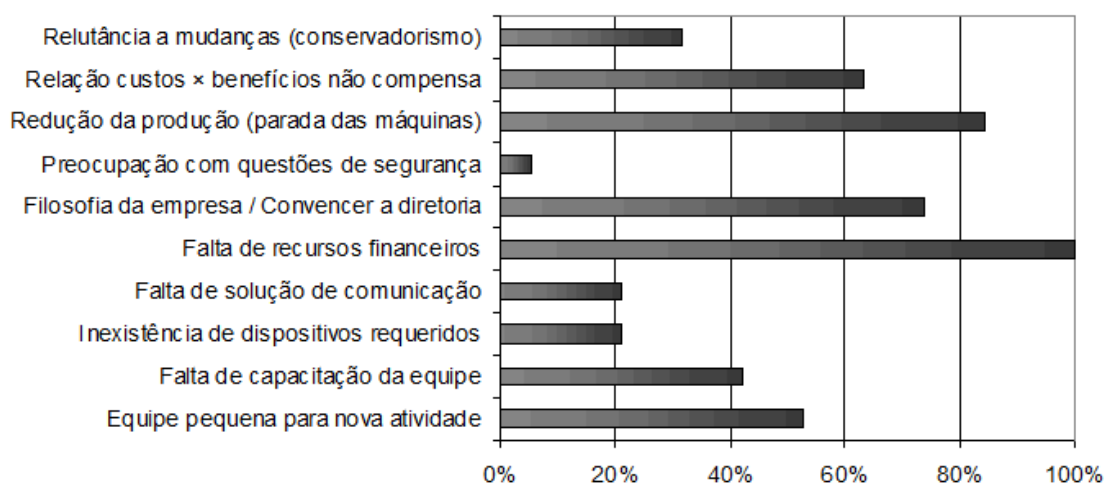


Figura 4.7: Dificuldades para futuras modernizações (normalizado)

A segunda maior dificuldade foi “redução da produção (parada das máquinas)”, com peso de 84%. Essa talvez seja a maior dificuldade de fato. A perda de receita pode ser alta devido às paradas para modernização. Para amenizar esse problema, as modernizações devem ser bem planejadas e executadas visando minimizar a parada da unidade geradora.

Em seguida, a maior dificuldade apontada é “filosofia da empresa / convencer a diretoria” (75%). Para resolver esse problema é necessária uma análise técnica apontando

os benefícios da modernização. O Capítulo 2 pode ser uma referência. Essa análise certamente indicará vantagens tanto para a operação como para a manutenção, que podem ser justificativas concretas para a modernização. Outra dificuldade que está relacionada a isso é “relação custos \times benefícios (não compensa)” (63%). Uma análise mais detalhada irá mostrar se isso é correto ou se deve ser mudado.

A “falta de capacitação da equipe interna (empregados do quadro próprio)” e “equipe pequena (empregados do quadro próprio para nova atividade)” também foram dificuldades muito citadas (42% e 53%, respectivamente). A primeira é mais fácil de resolver, oferecendo treinamento para os empregados. Entretanto, isso tem custo e leva tempo, mas pode ser incluído no planejamento da modernização. Já a última é um problema maior, que só pode ser resolvido através de contratações. A coordenação das atividades de manutenção e de modernização ameniza o problema.

No geral as empresas acreditam que há soluções adequadas para a modernização do sistema de automação disponíveis no mercado. Isso pode ser verificado pelo baixo peso (21% cada) das dificuldades “inexistência de dispositivos requeridos no mercado” e “falta de opções de solução de comunicação”. Esse dado é conflitante com a suposição de que parte do estado da arte (teoria) não será realizada devido à inexistência de dispositivos no mercado (prática), conforme sugerido acima. Considerando essas duas respostas sobre a dificuldade, imagina-se que a abrangência e características das modernizações acima descritas foram escolhidas por opção dos especialistas das empresas. Outra resposta para esse conflito é que a tecnologia para os projetos específicos (que não são totalmente modernos) está disponível.

O item “relutância a mudanças (conservadorismo do pessoal)” teve peso de 32%. Essa dificuldade em aceitar novas tecnologias certamente se deve à responsabilidade pelo fornecimento de energia elétrica, que é indispensável para todos os ramos de atividades econômicas. Porém, cada vez mais as modernizações vão se tornar imprescindíveis, exigindo que o pessoal deva ser preparado para a nova tecnologia e assim, naturalmente, vai aceitá-la mais facilmente. Isso vai ao encontro da necessidade apontada no item “falta de capacitação da equipe interna (empregados do quadro próprio)”.

Note que, praticamente não há “preocupação com questões de segurança” (5%). Isso pode levar a duas conclusões bem distintas: os sistemas estão bem servidos no quesito segurança ou a segurança é deixada em segundo plano. Acredita-se que, infelizmente, a última conclusão é a verdadeira, o que é um fato preocupante. Talvez a questão segurança esteja sendo subestimada, sendo necessário dar mais atenção a ela. Isso pode facilitar a existência de vulnerabilidades nos sistemas.

4.6 Tomada de Decisão

Conforme apresentado na seção anterior, várias empresas do setor elétrico estão realizando ou planejando modernizações. Porém, instalações existentes não podem ser atualizadas sem razões específicas. Para realizar essa atividade são imprescindíveis fortes justificativas, haja vista os recursos financeiros necessários e demais impactos na geração de energia, ou seja, a interrupção do fornecimento. Assim, a grande questão para essas empresas é identificar os motivos para realizar modernizações. Essa avaliação requer estudos técnicos e econômicos. É necessário ter critérios bem definidos e dados quantitativos para tomar a decisão. Esses critérios são levantados e analisados nesta seção. Critérios fúteis não são considerados.

A forma de análise adotada para o processo decisório é do tipo multicritério. São realizados julgamentos particulares, atribuindo uma nota para cada critério. A abordagem proposta é similar à teoria *Analytic Hierarchy Process* (AHP) desenvolvida por Thomas L. Saaty na década de 1970 [124]. Essa teoria é muito utilizada atualmente em diversas áreas e tem atributos que se encaixam na tomada de decisão deste trabalho.

O primeiro passo é classificar o sistema de automação em análise de acordo com a tecnologia usada, conforme definido no Capítulo 2, e compará-la com a última tecnologia disponível no mercado (ou que estará brevemente disponível). Devido a manutenções (inclusive reformas e até modernizações pontuais), a classificação pode não se encaixar em apenas uma das tecnologias apresentadas na Seção 2.12. Entretanto, uma delas será preponderante. De acordo com a tecnologia, é possível determinar grosseiramente o grau de atualização necessário, bem como a urgência do procedimento. O “grau de modernização” do sistema atual é fator decisivo.

As principais razões que têm levado as empresas a realizarem modernizações dos sistemas de automação são a obsolescência (apresentada na Subseção 4.3.3) e a baixa disponibilidade (definida na Subseção 2.10.1) [37, 38, 60, 112, 113, 115, 116]. Na prática, o problema principal relacionado a essas razões é a falta de peças sobressalentes, fato corroborado na Subseção 4.5.2. Entretanto, esses não devem ser os únicos motivos a serem considerados. Deve ser feito um diagnóstico técnico mais abrangente pensando no longo prazo. A relação entre benefícios e custos também é importante [39, 60, 114].

Existem vários fatores para se decidir por modernizar, mas a decisão raramente depende de um único tópico. Assim, uma avaliação mais profunda do sistema de automação requer estudos técnicos complexos. Devem-se verificar os estados dos recursos (dispositivos e *software*, quando utilizados) e também compará-los com a última tecnologia disponível no mercado. Portanto, uma avaliação desse tipo requer muitos estudos e pode ser demorada e cara. Entretanto, mais cedo ou mais tarde isso será inevitável.

As avaliações podem ser facilitadas por guias de referência, conforme o proposto aqui, para garantir homogeneidade das análises e considerações similares.

Não apenas a decisão é difícil, mas todo o processo de modernização é complexo. Entretanto, o adiamento indefinido não é aconselhado, pois poderá expor o sistema à sua completa exaustão, atingindo o fim da vida útil. Isso poderia forçar a redução da potência disponível na usina, causando problemas para o sistema elétrico e grandes prejuízos econômicos (além do não faturamento de geração, podem ocorrer muitas contratuais). Por outro lado, devem-se evitar investimentos que possam ser depreciados prematuramente bem como a modernização do sistema antes do momento necessário.

Alguns autores consideram que apenas a idade do sistema (ou dos dispositivos) é um fator decisivo para a modernização. Nessa linha de pensamento com base apenas na idade, a maioria dos dispositivos convencionais já teria sido substituída. Além disso, como a automação elétrica digital se concretizou de fato no início dos anos 1990, devem ser esperadas muitas substituições de dispositivos na década de 2010. Mas essas substituições não podem ser processos “mecânicos”.

Decidir pela atualização baseando-se apenas na idade do sistema não é adequado. Se for assim, dispositivos idênticos com o mesmo tempo de serviço deveriam ser substituídos ao mesmo tempo. Note também que, a idade dos dispositivos não é o único critério para determinar se eles estão no fim da vida útil, pois com manutenção regular bem efetuada eles podem ter tempo de vida maior. Isso se aplica principalmente aos sistemas de automação com a tecnologia convencional, apresentada na Subseção 2.12.1. Como nas tecnologias seguintes os dispositivos são baseados em eletrônica digital, praticamente não há desgastes. Entretanto, com relação a outros tópicos, como obsolescência, por exemplo, eles são avaliados da mesma forma.

A análise dos elementos de decisão é complexa. Entretanto, algumas características e comportamentos do sistema podem dar sinais de que a modernização deva ser realizada. As subseções a seguir apresentam fatores a serem considerados na tomada de decisão pela modernização do sistema de automação. Para melhor organização eles foram divididos em três categorias: riscos, manutenção e operação. Acredita-se que essas três dimensões são suficientes para a decisão.

Para fazer comparações, uma escala numérica é necessária para indicar quanto mais importante ou dominante é um elemento sobre os outros, com respeito aos critérios estabelecidos [124]. Assim, para análise quantitativa, foi definida a Tabela 4.1 de pontuação. Ela apresenta os graus (ou níveis) dos problemas e oportunidades.

Usando essa tabela são atribuídos pontos aos sistemas de acordo com os problemas que eles apresentem ou de acordo com as oportunidades para modernizar que eles ofereçam. Os pontos dos tópicos apresentados a seguir são somados para indicar a necessidade

Problemas / Oportunidades	Pontuações
Pequeno(a)	1
Médio(a)	2
Grande	3
Enorme	4

Tabela 4.1: Pontuações para os problemas e oportunidades

de modernização. A soma maior ou igual a dez pontos determina que há necessidade e/ou oportunidade para a modernização. Considerando os problemas, quanto maior for a pontuação total, mais inevitável é a modernização. De modo semelhante, considerando as oportunidades, quanto maior for a pontuação total, mais propícia é a situação.

No caso de análise de sistemas diferentes da mesma usina, a pontuação total também serve para determinar a ordem de modernização dos sistemas: quanto maior for a pontuação mais urgente é a modernização. Note que, mesmo analisando sistemas idênticos, alguns fatores como, por exemplo, disponibilidade e custos, determinarão o sistema a ser modernizado primeiro.

É importante ressaltar que, as análises devem ser feitas por especialistas da área que conheçam bem o sistema. Isso reduz o grau de incertezas e gera o parecer mais correto possível.

4.6.1 Riscos

A presença de algum tipo de risco é um forte indicador da necessidade de modernização. Risco pode ser definido como o produto da probabilidade de que aconteça um evento e as consequências desse evento. Por exemplo, a existência de algum componente do sistema no estado degradado (conforme definido na Subseção 4.3.2) cuja falha implique em problemas de segurança, indica alto risco. Deve-se identificar que o sistema encontra-se no estado degradado, para tomar uma ação antes que ele atinja o estado arriscado. Os quatro principais riscos envolvendo os sistemas de automação elétrica, em ordem de prioridade, estão associados à:

- vidas humanas (riscos de mortes): enorme (quatro pontos);
- instalação: enorme (quatro pontos);
- sistema elétrico: médio (dois pontos);
- financeiros: pequeno (um ponto);

A análise de riscos proposta é superficial, feita do ponto de vista “macro”. É difícil estabelecer índices precisos de risco para diferentes instalações e concessionárias. Para

os dois primeiros riscos (vidas humanas e instalação) é atribuído o grau de problema “enorme”, de maior pontuação (quatro pontos). Como esses dois riscos (e outros tópicos abaixo) indiretamente também se refletem nos riscos para o sistema elétrico, foi atribuído grau “médio” (dois pontos) para eles. De modo semelhante, como outros tópicos abaixo estão relacionados aos riscos financeiros, foi atribuído grau “pequeno” (um ponto) para eles (note que, os outros três riscos também geram perdas financeiras). De fato, todos os riscos acima estão interligados.

Deve ficar claro que, não é aceitável manter o sistema de automação em operação com algum tipo de risco. Caso após a análise completa decida-se por não modernizar o sistema de automação, outras medidas para eliminar os riscos existentes devem ser tomadas.

É factível uma análise mais detalhada dos riscos, separando-os em categorias com classificações de graus diferentes. É possível, por exemplo, usar índices de severidade e probabilidades de ocorrência. Para isso, podem-se adotar os conceitos introduzidos pelo método de Análise do Tipo e Efeito de Falha (FMEA - *Failure Mode and Effect Analysis*) [35]. Assim, os riscos aqui apresentados poderiam receber pontuações menores.

No detalhamento, devem-se avaliar a severidade da falha de um dispositivo, a possibilidade de ocorrência dessa falha e o custo associado às medidas para atenuar o risco. Um método de classificar os riscos é atribuir notas de gravidade, de zero a dez, por exemplo, para cada um dos atributos e fazer um somatório [112]. De acordo com a pontuação total decide-se pela modernização ou não, devido ao risco apresentado. Em alguns casos, apenas uma restauração (apresentada na Subseção 4.3.4), quando possível, é suficiente para eliminar o risco ou deixá-lo em níveis aceitáveis. O custo da solução adotada deve ser proporcional ao risco que ela elimina.

O aumento da confiabilidade dos sistemas modernos tem impacto sobre o resultado da análise de riscos [64]. Assim, a análise de risco pode indicar a necessidade da troca de antigos dispositivos por outros modernos mesmo antes que o tempo de vida útil tenha expirado. A diferença entre antigos e novos dispositivos é significativa, conforme relatado na Seção 2.12. Os novos facilitam a realização das soluções para aumento da confiabilidade apresentadas na Seção 2.10.

4.6.2 Manutenção

A seguir são apresentados os tópicos relacionados à manutenção.

Disponibilidade

A modernização pode ser necessária devido à baixa disponibilidade do sistema de automação (introduzida na Subseção 2.10.1). Isso ocorre quando existem componentes no

estado degradado. Assim, a baixa disponibilidade é um dos indicadores do fim da vida útil do sistema. Conforme apresentado na Subseção 4.3.1, ela é caracterizada basicamente por:

- **Baixo MTBF:** o sistema apresenta muitas falhas. As falhas podem ser causadas por defeitos repetitivos ou razões diferentes;
- **Alto MTTR:** o sistema tem defeitos graves que causam aumento do tempo requerido para manutenções. A manutenção está se tornando cada vez mais difícil.

Para análise pode ser considerada a “curva da banheira” mostrada na Figura 4.8 [31, 35]. Se for considerado que a taxa de ocorrência de falhas muda de acordo com essa curva, o fator tempo tem impacto direto na disponibilidade do sistema. Assim, com a curva e os valores definidos para cada tipo de componente, pode-se avaliar o estado: nominal ou degradado, conforme definido na Subseção 4.3.2. Note que, a parte final da curva representa o fim da vida útil.

A curva é particularmente adequada para os dispositivos eletromecânicos dos sistemas convencionais (Subseção 2.12.1). Já para os dispositivos digitais, dos sistemas numéricos e modernos (Subseções 2.12.2 e 2.12.3, respectivamente), pode-se considerar que, depois de comissionados, a taxa de falhas é associada à parte horizontal da curva, ou seja, eles não envelhecem. Assim, como eles não degradam com o tempo, o fim da vida útil deles geralmente é determinado pela obsolescência, definida na Subseção 4.3.3.

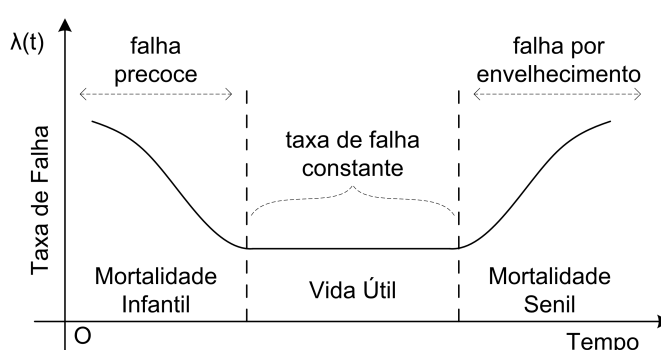


Figura 4.8: Curva da banheira

Os graus (pontuações) dos problemas são atribuídos separadamente para indisponibilidades programadas e forçadas (definidas na Subseção 2.10.1) considerando a média dos últimos 3 anos. A indisponibilidade é calculada conforme apresentado na Seção 2.10. As pontuações são apresentadas a seguir.

Para indisponibilidade programada:

- maior que 4%: pequeno (um ponto);

- maior que 6%: médio (dois pontos);
- maior que 8%: grande (três pontos);
- maior que 10%: enorme (quatro pontos).

Para indisponibilidade forçada:

- maior que 0,06%: pequeno (um ponto);
- maior que 0,07%: médio (dois pontos);
- maior que 0,08%: grande (três pontos);
- maior que 0,09%: enorme (quatro pontos).

Esses são valores típicos. De acordo com o projeto e características do sistema analisado, os percentuais acima podem ser revistos.

Uma forma alternativa de se avaliar a indisponibilidade é comparando o valor atual com a média histórica. Por exemplo, pode-se adotar o critério abaixo (neste caso tanto para a indisponibilidade programada quanto para a forçada).

Variação da indisponibilidade com relação à média histórica:

- 30% maior: pequeno (um ponto);
- 60% maior: médio (dois pontos);
- 90% maior: grande (três pontos);
- 120% maior: enorme (quatro pontos);

Uma terceira forma é utilizar como parâmetros os valores MTBF e MTTR diretamente.

Para todas as formas, verifica-se a necessidade de registrar os dados/índices históricos dos sistemas. Portanto, ferramentas de apoio às manutenções que guardem o histórico são importantes para análises futuras.

Além da classificação acima, pode-se atribuir maior pontuação à indisponibilidade considerando que a energia/potência contratada não foi atendida devido à falha do sistema de automação da unidade geradora. Ou seja, caso isso tenha ocorrido duas vezes no ano caracteriza-se um problema “pequeno”, três vezes um problema “médio” e quatro ou mais vezes um problema “grande”, somando-se um, dois e três pontos, respectivamente. Note que, isso está relacionado ao risco financeiro, apresentado na Subseção 4.6.1.

Peças Sobressalentes

O problema de falta de peças sobressalentes está associado à obsolescência do sistema, apresentada na Subseção 4.3.3 [39, 115, 116]. Alguns dispositivos e equipamentos têm ciclo de evolução muito rápido como, por exemplo, os computadores. É normal que com apenas

3 anos já não existam peças sobressalentes no mercado para eles. Alguns fornecedores de sistemas baseados nesses equipamentos já fazem a venda programando uma atualização dentro de 5 anos. Atualmente isso também é motivado pelo relativamente baixo custo do *hardware*.

A falta de peças sobressalentes, em estoque e/ou no mercado, é um problema grave para a manutenção do sistema. Em ocorrências de falhas nessa situação, o tempo que a unidade geradora ficará fora de serviço pode ser muito longo. Em casos extremos, a falta de peças sobressalentes pode deixar o sistema de automação, e conseqüentemente a unidade geradora, fora de serviço definitivamente (até que o sistema seja substituído). Quando não há mais peças sobressalentes disponíveis no mercado, uma solução é substituir um número limitado de sistemas para obter novas peças sobressalentes. Essa solução é paliativa e pode modernizar parte da instalação. Entretanto, isso não tem sido feito no Brasil, conforme indicado na Subseção 4.5.2.

Outro problema associado às peças sobressalentes é o custo. Para uma dada tecnologia o custo de peças sobressalentes geralmente aumenta com o tempo. A razão é que novas tecnologias com melhor relação custo/funcionalidades progressivamente substituem as anteriores. A fabricação de dispositivos de tecnologia antiga é, portanto, limitada a peças sobressalentes: a quantidade de produção decresce e o custo relativo para cada peça aumenta, podendo atingir em torno de três vezes o valor original. Assim, é possível encontrar equipamentos digitais modernos que desempenhem as funções de antigos equipamentos eletromecânicos, com funcionalidades adicionais, e são mais baratos.

Os dispositivos convencionais geralmente são dedicados a uma função específica, o que resulta na existência de muitos dispositivos de fabricantes diferentes. A uniformidade do *hardware* dos dispositivos digitais, conforme apresentado na Subseção 2.12.4, reduz a diversidade de dispositivos. Isso diminui a quantidade necessária de peças sobressalentes (elas são iguais) e, como consequência, parte do problema acima descrito é solucionada. A migração do sistema para uma plataforma de *hardware* e *software* comuns (que é uma característica dos sistemas modernos, apresentada na Subseção 2.12.3) representa uma grande vantagem e, portanto, motiva a modernização.

O grau do problema relacionado à falta de peças sobressalentes é dado pela soma das seguintes situações:

- não há peças sobressalentes no estoque da empresa: pequeno (um ponto);
- não há peças sobressalentes disponíveis no mercado: médio (dois pontos);
- não é possível fabricar peças sobressalentes: pequeno (um ponto);

Note que, as três condições juntas totalizam quatro pontos, caracterizando um problema “enorme”. Um fator agravante da situação é o preço das peças sobressalentes,

citado acima. Caso o valor da peça sobressalente seja 100% maior do que o preço original, ou seja, o dobro, soma-se um ponto. Isso equivale a um problema “pequeno”.

Repotenciação

Para a repotenciação de unidades geradoras, apresentada na Subseção 4.3.9, pode ser necessária a substituição de equipamentos primários. A substituição desses equipamentos implicará, no mínimo, em modificações da interface com os sistemas secundários. Assim, essa é uma boa oportunidade para atualizar também os equipamentos secundários usando a última tecnologia disponível. Além disso, é muito vantajoso aproveitar o tempo de parada para a repotenciação. Essa vantagem também existe quando forem realizadas grandes manutenções (de longa duração) da unidade geradora. Quanto maiores (e mais demoradas) forem as modificações para repotenciação ou a manutenção, mais conveniente é a modernização do sistema de automação.

O sistema primário atualizado pode incluir sensores e atuadores inteligentes, como TINCs, por exemplo. Esse tipo de sensor pode estar preparado com interface para rede de processo e precisaria de adaptações para trabalhar com sistemas de automação convencionais ou numéricos, o que não faz muito sentido. Ou seja, é mais natural que o sistema de automação esteja preparado para esse tipo de dispositivo ao invés de uma retroação da tecnologia dos sensores.

É importante lembrar que, conforme apresentado na Subseção 2.12.4, os dispositivos do sistema de automação têm ciclo de vida mais curto que o tempo de vida da usina (equipamentos primários). Normalmente os equipamentos secundários são substituídos mais frequentemente que os primários. Assim, diferentes gerações de dispositivos podem coexistir na usina. Portanto, com a atualização do sistema primário as diferenças de tecnologia podem ser reduzidas. Isso facilita a integração do sistema de automação.

A oportunidade para modernização (pontuação) de acordo com o tipo de repotenciação, definidos na Subseção 4.3.9, é:

- repotenciação mínima: pequena (um ponto);
- repotenciação leve: média (três pontos);
- repotenciação pesada: enorme (quatro pontos).

Alternativamente, a pontuação para modernização de acordo com a natureza da repotenciação pode ser obtida pela soma de:

- repotenciação mecânica (turbina e auxiliares mecânicos): pequena (um ponto);
- repotenciação elétrica (gerador e auxiliares elétricos): grande (três pontos).

Note que, dessa forma, uma repotenciação completa (mecânica e elétrica) resulta em quatro pontos, oportunidade enorme para a modernização.

De modo semelhante, caso pretenda-se realizar manutenção na unidade geradora de longa duração (tempo suficiente para realizar a modernização), pode-se considerar uma oportunidade média (dois pontos).

Note também que, nesse tópico a pontuação (conforme a Tabela 4.1) é usada apenas como fator para a modernização, indicando uma oportunidade e não problema do sistema atual (indicando que a modernização é necessária).

Custos

Em qualquer negócio os custos são importantes. O item custo é complexo e está relacionado a quase todos os outros tópicos abordados aqui. Quando os custos de operação e de manutenção relacionados ao sistema de automação estão altos, é hora de pensar na modernização. Outro custo que pode guiar essa decisão é o custo de interrupção do fornecimento de energia, devido a falhas do sistema de automação. Uma única falha grave pode justificar a modernização.

Em alguns casos, a modernização está associada a programas de melhora da qualidade do fornecimento de energia elétrica, iniciados após um grave blecaute. Ou seja, é uma ação corretiva depois de grandes perdas.

Uma vantagem da atualização é que os recursos necessários para a manutenção de sistemas de automação elétrica modernos são menores comparados com os dos sistemas anteriores, conforme apresentado nos Capítulos 2 e 3. Portanto, o custo total durante o tempo de vida do sistema decresce.

Para o tópico custos de manutenção, deve-se comparar o custo anual atual com o custo anual médio dos três³ primeiros anos de operação do sistema, contados após o término do período de funcionamento experimental ou teste de disponibilidade. Com base nessa relação, deve-se atribuir a seguinte pontuação para o problema:

- maior ou igual a 30% que a média: pequeno (um ponto);
- maior ou igual a 60% que a média: médio (dois pontos);
- maior ou igual a 90% que a média: grande (três pontos).

Uma forma alternativa de se contabilizar esse problema é utilizar o número de homens/hora para a manutenção como referência em vez do custo. Pode-se manter a relação de proporcionalidade para obter a pontuação.

³O período estipulado pode ser ajustado de acordo com a periodicidade das manutenções preventivas da instalação: anual, bienal, quadrienal, etc.

Ainda com relação à manutenção, basicamente deve ser feito um diagnóstico para avaliar se é tecnicamente possível manter os sistemas antigos em operação e quais ações de manutenção devem ser propostas. Uma restauração (Subseção 4.3.4) ou reforma (Subseção 4.3.5) completa do sistema existente pode demandar muito tempo e ter custo elevado. Para a decisão, o custos da restauração/reforma completa (necessária para extensão da vida útil do sistema de automação) deve ser comparado com o custo da modernização. Assim, pode-se ponderar a oportunidade da seguinte forma:

- custo maior ou igual a 50%: pequena (um ponto);
- custo maior ou igual a 100%: média (dois pontos);

Caso o custo para estender a vida útil do sistema seja maior ou igual ao custo para modernizá-lo, a última opção é preferível. Nesses custos devem ser considerados os custos de interrupção, ou seja, o número de dias necessários para a extensão da vida útil (através de restauração ou reforma) e para a modernização. Entretanto, esse tópico é tratado aqui como uma oportunidade, pois esse não deve ser um critério para afirmar que a modernização é necessária.

Os custos citados acima são os básicos: projeto, equipamentos e realização. Pode ser realizada uma análise mais completa para comparar os custos de vida dos sistemas (atual e modernizado). Nesse caso, é necessário também considerar além do investimento, os custos de operação, manutenção, treinamento do pessoal, etc.

Outro parâmetro que pode ser utilizado para quantificar esse tópico é a diferença entre os tempos para uma extensão da vida útil e para a modernização. Esse tempo reflete a interrupção de geração, ou seja, perda de receita (e talvez outros encargos). Assim, caso o tempo necessário para fazer a extensão da vida útil seja igual ou maior do que a metade do tempo para a modernização, pode-se adicionar um ponto por ser uma oportunidade “pequena”. Note que, indiretamente o tempo de interrupção foi considerado no tópico custo para extensão da vida útil \times custo para a modernização, apresentado acima.

Outro item a ser considerado é a redução recursos humanos necessários para manutenção devido à modernização. Os períodos de intervenção para manutenção dos sistemas modernos são maiores que os dos sistemas numéricos, que por sua vez, são maiores que dos sistemas convencionais. A proporção de diferença pode chegar a três vezes. Assim, as equipes de manutenção poderão ser reduzidas. Para uma redução maior ou igual a 33%, pode-se considerar que é uma oportunidade “pequena”, contabilizando um ponto.

O custo de operação é mais estável ao longo dos anos. Pode ser feita uma comparação entre os custos atuais (para operar com o sistema instalado) e os custos estimados para o sistema modernizado. Nesse caso, o custo pode ser reduzido, por exemplo, pela maior

automação das atividades e, conseqüentemente, pela redução da equipe de operação. Com os sistemas modernos os operadores podem fazer suas tarefas de maneira mais precisa e rápida, a empresa pode “fazer mais com menos” [62]. Assim, caso estime-se que a equipe de operação será reduzida de no mínimo 33%, também pode-se considerar uma oportunidade “pequena”, somando-se mais um ponto. Os operadores que deixam a operação de tempo real podem utilizar suas habilidades em outras áreas da empresa.

O custo da obra também deve ser considerado. O custo do sistema de automação é relativamente pequeno comparado ao custo total da unidade geradora. Para uma unidade geradora de grande porte, ele (sistema de automação com tecnologia numérica) representa em torno de 2,5% do custo total (incluindo Engenharia, todos os equipamentos, obras civis e montagem eletromecânica). Considerando apenas o custo dos equipamentos principais (turbina, gerador, regulador de velocidade, regulador de tensão, barramentos blindados, transformador elevador principal) e sistema de proteção, o custo do sistema de automação representa em torno de 3,5% do total. Dessa forma, considerando o custo relativo e os benefícios proporcionados, a modernização do sistema de automação é um investimento justificável. Note que, o custo relativo tende a ser menor com a tecnologia moderna, devido à redução de cabeamento (material e trabalho).

O maior problema de custos da modernização do sistema de automação é a indisponibilidade de geração. Considerando o custo do megawatt hora do mercado e uma parada de 45 dias de um gerador de grande porte para a realização, a perda de receita de geração representa quase o custo total de investimento no sistema de automação. Dessa forma, é muito importante reduzir o tempo de realização e/ou realizar a modernização do sistema de automação em paralelo com outras atividades de manutenção já programadas. No caso de repotenciação da unidade geradora ou manutenção demorada, por exemplo, parte desse tempo já estaria incluída no tempo total da obra.

Recursos Humanos

Outro problema relacionado à manutenção (e em menor grau à operação) que sugere a modernização do sistema de automação é a falta de especialistas. A falta de equipe técnica qualificada está associada à obsolescência do sistema [39, 115, 116]. O problema pode ser interno à empresa ou externo: falta de assistência técnica especializada no mercado. Portanto, a indisponibilidade de pessoal, tanto de manutenção como de operação, é outro motivo para se decidir por modernizar.

Os cursos de formação dos profissionais seguem a evolução apresentada na Seção 2.12. É verdade que nas escolas isso ocorre mais lentamente do que na indústria. Mesmo assim, os profissionais mais antigos das concessionárias dominam as lógicas de automação

baseadas em relés, enquanto os novos profissionais estão mais familiarizados com sistemas digitais, envolvendo CLPs, redes de comunicação de dados e computadores. Portanto, as aposentadorias de empregados causam alteração no perfil técnico predominante da empresa. Isso é inevitável e ocorre naturalmente, devido às mudanças das tecnologias.

Quando se prevê que não haverá uma quantidade mínima de profissionais na empresa que dominem a tecnologia do sistema de automação atual, deve-se começar a pensar na modernização do sistema. Além disso, a dificuldade para encontrar os profissionais qualificados no mercado é um sinal de alerta para priorizar a atualização. Outra solução (alternativa à modernização) é treinar novos profissionais, mas isso não é fácil e nem sempre é possível, conforme discutido a seguir.

A maior dificuldade com relação à mão de obra está associada à manutenção. Com relação à operação, a falta de mão de obra também é um problema, mas é mais fácil solucioná-lo através de treinamentos, pois a rigor o que muda para a operação é a IHM utilizada e a quantidade de informações disponíveis. Portanto, considerando apenas a equipe de manutenção, o problema de falta de mão de obra especializada pode ser quantificado pela soma dos itens:

- há previsão de aposentadorias dos especialistas: pequeno (um ponto);
- há carência de especialistas na empresa: médio (dois pontos);
- há carência de especialistas no mercado: médio (dois pontos).

Note que, a falta de mão de obra na empresa e também no mercado (total de quatro pontos) indica um problema enorme.

Caso seja factível, o problema pode ser amenizado ou até mesmo solucionado com treinamentos, considerando o tempo e recursos disponíveis. Entretanto, quando se trata de tecnologias diferentes (por exemplo: convencional \times numérica ou moderna) o treinamento não é tão simples e exige-se muito tempo de experiência para a manutenção eficaz. Além de tudo, é necessário encontrar profissionais que aceitem estudar tecnologias ultrapassadas. Nesse caso, o problema está caracterizado.

4.6.3 Operação

A seguir são apresentados os tópicos relacionados à operação.

Tempo em Operação

O ciclo de vida dos sistemas de automação modernos é menor do que o ciclo de vida dos sistemas primários (conforme apresentado na Subseção 2.12.4). Isso se deve, principalmente, ao fato de os dispositivos secundários se tornarem obsoletos antes do fim da

vida útil dos equipamentos primários. Em média duas gerações de dispositivos secundários devem ser usadas com os mesmos equipamentos primários. Portanto, a modernização do sistema de automação pode ser feita (ser necessária) de maneira conjunta ou independente da troca dos equipamentos primários.

Note que, a diferença entre os ciclos de vida citados no parágrafo anterior tem impacto nos requisitos de interfaces. A instalação de um novo sistema de automação pode ter grandes restrições com relação às interfaces com os equipamentos primários, que usem tecnologia anterior. Devido a essa dificuldade, podem ser necessárias modificações ou adaptações de sensores e atuadores.

De acordo com o tempo acumulado de operação do sistema de automação, o problema pode ser classificado considerando o tempo de vida útil médio da tecnologia empregada, conforme apresentado a seguir.

Sistemas de automação com a tecnologia convencional:

- mais de 20 anos: pequeno (um ponto);
- mais de 25 anos: médio (dois pontos);
- mais de 30 anos: grande (três pontos).

Sistemas de automação com a tecnologia numérica:

- mais de 9 anos: pequeno (um ponto);
- mais de 12 anos: médio (dois pontos);
- mais de 15 anos: grande (três pontos).

Note que, o número de anos para a tecnologia numérica é menor, devido ao menor tempo de vida dessa tecnologia, discutido na Subseção 2.12.4. Note também que, como a tecnologia moderna ainda é muito nova, os sistemas que a utilizam não são considerados com problemas de tempo de operação. No futuro, isso também deverá ser contabilizado. Espera-se que o problema “grande” seja caracterizado apenas em sistemas com mais de 20 anos. Espera-se também que as modernizações nesses casos não sejam completas, mas realizadas de maneira muito mais fácil trocando IEDs interoperáveis (ou até intercambiáveis) e atualizando o *software*.

Geralmente o tempo para amortização do investimento de construção original de uma usina hidrelétrica é de 30 anos [118]. Assim, considerando os valores em anos definidos acima, deve-se ter em conta que provavelmente nas usinas com menos de 30 anos de operação isso pode ser um complicador para a modernização. Uma forma de ponderar essa situação é reduzir um ponto quando o investimento ainda não estiver amortizado.

Por outro lado, Nunes constatou que os processos de modernizações das instalações hidrelétricas (toda a usina) ocorrem com vida útil da ordem de 25 a 40 anos (para

tecnologia convencional) [117]. Assim, os valores em anos definidos acima estão coerentes com o momento de atualização de toda a usina. Isso é um facilitador, considerando que a modernização do sistema de automação poderá ser concomitante à obra modernização das outras partes da usina. Portanto, nesse caso, podem ser adicionados dois pontos devido à oportunidade “média”.

Outra motivação para a atualização é relacionada à infraestrutura de operação. Com o passar dos anos, ela pode não ser mais adequada. As salas de controle podem estar envelhecidas e subdimensionadas para a realidade atual. Como as tecnologias modernas requerem menos espaço físico, as salas de controle poderiam voltar a atender às necessidades de maneira satisfatória, com a substituição do sistema de automação antigo (sem obras para ampliações). Assim, a modernização do sistema de automação é uma boa oportunidade para também reformar as salas de controle. Para reformá-las, vários aspectos devem ser considerados como, por exemplo, os apresentados por Freitas et al. [125]. Ele analisa a ergonomia, a infraestrutura e o leiaute. Portanto, quando as salas de controle estiverem inadequadas, precisando de reformas, pode-se adicionar um ponto por ser uma oportunidade “pequena” para modernização do sistema de automação (e ao mesmo tempo reformar as salas).

Funcionalidades

A obsolescência do sistema devido à incapacidade de desempenhar novas funcionalidades, apresentada na Subseção 4.3.3, está relacionada principalmente à operação. Conforme apresentado na Seção 2.12, com a evolução dos sistemas de automação surgiram funcionalidades. Muitas delas são novas necessidades dos operadores.

Uma mudança de estratégia da concessionária, que implique em modificações do sistema de automação como, por exemplo, a opção pelo controle centralizado remoto, pode ser uma razão para modernização. O impacto dessa mudança, ou nova funcionalidade, pode ser desde a inclusão de um protocolo ou até mesmo a substituição completa do sistema de automação, de acordo com o sistema instalado (em operação).

Com a mudança de visão ou necessidades da operação, é preciso estabelecer as funcionalidades requeridas, classificando-as como básicas (obrigatórias) ou acessórias (opcionais ou desejadas). Em seguida, deve ser verificado se essas funcionalidades poderão ser satisfeitas pelo sistema atual, mesmo que submetido a pequenas adaptações. Caso não seja possível, a modernização pode ser necessária.

A falta de funcionalidades no sistema de automação também é motivo para modernizá-lo. Não é conveniente operar com um sistema que careça de funcionalidades. Esse problema pode ser pontuado como:

- faltam funcionalidades acessórias: leve (um ponto);
- falta alguma funcionalidade básica: enorme (quatro pontos).

As funcionalidades acessórias podem facilitar a operação e aumentar a confiabilidade. Entretanto, como a usina originalmente operava sem essas funcionalidades e provavelmente com índices de desempenho adequados, foi considerado apenas um ponto para elas. Note que, parte dessas funcionalidades pode estar associada à IHM ou às comunicações, apresentadas nos tópicos a seguir. Entretanto, nada impede o detalhamento desse item como, por exemplo, atribuir mais pontos quando se carece de mais funcionalidades acessórias (proporcionalmente).

A falta de funcionalidade básica foi considerada um problema “enorme”. Apesar disso, caso seja possível realizar as funcionalidades básicas que faltam sem a modernização, essa solução pode ser adotada, de acordo com os custos envolvidos.

Por fim, com mais funcionalidades, entre elas a maior automação do processo propriamente dita, se reduz o nível de habilidades necessárias dos operadores. Isso significa que o treinamento deles pode ser simplificado, reduzindo os custos. Além disso, também existe a possibilidade de redução do tamanho do quadro de operadores, conforme apresentado no tópico custos da Subseção 4.6.2. Tudo isso são motivações para a modernização do sistema de automação.

Em alguns casos chega-se a afirmar que a redução de gastos com recursos humanos (de operação e de manutenção) paga a nova tecnologia. É uma afirmação fria, mas real.

Interfaces Humano-Máquina

Os painéis mímicos dos sistemas convencionais têm dois problemas principais. Primeiro, eles consistem de muitos componentes discretos que normalmente requerem muita manutenção. Depois, é muito complicado e caro adicionar um novo indicador (instrumento) ou acionamento (botoneira/chave) para o controle. As IHMs dos sistemas modernos não têm essas deficiências. Nelas, as taxas de falhas do *hardware* e do *software* são muito baixas e alterações podem ser feitas facilmente.

Além de tudo, as IHMs dos sistemas modernos apresentam outras vantagens. A vantagem mais visível é a economia de espaço, comparando com os painéis mímicos convencionais. Outra vantagem, essa mais sentida pelos operadores, é a concentração da IHM centralizando as informações. Como é possível concentrar as IHMs em um único lugar, em uma estação de trabalho (computador), os operadores não precisam se mover pela planta, facilitando a operação e diminuindo os riscos. Por fim, as IHMs modernas usam componentes padronizados (figuras e textos) proporcionando uma interface comum, mesmo para operar equipamentos primários de diferentes modelos ou tecnologias.

Caso se considere necessário, as novas IHMs podem ser criadas compatíveis com as gerações de IHMs anteriores, para permitir o uso seguro pelos operadores. Por exemplo, o antigo painel mímico pode ser emulado na tela da estação de trabalho, usando as mesmas regras de segurança. Porém, isso restringe o uso da nova tecnologia e não é aconselhado.

Para identificar a necessidade de modernização devido a deficiências da IHM, pode ser utilizada a seguinte pontuação:

- IHM através de estações de trabalho não gráficas: pequeno (um ponto);
- IHM convencional, não há estações de trabalho: médio (dois pontos);

Comunicações

O grau de comunicação disponível no sistema de automação pode ser avaliado através das redes de comunicação de dados existentes. Para isso, são consideradas as redes dos três primeiros níveis definidos na Subseção 2.3.2 (Figura 2.4). Para cada rede inexistente, soma-se um ponto:

- não há rede no nível 0 - processo⁴: pequeno (um ponto);
- não há rede no nível 1 - unidade⁵: pequeno (um ponto);
- não há rede no nível 2 - estação local: pequeno (um ponto).

O tópico comunicações está relacionado a outras características do sistema de automação. Por exemplo, se não há rede no nível de processo, provavelmente não há sensores inteligentes e certamente não há TINC's. De modo semelhante, se não há rede no nível de estação local, provavelmente também não há servidores de dados históricos para armazenar as sequências de eventos nem comunicação por rede com centros de controle. Assim, esse tópico está relacionado à obsolescência do sistema.

Uma forma alternativa de avaliar as comunicações é considerar o meio físico e a velocidade de comunicação: cabeamento convencional metálico (não há comunicação serial), comunicação serial em baixas velocidades (interfaces RS - *Recommended Standard* - 232 ou 485), comunicações por rede em alta velocidade (Ethernet 10 Mbit/s ou mais), redes ópticas, etc. De acordo com essas características são atribuídas as pontuações.

Caso exista um sistema SCADA “em paralelo” ao sistema de automação da unidade geradora, este tópico pode ser parcialmente desconsiderado. Pois, nesse caso, o sistema SCADA supre as deficiências de comunicação do sistema de automação. Uma análise mais detalhada pode quantificar a compensação.

⁴Este item pode ser desconsiderado à critério do avaliador, porque atualmente o mercado ainda carece de dispositivos e equipamentos modernos para o nível.

⁵Para comunicação entre os dispositivos de unidade, que pode ser feita através da rede de estação.

4.6.4 Tabulação

A seguir estão resumidos os tópicos para a tomada de decisão pela modernização apresentados nas três subseções anteriores. Este é o método proposto para avaliação da necessidade/opportunidade de modernização do sistema de automação.

A Tabela 4.2 (na página 152) resume os tópicos relacionados a problemas do sistema a ser modernizado com as respectivas pontuações.

A Tabela 4.3 (na página 153) resume os tópicos relacionados a oportunidades para modernização com as respectivas pontuações.

O procedimento consiste em avaliar o sistema de automação atual somando os pontos devido aos problemas e oportunidades apresentados nas tabelas. Caso o total seja maior ou igual a dez pontos, a modernização do sistema de automação é indicada.

Note que, as duas tabelas contêm os tópicos principais. Nos textos associados a cada tópico (de acordo com as páginas de referência), há mais informações, detalhes e outros critérios para as avaliações, que devem ser considerados na tomada de decisão.

Definida a necessidade de modernização, deve-se pensar em como colocá-la em prática. Várias questões devem ser estudadas, as principais são:

- **Forma de Modernização:** modernizar parte do sistema ou todo ele?
- **Forma de Realização:** executar a modernização gradualmente ou de uma vez?

Essas questões são respondidas nas próximas seções.

Problemas	Pág.	Pequeno - 1	Médio - 2	Grande - 3	Enorme - 4
Riscos ^B	137	financeiros	sistema elétrico		vidas instaladas
Indisponibilidade Programada ^A	138	> 4%	> 6%	> 8%	> 10%
Indisponibilidade Forçada ^A	138	> 0,06%	> 0,07%	> 0,08%	> 0,09%
Energia/Potência Contratada ^A	138	duas vezes	três vezes	≥ quatro vezes	
Falta de Peças Sobressalentes ^B	140	estoque da empresa impossível fabricar	mercado		
Custos para Manutenção ^A	143	≥ 30% da média	≥ 60% da média	≥ 90% da média	
Mão de Obra / Especialistas ^B	145	aposentadorias	carência na empresa carência no mercado		
Em Operação (convencional) ^A	146	mais de 20 anos	mais de 25 anos	mais de 30 anos	
Em Operação (numérico) ^A	146	mais de 9 anos	mais de 12 anos	mais de 15 anos	
Sem Funcionalidades ^A	148	acessórias			básicas
IHM ^A	149	computadores textuais	convencional		
Comunicação, Não Há Rede ^B	150	nível 0 - processo nível 1 - unidade nível 2 - estação			

Tabela 4.2: Resumo dos problemas que indicam necessidade de modernização

Notas:

A: único, apenas os pontos de uma das colunas;

B: cumulativo, os pontos das colunas/linhas são somados.

Oportunidades	Pág.	Pequena - 1	Média - 2	Grande - 3	Enorme - 4
Repotenciação ^A	142	mínima		leve	pesada
Manutenção de Longa Duração ^B	142		≥ t. modernizar		
Custo para Extensão da Vida Útil ^A	143	≥ 50%	≥ 100%		
Tempo para Extensão da Vida Útil ^A	143	≥ 50%			
Redução da Equipe de Operação ^A	143	≥ 33%			
Modernização de Toda a Usina ^C	146		sim		
Salas de Controle Inadequadas	146		sim		

Tabela 4.3: Resumo das oportunidades que sugerem modernização

Notas:

- A: único, apenas os pontos de uma das colunas;
 B: não considerando a repotenciação;
 C: existe a decisão de modernizar toda a usina. O resultado da análise pode ser usado para definir as prioridades ou, para o caso do sistema de automação, será apenas uma confirmação.

4.7 Formas de Modernização

Existem várias formas de modernização. A escolha da melhor opção está relacionada aos fatores de decisão apresentados na seção anterior. O motivo que gerou a necessidade de atualização indica indiretamente quais são as soluções possíveis. Entre as opções, também se devem considerar os impactos na operação e na manutenção da usina, a tecnologia disponível e as questões econômicas.

De modo geral, existem duas opções para a forma de modernização de acordo com a abrangência: parcial ou total. Elas são apresentadas nas subseções a seguir. Considerando as características, vantagens e desvantagem de cada uma, é escolhida a melhor solução para os casos de modernização de sistemas de automação de unidades geradoras de grande porte.

4.7.1 Parcial

Esta forma de modernização consiste na substituição parcial de dispositivos do sistema de automação por outros mais modernos, com novas funcionalidades. Pode ser substituído desde um simples dispositivo (esse caso é mais caracterizado como uma reforma, apresentada na Subseção 4.3.5) ou até alguns painéis inteiros, como uma UAC, uma UTR ou um gabinete de relés/IEDs. Com essa solução, uma nova parte do sistema, possivelmente usando o estado da arte da tecnologia, é interconectada a outras partes existentes, com tecnologia anterior.

Em alguns casos, é feita a substituição sistemática de um tipo de dispositivo em toda a instalação. Por exemplo, podem ser substituídos vários instrumentos de indicação analógicos por um único indicador multifuncional digital. Esse trabalho foi realizado nos painéis de controle local das unidades geradoras da UHI, substituindo em torno de 15 indicadores analógicos por um indicador digital (em cada unidade geradora).

A substituição parcial se aplica onde a parte do sistema existente que será mantida tem tempo de vida razoável, em torno de 10 anos para a tecnologia convencional. Ela também se aplica nas situações em que parte do sistema de automação deva ser atualizada urgentemente. Nesses casos, pode ser necessário optar pela modernização parcial, em todas as unidades geradoras, para que a realização seja mais rápida.

Se o painel antigo for mantido, ele pode trabalhar em paralelo com o novo painel para uma transição mais tranquila. Por outro lado, se forem apenas incluídos ou substituídos dispositivos internos do painel existente (sem instalar novo painel), os relés auxiliares, borneiras e cabeamento podem ser mantidos. Assim, a solução é mais econômica e

provavelmente mais rápida⁶. Algumas empresas também usam essa abordagem para adaptação do sistema de supervisão e controle remoto. Segundo Amantegui et al., 75% das concessionárias do seu levantamento sobre reformas de sistemas de automação e proteção mantêm os relés auxiliares [38].

Como a substituição é parcial, não há compatibilidade completa de interfaces. O resto do sistema, incluindo painéis associados ao gerador e turbina, continua com a tecnologia anterior. Assim, no caso da tecnologia original ser convencional há necessidade de adaptações da comunicação entre os componentes novos e antigos. A interface com equipamentos convencionais é a maior limitação para se aplicar a tecnologia digital em modernizações. Geralmente é necessário manter o cabeamento metálico paralelo e realizar aquisições de dados [12]. Outra opção é incluir dispositivos de interface para permitir comunicação com protocolos padronizados. Em ambos os casos, as vantagens dos sistemas modernos não são plenamente alcançadas.

No caso da tecnologia original ser digital, também há necessidade de adaptações. Caso os novos dispositivos instalados não tenham os mesmos protocolos dos anteriores, pode ser necessário mais de um canal de comunicação e a inclusão de *gateways* para conversões de protocolos. Os *gateways* serão responsáveis pela interconexão entre as partes nova e antiga. Nessa situação, é melhor não utilizar a comunicação por rede para as funções críticas. As funções que requerem comunicação rápida entre dispositivos devem continuar com cabeamento metálico dedicado, pois a configuração usada certamente não atenderá aos requisitos. Note que, é necessário um *gateway* para cada protocolo usado.

O uso dos *gateways*, acima apontado, pode ser de modo permanente, para a substituição parcial aqui apresentada, ou de maneira provisória, para a forma de realização gradual (apresentada na Subseção 4.8.1 a seguir). A modernização total, apresentada na próxima subseção, com a realização de uma vez (apresentada na Subseção 4.8.2 a seguir) tem menor necessidade de conversões. Portanto, é vantajosa nesse sentido.

Do ponto de vista de recursos humanos, uma desvantagem de manter equipamentos de tecnologias antigas é que, enquanto eles não tiverem sido substituídos será necessário manter equipes aptas a operá-los e mantê-los. Nesse caso, devem existir duas rotinas de operação, cada uma usando a IHM da respectiva tecnologia. O pessoal de manutenção deve lidar com vários tipos de equipamentos que estão em serviço, desde equipamentos eletromecânicos até os digitais modernos. Isso resulta em necessidade aumento da equipe de manutenção e de treinamentos. Note que, esse cenário pode ser um “catalisador” para o problema de recursos humanos apresentado na Subseção 4.6.2.

⁶No caso de substituição total dos dispositivos, existe controvérsia com relação ao que é mais rápido: substituir os dispositivos internos do painel existente ou substituir o painel inteiro (instalando um novo no lugar do existente). A dúvida se deve ao tempo economizado pelo fato do novo painel já vir completamente montado de fábrica.

O maior problema da modernização parcial é que os componentes existentes que serão mantidos podem impor muitas restrições para a especificação dos novos componentes e, portanto, para o novo sistema. Os novos componentes praticamente teriam a mesma função dos anteriores, sem novidades ou melhorias (do ponto de vista funcional). Assim, substituir os componentes do sistema gradativamente (à medida que forem atingindo a obsolescência) não é adequado, porque seria mantida a mesma arquitetura do sistema existente, perdendo-se a maioria dos benefícios do uso da tecnologia moderna e da integração [126]. Esse assunto é abordado com mais detalhes na Seção 5.4 do próximo capítulo.

As desvantagens acima levantadas podem justificar a modernização total do sistema de automação, apresentada na próxima subseção.

4.7.2 Total

Na substituição total, o sistema de automação (todos os componentes) é removido e outro de tecnologia mais moderna, normalmente a última disponível no mercado, é instalado. A decisão de adotar essa solução pode ser baseada no total de pontos da avaliação do sistema, de acordo com os problemas e/ou oportunidades descritos na Seção 4.6. Entretanto, além da pontuação, a decisão também pode ser orientada por:

- vida remanescente dos dispositivos e equipamentos;
- percentual de dispositivos e equipamentos que devem ser substituídos;
- gravidade dos principais motivos para modernizar;
- tempo de indisponibilidade necessário (comparando-se com a forma parcial);
- facilidade de integração (interfaces disponíveis para o novo sistema).

Devem-se analisar os estados dos componentes que não serão modernizados, ou seja, permanecerão em funcionamento junto às novas partes do sistema. Caso o tempo de vida remanescente desses recursos não seja muito grande, não é adequado mantê-los. Portanto, essa é uma boa oportunidade para substituí-los com a modernização total do sistema.

Se for necessário substituir grande percentual do sistema ou adicionar quantidade considerável de dispositivos e equipamentos, deve ser considerada a substituição total do sistema. Isso pode ser mais vantajoso tanto tecnicamente como economicamente, com relação a substituições parciais. Além disso, geralmente quando existem razões para atualização tecnológica da instalação, a decisão tomada cobre a modernização mais ampla do que é estritamente necessária, reforçando a ideia da substituição total.

Devem-se verificar as gravidades dos problemas (arrolados na Seção 4.6) que foram decisivos. Em geral, quanto maiores forem os problemas, mais abrangente deve ser a solução. Portanto, optar pela modernização total pode ser a melhor decisão.

O tempo em que a unidade geradora ficará fora de serviço e o custo associado para cada uma das opções de substituição (parcial ou total) devem ser avaliados. Em alguns casos, pode-se chegar à conclusão de que o tempo para uma substituição total, bem planejada, seja menor do que o tempo gasto em uma substituição parcial. Isso ocorre porque na última abordagem é necessário manter parte do sistema antigo e, portanto, adaptar os novos equipamentos e dispositivos para interagir com ela. Com a substituição total, a integração e o comissionamento ficam mais fáceis e rápidos. Além disso, a repetição do trabalho (substituição de vários sistemas iguais) resulta em soluções mais rápidas e baratas. As primeiras substituições serão mais demoradas, mas depois de ganhar experiência prática e de se conhecer as dificuldades e possíveis problemas, as substituições nas demais unidades geradoras são bem mais rápidas. Note que, isso vale para ambas as abordagens.

Caso a substituição seja total, não há os problemas de interface citados na subseção anterior. Nesse caso não há necessidade conversões de dados e de *gateways* para compatibilidade, internamente ao sistema de automação. Com novos dispositivos no nível de processo e instrumentação inteligente, uma rede pode ser criada usando o estado da arte, para troca de dados desses dispositivos com os outros níveis do sistema. Com isso a integração do sistema se torna mais fácil. Além disso, se reduz a quantidade de componentes no sistema e, conseqüentemente, o tempo e o custo para realização. Note que, isso também proporcionará facilidades para a manutenção.

Por fim, podem ser citadas outras vantagens da modernização por substituição total:

- padronização do novo sistema (homogeneidade de *hardware* e de *software*);
- aplicação plena da norma IEC 61850 e benefício completo da tecnologia (possibilidade de uso de todas as funcionalidades e recursos disponíveis na norma);
- melhor utilização de recursos e padronização de procedimentos de operação e manutenção;
- aproveitamento máximo da indisponibilidade da unidade geradora, para modernização mais ampla.

Uma das maiores dificuldades para realizar a modernização total é o investimento necessário, conforme apontado na Subseção 4.5.7, que geralmente é maior do que nas modernizações parciais. Outra dificuldade é a perda de receita devido à indisponibilidade

da unidade geradora que, de fato, é maior do que a primeira. Assim, deve-se pensar em modernizar tudo o que for necessário (e possível) no sistema de automação de uma única vez para explorar ao máximo o tempo reservado, apesar de ser necessário investimento inicial maior. Note que, para o cálculo do tempo deve-se reduzir o tempo de indisponibilidade histórico da unidade geradora do tempo total da obra.

Se a modernização for realizada concomitante a uma repotenciação ou a uma manutenção de longa duração, essa dificuldade é bastante reduzida, já que nesses casos é necessária parada duradoura (aproveita-se a parada da repotenciação ou manutenção para a modernização do sistema de automação). O mesmo ocorre quando se pretende fazer a modernização mais ampla (de toda a unidade geradora / outros sistemas).

Por outro lado, normalmente o tempo necessário para modernização do sistema de automação é o maior comparando-o com os tempos necessários para modernizar as outras partes da unidade geradora. Assim, também se deve aproveitar a oportunidade de modernização do sistema de automação para modernizar os outros sistemas e equipamentos. Isso é uma boa oportunidade para se modernizar também os reguladores de velocidade e de tensão, por exemplo.

Baseando-se na análise acima, conclui-se que a melhor solução para modernização de sistemas de automação de unidade geradoras hidráulicas de grande porte é a modernização total. Mesmo considerando que os componentes do sistema de automação se encontrem em diferentes fases da vida útil, a substituição de todo o sistema é a melhor solução pensando em longo prazo e benefícios.

4.8 Formas de Realização

Para realizar a modernização total selecionada na seção anterior é necessário definir uma estratégia. Para cada unidade geradora, a substituição completa do sistema de automação pode ser realizada de duas formas básicas: gradual (ou passo a passo ou progressiva) e de uma vez [4, 11, 38, 39, 126]. As duas formas são apresentadas e discutidas a seguir.

4.8.1 Gradual

Na realização gradual, a troca do sistema é progressiva. As substituições de componentes (ou conjunto de componentes) do sistema ocorrem de maneira localizada. Por isso, essa forma de realização também é chamada de horizontal: considerando os sistemas iguais, lado a lado, substituem-se grupos de componentes de cada sistema. Esse termo é mais comum quando a modernização abrange toda a usina (considerando os

sistemas e equipamentos). Note que, nessa abordagem há necessidade de se manter partes dos sistemas (antigo e atualizado) funcionando paralelamente.

Considerando a usina inteira, a modernização gradual é aplicada a conjuntos de sistemas ou equipamentos que compõem a unidade geradora como, por exemplo, o regulador de velocidade. Esse conjunto de sistemas é modernizado em todas as unidades geradoras da usina. Uma vez terminado esse processo, outro conjunto de sistemas da unidade geradora pode ser modernizado, como o regulador de tensão, por exemplo. Dessa forma, cada máquina é parada por períodos relativamente curtos.

Do ponto de vista de modernização da usina, a abordagem horizontal permite uniformizar o *hardware* e o *software*, devido ao tempo de execução menor, para cada sistema. Portanto, ela é a melhor opção para modernizar os sistemas de automação de todas as unidades geradoras da usina. Note que, do ponto de vista de modernização do sistema de automação, isso não se aplica. Note também que, mesmo do ponto de vista de usina, podem existir restrições de funcionalidades, afetando a operação, até que toda a modernização (de todos os sistemas da unidade geradora) seja concluída.

Essa abordagem facilita a inclusão de atividades nos orçamentos periódicos (anuais, por exemplo). Ela também permite economia por comprar equipamentos e dispositivos em maior escala, para suprir as modernizações de parte do sistema de automação de todas as unidades geradoras. Entretanto, como apresentado acima, o custo para a integração é maior, pois são necessárias interfaces temporárias e retrabalhos. Assim, no final geralmente não há vantagem econômica para a realização gradual.

Além de tudo, as intervenções nos equipamentos são mais rápidas, de modo que podem ser incluídas nas manutenções periódicas mais facilmente, por exemplo, estendendo o turno de trabalho. Assim, as paradas para manutenções programadas podem ser utilizadas para a modernização também. Durante a modernização, os recursos humanos de manutenção devem ser divididos para continuar com as atividades normais de manutenção e para realizar a modernização (com os fornecedores), porque normalmente eles participam das realizações.

Como na realização gradual as substituições são realizadas por etapas, ela apresenta a maioria das desvantagens da modernização parcial, apresentadas na Subseção 4.7.1. Portanto, a realização de uma vez, introduzida na próxima subseção, pode ser uma abordagem mais vantajosa.

4.8.2 De Uma Vez

Na maioria dos casos, a melhor forma para realizar a modernização do sistema de automação de unidades geradoras de grande porte é de uma só vez. Assim, o sistema

de automação é substituído em uma única parada. Por isso, ela também é chamada de realização vertical: considerando os sistemas de automação lado a lado, com diversos componentes em diferentes níveis, todos os componentes são substituídos antes de começar a modernizar o sistema ao lado. Assim como o termo horizontal, o termo vertical é mais comum quando se trata da modernização de toda a usina.

Do ponto de vista de modernizações de usinas, a abordagem vertical implica na modernização simultânea dos diferentes sistemas e equipamentos que compõem a unidade geradora. Assim, as unidades geradoras da usina são modernizadas por completo uma a uma. Essa abordagem exige uma parada de maior duração. Entretanto, como as modernizações das várias partes são feitas simultaneamente, o tempo total para a modernização da unidade geradora é menor do que realizando várias paradas para a modernização horizontal, apresentada na subseção anterior.

Como normalmente existem alguns sistemas que exigem mais tempo para a modernização, o tempo total para a modernização da unidade geradora é definido por eles. Geralmente o sistema que requer mais tempo para modernização é o objeto desta tese: o sistema de automação. Por exemplo, para a modernização da UHI está previsto em torno de 6 meses para se modernizar o painel de controle local da unidade (*unit local panelboard*), que contém os principais componentes dos sistemas de automação e proteção convencionais [112]. Nesse tempo, também se prevê que é possível modernizar todos os outros painéis da unidade geradora que foram incluídos no plano de modernização.

A forma vertical tem sido adotada pela maioria das concessionárias nas modernizações das instalações [112]. Do mesmo modo, a forma de realização da modernização dos sistemas de automação de uma vez também é a preferida por muitas empresas, conforme apresentado na Subseção 4.5.6.

A grande vantagem da realização de uma única vez é que o esforço de integração é menor, pois o sistema já é concebido como uma unidade (considerando a substituição total). Além disso, o tempo total para atualizar todo o sistema de automação é menor do que realizando várias paradas para a realização gradual. A desvantagem é a necessidade de uma parada de mais longa. Entretanto, no caso de grandes usinas hidrelétricas com unidades geradoras de grande porte, é mais fácil parar uma unidade geradora por um período mais longo do que parar diversas unidades por períodos pequenos.

A maior desvantagem de se realizar as modernizações de uma vez nas grandes usinas é o risco delas serem realizadas por diferentes fornecedores ou com soluções (*hardware* e *software*) diferentes, devido ao longo tempo necessário para modernizar todas as unidades geradoras. Isso causa problemas para a operação e manutenção, exigindo mais treinamentos e peças sobressalentes (note que, a IEC 61850 reduz esses problemas). Numa situação como essa, deve-se esforçar para que pelo menos a interface para operação do

processo, a IHM, seja a mesma independente do fornecimento, principalmente para evitar erros humanos. Além disso, caso o fornecimento seja dos mesmos fabricantes, se reduz o problema de diversificação de sobressalentes e de ferramentas de (*software*).

Naturalmente a substituição de uma vez requer investimento inicial mais elevado. Mas em contrapartida, essa abordagem evita trabalhos repetidos em intervalos de tempo próximos na mesma unidade geradora. Do ponto de vista do investimento geral, substituir de uma vez é mais vantajoso, porque as despesas repetitivas para as modificações tais como estudos e projetos, alterações de desenhos e documentação, verificações, comissionamentos e demais testes são elevadas.

Resumindo, a substituição de uma vez é a mais econômica e apresenta uma série de vantagens, entre elas podem ser citadas:

- é uma solução mais homogênea e integrada, já projetada com os dispositivos definitivos;
- a quantidade de dispositivos necessários é reduzida (conforme apresentado na Seção 2.12 os dispositivos de automação modernos estão cada vez mais concentrados);
- não há necessidade de interfaces temporárias, a tecnologia de comunicação de todos os componentes é a mesma (ou compatível);
- não há necessidade de cabeamento paralelo, praticamente todo o cabeamento antigo é removido e utilizam-se somente as redes de dados;
- o esforço de configurações e testes é único, não há retrabalho a cada etapa;
- permite reduzir os custos, porque os trabalhos são concentrados e de maior duração;
- podem-se utilizar soluções chave na mão, eliminando, assim, a possibilidade de conflitos entre diferentes fornecedores.

Portanto, considerando todas as vantagens da realização de uma vez (com uma única parada), ela é a melhor forma de realização da modernização de sistemas de automação de unidade geradoras hidráulicas de grande porte. Mesmo considerando que ela requer tempo de parada mais longo, o esforço para se conseguir isso vale a pena. Considerando o objetivo, ela é a melhor solução.

Alguns especialistas recomendam instalar o novo sistema em paralelo ao antigo (manter o sistema anterior) e só desativar este quando o primeiro estiver funcionando a contento. Dessa forma, a substituição total pode ser feita de modo gradual. Entretanto, essa abordagem só aplica-se a casos específicos (quando exista espaço físico, por exemplo) e tem algumas das desvantagens da realização gradual.

4.9 Planejamento

As subseções a seguir apresentam as linhas gerais para planejar as modernizações.

4.9.1 Princípios

Para as modernizações dos sistemas de automação elétrica devem ser considerados alguns princípios. Os dois básicos são: manter ou melhorar a qualidade do sistema e proporcionar longo tempo de vida. Após a modernização, o desempenho e a disponibilidade devem ser melhores ou no mínimo iguais aos valores originais do sistema anterior (sistema antigo), e o novo sistema deve ter todas as funcionalidades, necessárias de fato, existentes no sistema anterior. Sem esses princípios a atualização tecnológica não teria muito sentido.

A qualidade (incluindo as funcionalidades e os índices de desempenho) está relacionada ao projeto, cujas diretrizes são apresentadas no próximo capítulo (na Seção 5.2). Para longo tempo de vida, é essencial que a padronização e a capacidade de atualização sejam consideradas nos novos projetos. Isso é uma forma de lidar com o problema de menor ciclo de vida das novas tecnologias, relatado na Subseção 2.12.4.

Conforme apresentado na Seção 3.2, a padronização do sistema através do uso de normas globais contribui para alcançar longo tempo de vida. Ela promove a manutenção do sistema (aumenta a manutenibilidade, definida na Subseção 2.10.1). As soluções padronizadas facilitam a transmissão do conhecimento dentro da empresa e as intervenções dos fornecedores. Além do que, a quantidade de peças sobressalentes e ferramentas necessárias é reduzida, e a documentação é concentrada. Note que, a facilidade de manutenção proporciona redução do custo geral durante o ciclo de vida do sistema.

Outro ponto fundamental com relação à padronização é a sua importância para a interoperabilidade (apresentada na Seção 3.5.1). Dispositivos baseados em princípios de projeto comuns facilita a compatibilidade entre fabricantes e também com os futuros modelos do mesmo fabricante. O ideal seria a intercambiabilidade (a padronização em todos os sentidos), mas isso ainda está longe de acontecer de modo mais amplo.

Para acompanhamento da evolução tecnológica, deve ser possível, por exemplo, adicionar novas funções sem grandes mudanças do *hardware* instalado e do cabeamento. Se a troca de um componente do sistema já atualizado for realmente necessária, devido à defeito/falha ou porque é essencial a melhoria de desempenho, ela deve ser executada de maneira fácil, de preferência sem estar atrelada ao fabricante original. Além disso, caso o novo componente não seja idêntico ao anterior, os trabalhos de Engenharia necessários devem ser simples. Esses assuntos são abordados com mais detalhes no próximo capítulo.

4.9.2 Realização

Para que a realização da modernização seja bem sucedida, é necessário planejamento. Normalmente não é possível executar intervenções longas em unidades geradoras, devido aos contratos de fornecimento de energia/potência. O ideal é tentar substituir o sistema de automação durante as paradas programadas para a manutenção da unidade. Entretanto, dessa forma o tempo necessário para modernização total será consideravelmente maior do que de uma parada de manutenção periódica normal. A substituição de algumas partes pode levar até 1 mês para ser executada. Assim, infelizmente, para a substituição do sistema de automação o aumento do tempo de indisponibilidade da unidade geradora é certo. O que se pode fazer é planejar bem visando minimizar esse tempo.

As concessionárias que estão realizando modernizações têm relatado problemas de cumprimento dos prazos programados. Assim, a modernização deve ser muito bem planejada para evitar os contratempos. O planejamento visa não afetar a capacidade de geração da usina, além do já programado. Desde o projeto até os procedimentos de instalação e testes, deve-se buscar a redução do tempo de interrupção necessário.

Quando se planeja a modernização do sistema de automação, devem-se examinar as condições dos outros sistemas, equipamentos e dispositivos da instalação para fazer outros trabalhos necessários, beneficiando-se da execução simultânea. A decisão de estender a modernização aos equipamentos e sistemas adjacentes pode ser baseada em critérios similares aos apresentados na Seção 4.6. Deve ser avaliado se essas modernizações adicionais são obrigatórias ou opcionais. Entretanto, o foco deve ser a modernização do sistema de automação, para que os outros trabalhos não prejudiquem o processo principal.

De modo semelhante, também deve ser observada a interferência do sistema de automação a ser atualizado em outras partes da usina. Além de buscar a minimização do tempo que a unidade geradora ficará desligada, devem-se minimizar também os tempos que outros equipamentos (ou geradores) deverão ser desenergizados para a modernização. O ideal é que a modernização não force o desligamento de outros equipamentos ou partes da usina. Mais uma vez, a tentativa de aproveitar as paradas programadas para manutenção é uma boa alternativa.

Para utilizar as paradas programadas, deve-se considerar a disponibilidade de recursos humanos. Para realizar atividades simultâneas (manutenção e modernização) é necessária uma equipe maior. Uma solução é que a modernização contratada seja do tipo chave na mão. Mesmos assim, será necessária a participação de empregados da própria concessionária na realização e principalmente no comissionamento. A questão dos recursos humanos para a modernização é tratada na próxima subseção.

Um desafio para o planejamento em grandes usinas hidrelétricas é o tempo total

necessário para as obras. Conforme mostrado na Subseção 4.5.6, esse é um parâmetro difícil de estimar. A modernização total completa (em todas as unidades geradoras) pode demorar alguns anos, prazo no qual os sistemas de automação podem ter evoluído consideravelmente, conforme discutido na Seção 2.12 e apresentado na Subseção 4.6.3.

Considerando, por exemplo, uma usina com dez unidades geradoras e períodos de 1 mês para planejamento e 3 meses para modernização de cada sistema de automação, o último sistema será modernizado mais de 3 anos após o primeiro. Incluindo o período para o projeto, o tempo total é suficiente para obsolescência dos sistemas digitais (considerando o fornecimento). Note que, não foi computado o tempo necessário para a realização do controle centralizado. Entretanto, deve-se lembrar que, com a repetição de trabalho as realizações serão mais rápidas depois de algumas modernizações, conforme apresentado na Subseção 4.7.2, o que pode amenizar (mas não solucionar) esse problema.

4.9.3 Recursos Humanos

Conforme citado na Subseção 4.9.2, nos processos de modernização a disponibilidade de recursos humanos é muito importante. Geralmente as usinas hidrelétricas têm equipes de manutenção reduzidas. Isso é uma dificuldade, porque para minimizar o impacto do processo de modernização na indisponibilidade da unidade geradora (relatada na Subseção 4.8.2), é necessária a execução de trabalhos simultâneos. Assim, mais uma vez, o planejamento é primordial.

Os recursos humanos da área de projetos também são importantes para o planejamento da modernização. A elaboração do plano requer o envolvimento de equipes multidisciplinares, com participação efetiva de várias divisões da empresa [112]. Portanto, o comprometimento com as atividades e o seguimento do cronograma devem ser responsabilidades de todos os envolvidos.

O conhecimento da nova tecnologia a ser adotada é fundamental para evitar a subutilização dos recursos e funcionalidades e também para reduzir as dificuldades de projeto, realização, manutenção e operação. Assim, esse é um desafio a mais para os processos de modernização. Portanto, deve ser dada atenção à educação dos envolvidos na modernização, para que eles conheçam as novas tecnologias, mais especificamente a norma IEC 61850 e os dispositivos aderentes a ela.

Conforme apresentado na Seção 2.12, as soluções para automação evoluem permanentemente e cada vez mais rápido. Portanto, as diferenças dos dispositivos e equipamentos entre a elaboração da especificação do sistema e a efetiva entrada em serviço podem ser significativas para grandes usinas, conforme explicado acima. Assim, o programa de treinamento deve ter objetivos de curto, médio e longo prazos.

Os recursos humanos da área de operação também são afetados pela modernização. Independente de quão avançada seja a tecnologia do sistema de automação após a modernização, é sempre necessário que os operadores sejam capazes de operá-lo de modo eficiente e seguro. Portanto, eles devem ser treinados. Só assim eles poderão conhecer e utilizar todos os recursos necessários, sendo beneficiados pelo novo sistema.

Os avanços tecnológicos impõem treinamentos constantes. Por outro lado, eles também facilitam esses treinamentos. O principal motivo é a utilização de IHMs comuns (uniformes) para todo o processo controlado. Além disso, com a tecnologia moderna, os treinamentos podem ser feitos usando simuladores, que permitem operações quase reais.

Para a manutenção também é mais fácil. Nos sistemas de automação modernos, a quantidade de dispositivos e de ferramentas de *software* diferentes pode diminuir. Assim, o treinamento da equipe de manutenção é facilitado, devido ao reduzido número de dispositivos que devem ser mantidos por ela.

4.10 Considerações Finais

Para a pesquisa de campo, buscou-se elaborar perguntas claras e objetivas de modo a serem bem compreendidas pelos informantes, evitando provocar dúvidas e, assim, garantir uniformidade de entendimento. Entretanto, por mais que se tente, nem sempre se consegue isso. Algumas perguntas foram respondidas considerando conceitos e definições diferentes dos enunciados. Além disso, um questionário foi totalmente descartado por conter muitas respostas incoerentes. Para evitar esses problemas, a pesquisa poderia ter sido feita através de contatos presenciais. Entretanto, dessa forma o custo e o tempo necessário seriam muito maiores. Acredita-se que os questionários foram completos e abrangentes, já que nenhuma das opções livres (opções “outras”) foi marcada e não houve comentários sobre falta de perguntas. Deve-se lembrar que, os informantes responderam livremente à pesquisa.

Os sistemas de automação elétrica, principalmente os antigos, devem ser avaliados periodicamente para se verificar a necessidade de modernização. Devem ser considerados os possíveis riscos apresentados pelo sistema e as questões relativas à operação e manutenção. Essa avaliação não pode ser postergada indefinidamente pelo risco de completa exaustão do sistema. A repotenciação da unidade geradora, manutenções de longa duração ou substituições de equipamentos primários também são bons motivos para atualização de todos os sistemas secundários, entre eles o sistema de automação. De maneira mais simplista, são indiscutíveis as grandes vantagens da mudança de sistemas convencionais para digitais (numéricos ou modernos), não importando as particularidades desses sistemas.

Uma vez identificados os motivos para modernizar e tomada a decisão, deve-se avaliar

a melhor solução possível. A forma de modernização (abrangência) pode ser parcial ou total. Considerando as vantagens e desvantagens de cada uma, a modernização total, com a substituição de todo o sistema de automação por outro utilizando a última tecnologia disponível, é a melhor solução para unidades geradoras de grande porte. Além disso, a melhor forma de realizá-la é de uma só vez (uma parada da unidade geradora). A substituição de todo o sistema de automação de uma só vez é a solução ideal, pois ela permite o maior nível de integração, é mais eficiente do ponto de vista de trabalho e tem a melhor relação benefício/esforço.

O novo sistema deve ter características que proporcionem grande tempo de vida útil. Entre essas características, as principais são a padronização do sistema e a facilidade de manutenção. Por exemplo, as atualizações de *hardware* e de *software* devem ser simples rotinas. Para os sistemas de automação elétrica sugere-se o uso da norma IEC 61850 como base, que tem se mostrado ser o padrão que será seguido pelo setor elétrico mundial. Entretanto, como ela é nova, ainda é necessário algum tempo para que isso se confirme. Além de tudo, há problemas práticos de realização (que serão detalhados no próximo capítulo).

No próximo capítulo é proposto um sistema de automação de unidades geradoras hidráulicas de grande porte moderno, incluindo o controle central, aplicado a modernizações e também métodos para especificá-lo e projetá-lo.

Capítulo 5

Sistema Proposto

Neste capítulo é proposto um sistema de automação moderno para unidades geradoras de grande porte. Para definir o sistema são introduzidas premissas, considerando tratar-se de modernizações, e também são caracterizados o ambiente, os requisitos e as restrições. De acordo com a proposta, é elaborado um modelo de referência (arquiteturas física e lógica) para o sistema pensando no futuro (evolução da tecnologia). Além disso, são apresentadas as diretrizes, recomendações e uma proposta de método para elaboração da especificação técnica e para o projeto desses sistemas de automação, com foco em modernizações. Por fim, são analisados as questões relacionadas aos recursos humanos envolvidos no processo e os testes dos sistemas de automação elétrica modernos. As propostas de sistema e de método de especificação e projeto podem ser usadas como referência no setor elétrico, garantindo soluções uniformes independentes das instalações e dos fornecedores.

5.1 Introdução

No capítulo anterior foram apresentadas soluções para modernizar os sistemas de automação de unidades geradoras de energia elétrica de grande porte. A conclusão foi adotar a substituição total do sistema de uma vez. Assim, o passo seguinte é definir o sistema que substituirá o antigo e como fazer a substituição. Essas definições são apresentadas neste capítulo de maneira abrangente e genérica. O modelo de sistema referencial e as diretrizes para a especificação e projeto são estabelecidos a partir da identificação dos requisitos, da caracterização das restrições e da tecnologia escolhida.

Selecionar a tecnologia e definir a arquitetura do sistema são as questões mais críticas. A tecnologia a ser utilizada já foi definida: a dos sistemas modernos apresentados na Subseção 2.12.3. Falta elaborar a arquitetura. Não se encontrou na bibliografia disponível

arquiteturas para sistemas de automação de unidades geradoras usando essa tecnologia, tampouco um método para especificação e projeto (para modernizações de usinas).

Conforme apresentado nas conclusões do capítulo anterior e discutido no Capítulo 3, a norma IEC 61850 é o padrão que gradualmente está sendo adotado pelo setor (tanto pelos fabricantes como pelas concessionárias) para os sistemas modernos. Usando a IEC 61850 espera-se que as concessionárias tenham soluções uniformes para os sistemas de automação (e proteção), as quais possam ser atendidas por diversos fabricantes. Portanto, essa é a norma adotada neste trabalho, que terá influência na concepção do sistema supracitada. Para utilizar a norma, é importante entender os fundamentos e as características básicas apresentadas nas Seções 3.4 e 3.5, respectivamente.

A especificação técnica bem feita é o ponto de partida tanto para as ofertas adequadas dos fornecedores como para a satisfação das concessionárias. As primeiras considerações e recomendações para a especificação de sistemas de automação (para subestações) baseando-se na IEC 61850 foram publicadas em 2005 [3]. A questão é o que deve ser mudado comparando com as especificações anteriores para usar todos os benefícios da IEC 61850. Assim, esse capítulo também visa responder às questões básicas de como usar a norma na prática e como os sistemas de automação modernos devem ser especificados e projetados. Além de tudo, é abordada a definição de papéis e responsabilidades dos envolvidos: o que deve ser feito pela concessionária, pelos fornecedores e por terceiros.

Devido à grande quantidade de funcionalidades, à complexidade e às especificidades de cada sistema de automação elétrica e também devido à vasta abrangência da norma IEC 61850, o objetivo deste capítulo não é produzir os detalhes de uma solução completa para um sistema de automação moderno. O objetivo é apresentar diretrizes e métodos para especificar e projetar sistemas modernos (definidos na Subseção 2.12.3) com longo tempo de vida (princípio básico do Capítulo 4) usando as características da norma IEC 61850 (introduzida no Capítulo 3). Como resultados são apresentadas uma proposta de modelo de referência para o sistema de automação e uma metodologia para especificação e projeto dele.

A adoção de modelos de referência e métodos promove a padronização, tratada na Seção 3.2. Além disso, um modelo facilita as especificações e projetos e favorece a redução de custos, quando se considera que arquiteturas, lógicas, automatismos e intertravamentos já realizados e provados podem ser reutilizados.

5.2 Diretrizes

Para se propor um sistema de automação elétrica moderno aplicado a atualizações tecnológicas, há necessidade de se estabelecer uma base de condições. Essa base é

apresentada aqui através de diretrizes. Elas servem para nortear a especificação e o projeto do sistema, tratados neste capítulo.

Um princípio básico para as modernizações, estabelecido no capítulo anterior (Subseção 4.9.1), é que o novo sistema de automação tenha longo tempo de vida. Portanto, a diretriz básica é que o sistema seja à prova de futuro. Não faria sentido propor a substituição de um sistema por outro que deveria ser atualizado novamente dentro de um curto intervalo de tempo. Desde a concepção até a construção do sistema essa diretriz deve ser considerada, tanto para o *hardware* como para o *software*. Devem-se ter em conta a manutenção do sistema e a capacidade de integrar mudanças futuras.

Aqui se trabalha visando um tempo de vida do sistema de no mínimo 20 anos. Conforme apresentado na Subseção 2.12.4, esse é um valor relativamente alto para os sistemas numéricos (digitais). Para alcançar esse objetivo, é importante lembrar-se dos motivos para modernização apresentados na Seção 4.6 e pensar sempre na capacidade de atualização do sistema proposto, em especial dos níveis de unidade e de estação, que têm ciclos de vida mais curtos.

Para se alcançar longo tempo de vida, a manutenção e atualização (especialmente de *software*) do sistema devem ser fáceis. Para isso, basicamente o sistema deve ter duas características: ser padronizado e aberto. Assim, conforme apresentado na Subseção 3.5.2, a norma IEC 61850 (que tem essas características) é uma solução. Espera-se que a adoção da norma proporcione flexibilidade para manter o sistema operando adequadamente por muito tempo, permitindo realizar modificações, ajustes e futuras extensões sem depender de dispositivos ou equipamentos específicos. Além do que, conforme apresentado na Subseção 3.3, a IEC 61850 foi concebida pensando na evolução das tecnologias de comunicação. Portanto, o ponto de partida para elaboração do sistema é a utilização da norma IEC 61850.

As modernizações são oportunidades naturais para introduzir a norma IEC 61850 (parte 7-410 [79]) nas usinas hidrelétricas. Aqui se propõe utilizar a rede de processo completa, com novos sensores e atuadores. Assim, já se considera a futura evolução tecnológica. Dessa forma, espera-se que seja mais factível manter os sistemas de automação de todas as unidades geradoras da usina atualizados com relação à tecnologia.

A norma IEC 61850 tem algumas características que influenciam e facilitam a especificação e projeto do sistema de automação. Entretanto, é importante ficar claro que grande parte desses processos é independente de qualquer norma. As normas, além de padronizar e facilitar, podem apenas impor restrições adicionais como, por exemplo, neste caso, o uso do padrão Ethernet para as redes de comunicação. A imposição de uso da comunicação por redes em todos os níveis do sistema de automação é a característica da norma que terá maior influência no projeto.

Outro princípio básico, considerando as modernizações, é que o novo sistema deve ter desempenho e funcionalidades iguais ou melhores que o sistema anterior. Os tópicos relacionados a esse princípio são tratados a seguir na Seção 5.3, através de requisitos iguais ou mais rigorosos do que os dos sistemas antigos.

Nas próximas três subseções são descritas as características, citadas acima, relacionada com o princípio de longo tempo de vida. Elas devem ser utilizadas na especificação e projeto do sistema aqui proposto. Em seguida são apresentadas considerações sobre os dispositivos a serem utilizados pelo sistema.

5.2.1 Sistema Aberto

Os sistemas abertos usam padrões livremente disponíveis para utilização, geralmente independentes da tecnologia de *hardware*. A abertura dos sistemas está associada à facilidade para substituir o *hardware* e modificar o *software*. Uma arquitetura de comunicação fechada dificulta a troca de dados entre dispositivos comerciais, portanto, dificulta a integração e deve ser evitada. Uma das características da IEC 61850 é a abertura devido ao uso de outras normas/padrões abertos, como a Ethernet, por exemplo. Assim, ela facilita a troca de dados. Outra característica importante da IEC 61850 com relação à abertura é o uso da SCL.

Conforme apresentado na Subseção 2.12.4, o pequeno tempo de vida dos sistemas numéricos se deve principalmente à rápida evolução do *software*. Para os sistemas modernos, espera-se que os novos programas (*software*) possam ser instalados sem necessidade de trocar o *hardware*. Isso é alcançado através da “abertura”, que não atrela o *software* ao *hardware*. Considerando que os dispositivos digitais (*hardware*) têm grande tempo de vida, a quantidade de peças sobressalentes (assim como dos outros recursos necessários para manutenção) pode ser reduzida.

De toda forma, para manutenção do sistema é necessário especificar sobressalentes, assim como nos sistemas convencionais, em quantidade suficiente para atender ao período acima proposto. É importante lembrar que, conforme apresentado na Subseção 2.12.3, o número de peças sobressalentes necessárias na tecnologia moderna é menor, devido ao uso de *hardware* comum. Entretanto, na prática isso ainda não ocorre, os fornecedores ainda têm dispositivos de famílias e modelos distintos. Essa tendência de *hardware* comum por enquanto se restringe a algumas placas (de rede, de entradas e saídas, etc.). Considerando que no futuro os dispositivos serão intercambiáveis, espera-se uma redução drástica da quantidade de peças sobressalentes mantidas em estoque nas concessionárias, pois qualquer demanda de dispositivos poderá ser atendida facilmente pelos fabricantes.

Um dos propósitos de se utilizar padrões abertos é alcançar a interoperabilidade (e

quicá a intercambiabilidade), introduzida na Subseção 3.5.1. Ela também é uma premissa, conforme apresentado na próxima subseção.

5.2.2 Interoperabilidade

O principal objetivo da IEC 61850 é a interoperabilidade. Esse tema foi discutido na Subseção 3.5.1. O problema relacionado a essa premissa é que, na prática, os dispositivos comercialmente disponíveis ainda não são interoperáveis de fato. Essa discussão sempre está na ordem do dia em eventos do setor. Isso se deve principalmente aos atributos opcionais da norma e ao uso excessivo de GGI0s, em detrimento de NLs adequados. Essa prática causa perda de semântica.

O ideal seria a intercambiabilidade. Para as concessionárias, o desejo maior é que um dispositivo A pudesse ser substituído por um dispositivo B do mesmo ou de outro fabricante. Entretanto, isso é possível apenas quanto o dispositivo B dá suporte aos mesmos modelos de dados e serviços do dispositivo A e tem características físicas semelhantes. Se ambos os dispositivos forem totalmente padronizados de acordo com a IEC 61850 isso é factível. Por outro lado, se o dispositivo A tiver algum modelo de dados ou funcionalidade não padronizados, o dispositivo B também necessariamente deve ter, o que não é tão fácil. Infelizmente a intercambiabilidade mais ampla está longe de ser uma realidade.

5.2.3 Padronização

Conforme apresentado na Seção 3.2, a padronização oferece vários benefícios. Um deles é contribuir para o longo tempo de vida do sistema.

A padronização está fortemente presente na IEC 61850 para a modelagem do sistema. Todos os equipamentos, dispositivos e funções, no contexto dos sistemas de potência, são padronizados. Para isso é utilizada a SCL.

A SCL é um elemento chave no tempo de vida dos sistemas de automação. A Engenharia do sistema, feita e documentada usando a SCL, pode ser reutilizada mais tarde. Isso facilita a substituição de qualquer componente do sistema ou quando o sistema tenha que ser estendido. Note que, mesmo que o sistema de automação completo tenha que ser substituído, depois de atingir o fim da vida útil, a Engenharia pode ser aproveitada, através de conversão dos arquivos SCL para a tecnologia (*hardware*) da época.

5.2.4 Dispositivos Utilizados

Em sistemas de automação podem existir dispositivos classificados em três categorias com relação à norma IEC 61850:

- não aderentes à IEC 61850;
- adaptados para serem compatíveis com a IEC 61850;
- construídos aderentes à IEC 61850.

Para atender a premissa básica para o sistema moderno aqui proposto, o ideal é que todos os IEDs e equipamentos de rede utilizados no projeto sejam do último grupo: aderentes à IEC 61850 de modo nativo. Essa é a melhor maneira de atender os requisitos de projeto, em particular os de funcionalidade e de confiabilidade, apresentados a seguir nas Subseções 5.3.1 e 5.3.4, respectivamente. Recomenda-se que apenas em último caso, equipamentos adaptados para IEC 61850 sejam utilizados.

Os IEDs que foram projetados recentemente têm grande probabilidade de atenderem à norma IEC 61850. Entretanto, isso representa um número limitado de dispositivos. No futuro próximo, provavelmente a grande maioria dos dispositivos para usinas e subestações serão compatíveis com a norma.

Quando o IED é nativo IEC 61850, os custos de construção do sistema e a confiabilidade são ótimos (menos *hardware* e *software*). Além disso, a Engenharia é simplificada (menos conversões). Porém, o fabricante teve custos adicionais para desenvolver um novo produto, que podem em um primeiro momento ser embutidos no preço final. Esse é o principal motivo da existência de equipamentos adaptados.

Os fabricantes devem fornecer certificados de teste para cada dispositivo a ser usado no sistema, como é detalhado na Seção 5.9.1. Os certificados devem ser emitidos por entidades certificadoras (*accredited entities*). Além do certificado, cada IED deve ser fornecido com os arquivos de descrição de capacidade, configuração e testes. Isso faz parte da documentação do equipamento. O arquivo ICD é importante para que seja possível obter informações consistentes de todos os IEDs (independente do fabricante). Os arquivos ICDs são usados no projeto e realização do sistema.

Conforme apresentado no Capítulo 4, a falta de peças sobressalentes tem levado várias empresas a decidir pelas modernizações. Portanto, para que o sistema modernizado tenha longo tempo de vida (a premissa básica apresentada nesta seção), esse problema deve ser evitado. Uma das formas de minimizar o problema de falta de peças sobressalentes é projetar o sistema usando componentes intercambiáveis. Caso os dispositivos sejam totalmente compatíveis com a IEC 61850, será um bom começo. Assim, quando for

necessário, poderão ser utilizados componentes diferentes dos originais de maneira fácil. Entretanto, note que, essa solução foge um pouco do controle do projetista.

5.3 Requisitos

Nesta seção estão descritos os principais requisitos dos sistemas de automação modernos, considerando as premissas da seção anterior. Note que, os diversos requisitos apresentados nas subseções a seguir são importantes em conjunto. De nada adianta um sistema que tenha as funcionalidades (atende aos requisitos funcionais), mas não faça no tempo necessário (não atenda os requisitos de desempenho) ou não seja confiável e seguro (não atenda os requisitos de confiabilidade e segurança), e vice-versa.

5.3.1 Funcionais

Basicamente, o sistema de automação deve prover as funcionalidades arroladas nas Seções 2.4, 2.5, 2.6, 2.7 e 2.8. Independente das características da instalação, as funções de aquisição e processamento de dados e também de supervisão e controle não variam muito, mudando apenas o volume de dados. Já as outras funções podem ter particularidades de acordo com a usina. Portanto, aqui elas servem apenas como referência.

As descrições funcionais apresentadas nessas subseções, e suas relações, configuram o primeiro passo da Engenharia. Os requisitos funcionais são necessários para se definir os relacionamentos entre as diversas partes do sistema secundário (definir as interfaces) e os papéis de cada uma dessas partes. Isso deve ser feito considerando a imposição de descentralização, definida acima.

Note que, a funcionalidade básica do sistema é dada pelas tarefas a serem executadas, ou seja, ela não é alterada pela IEC 61850. A norma não padroniza as funções, pois ela não inclui as suas descrições formais. Assim, as funções devem ser especificadas da mesma forma que era feito nos sistemas convencionais. O comportamento e o desempenho de todas as funções devem ser especificados como antes. É requerido apenas que toda a comunicação entre as funções seja feita de acordo com a IEC 61850, usando os modelos de dados nela definidos.

A especificação técnica deve ser baseada em funcionalidades, em vez de dispositivos específicos [3, 4, 63, 98, 127]. Todas as funcionalidades do sistema devem ser especificadas sem referência à forma de realização. O uso dessa abstração faz com que a realização seja independente dos dispositivos e equipamentos, dando maior liberdade na escolha dos componentes. Assim, o projeto pode explorar todos os benefícios da tecnologia. Além disso, o fornecedor pode oferecer uma solução ótima, considerando outros aspectos como

o desempenho, restrições do sistema e custos. Isso é um benefício da IEC 61850.

Por fim, não se devem especificar requisitos funcionais além dos necessários, pois isso pode impedir o fornecimento de um sistema customizado (com relação às funções realizadas). Além disso, o exagero de funções pode requerer novas aquisições de dados e também aumentar demasiadamente a quantidade de dados do sistema sem necessidade, conforme discutido nas Subseções 2.12.4 e 2.4.1.

5.3.2 Distribuição de Funções

Uma das características marcantes da IEC 61850 é a capacidade de utilizar funções distribuídas, conforme apresentado na Subseção 3.5.4. Essa característica é explorada aqui através da proposição de uma arquitetura descentralizada, com componentes segregados, usando tanto as interações informativas como as interações funcionais.

A arquitetura descentralizada significa que as funções são executadas através da cooperação de vários dispositivos físicos diferentes trocando mensagens pela rede de comunicação [24, 67, 82, 106]. A inteligência do sistema fica distribuída, ou seja, podem ser realizados automatismos e intertravamentos sem a coordenação de dispositivos centrais. A tendência é que a funcionalidade seja localizada próxima ao equipamento primário. Conforme apresentado na Subseção 2.11.1, no início da tecnologia digital essa distribuição era inviável devido às limitações das redes de comunicação de dados. Agora, a tecnologia permite utilizar uma única rede (com fibras ópticas) para todos os níveis da arquitetura.

Para realização da arquitetura distribuída, é fundamental a existência da rede de processo, introduzida na Subseção 3.5.3. Com ela, há um ganho adicional: facilidade para maior tempo de vida do sistema (uma premissa básica). Em sistemas com rede de processo plena, qualquer mudança de entradas e saídas (interface com o processo) exige apenas criação de novas mensagens de dados e/ou modificações na subscrição dos novos IEDs para receber as mensagens. Tanto as medições dos transformadores de instrumentação (TCs e TPs) como todos os outros sinais (analógicos ou de estado), já usados/configurados ou novos, são enviados por essa rede.

Entretanto, há uma restrição. A compatibilidade dos dispositivos e equipamentos com a rede de processo é um requisito para sistemas à prova de futuro. Assim, as soluções proprietárias devem ser evitadas, pois nesses casos são necessários dispositivos conversores (se for possível). Essa rede deve ser fortemente padronizada e aberta. Isso reduz a necessidade de conversão de dados entre todos os níveis do sistema de automação. Essa é uma motivação alinhada à modernização total dos sistemas de automação, proposta na Subseção 4.7.2.

Os primeiros sistemas distribuídos tinham pequena ou nenhuma interação entre

dispositivos [20]. Isso significa que existia pouca “sinergia” entre as funções e cada dispositivo físico era limitado às suas próprias capacidades. Atualmente, os dispositivos podem ter grande interação com outros dispositivos de modo que distintas funções podem participar simultaneamente da automação, conforme apresentado na Subseção 3.5.4. Isso resulta em melhora do desempenho global do sistema. Porém, a desvantagem é que se aumenta a complexidade do projeto do sistema. Entretanto, essa desvantagem é compensada em parte pelas ferramentas de *software* atuais, que facilitam a Engenharia. Esse assunto é tratado com mais detalhes na Subseção 5.8.4.

Com a distribuição de funções, a rede de comunicação torna-se um recurso crítico. Entretanto, a distribuição de funções pode ser feita de modo que algumas delas não necessitem de informações de outros IEDs (pontos de aquisição diferentes). Assim, as dependências da rede de comunicação e do sincronismo de tempo podem ser reduzidas. Essa é uma boa prática para se obter sistemas distribuídos mais confiáveis.

Por outro lado, em todos os casos, o sincronismo de tempo é fundamental para gerar as sequências de eventos (introduzidas na Subseção 2.4.3). Além disso, para as funções distribuídas que requeiram dados de outros IEDs, o sincronismo de tempo dos dispositivos envolvidos é muito importante. Esse sincronismo foi introduzido na Subseção 2.11.3 e voltou a ser discutido no contexto da norma IEC 61850 na Subseção 3.4.2. Nesta última subseção, verifica-se que a IEC 61850 escolheu o protocolo SNTP para sincronismo de tempo.

Aqui se propõe o uso do PTP (IEEE 1588 ou IEC 61588) em vez do SNTP, devido aos requisitos de sincronismo de tempo e características do PTP, já apresentados. Deve existir um relógio sincronizado por satélites do GPS para ser a referência dos sistemas de automação de todas as unidades geradoras da instalação e, caso seja possível, ser a referência de quaisquer sistemas da usina (incluindo subestações) que necessite desse recurso.

A adoção do PTP é o único ponto deste trabalho que entra em conflito com a norma IEC 61850. Entretanto, há indícios de que a norma passará a utilizar esse protocolo para sincronismo de tempo [54, 128].

O sistema aqui proposto utiliza um único relógio de sincronismo para todo o sistema de automação (todas as unidades geradoras, incluindo os sistemas de proteção). Caso se deseje maior confiabilidade, uma arquitetura de relógio de sincronização redundante pode ser utilizada [52]. Nessa arquitetura, quando é detectada a falha do relógio ativo, o outro se torna ativo automaticamente e continua fornecendo os dados/sinais para sincronismo. Alguns fabricantes também fornecem uma função de reserva para manter o desempenho da proteção durante a interrupção de sincronismo de tempo do relógio sincronizado por satélites GPS [15]. Note que, mesmo sem o sinal de sincronismo, os dispositivos continuam

usando os seus relógios internos (que geralmente têm grande precisão). Portanto, o uso de redundância nesse caso deve ser bem avaliado.

5.3.3 Desempenho

O requisito básico de desempenho para o sistema de automação elétrica moderno é que ele seja no mínimo igual ao desempenho dos sistemas convencionais. Isso é particularmente importante para as modernizações, pois não faz sentido que um sistema modernizado tenha desempenho pior que o anterior. Portanto, o tempo total de operação (supervisão e comandos) usando funções distribuídas e mensagens de rede deve ser menor ou igual ao tempo do sistema com cabos metálicos.

Os valores de desempenhos são definidos de acordo com a funcionalidade. O desempenho satisfatório para sistemas de automação é relativamente fácil de conseguir com a tecnologia atual. A questão é mais crítica para sistemas de proteção, cujos esquemas convencionais atuam em tempos de 3,0 a 4,0 ms. Entretanto, pesquisas e experiências têm mostrado que em alguns casos os sistemas de proteção modernos têm desempenhos até melhores que dos sistemas numéricos (e convencionais) [90, 129–131].

A IEC 61850 define classes de tempos de resposta para várias trocas de dados, conforme apresentado na Subseção 3.4.2. Elas devem ser usadas na especificação de acordo com as necessidades de comunicação. Isso permite saber os tempos de resposta para vários cenários de intercâmbio de dados. Entretanto, a norma não considera o desempenho completo por função. Assim, deve-se registrar o desempenho da função (e de todo o sistema) desejado na especificação, definindo no mínimo os tempos para receber dados do processo e para envio de comandos.

Os requisitos de desempenho devem ser especificados por grupos de funções, considerando o pior caso (mais crítico). É importante considerar que funções distribuídas diferentes impõem diferentes requisitos de desempenho. Também é importante especificar os tempos de transmissão de dados na rede aceitáveis durante uma condição avalanche, principalmente para os grandes sistemas.

5.3.4 Confiabilidade

Conforme apresentado na Seção 2.10, a confiabilidade, a manutenibilidade, a disponibilidade e a segurança são requisitos fundamentais nos sistemas industriais das empresas de energia elétrica. Aqui são apresentadas as considerações práticas sobre o tema, para especificação e projeto do sistema de automação.

Geralmente as usinas hidrelétricas têm mais de uma unidade geradora instalada. Um princípio básico para os sistemas de automação dessas unidades geradoras é que não podem

existir modos de falha (definidos na Subseção 2.10.1) comuns. Assim, uma única falha, por mais grave que seja, não vai impedir a operação de mais de um gerador. Portanto, os sistemas de automação das unidades geradoras devem ser totalmente independentes até o nível de controle local, apesar de poder existir trocas de dados entre eles.

O sistema de automação deve ser capaz de suportar qualquer contingência simples. Do ponto de vista prático, não pode ocorrer a perda de uma função básica e a probabilidade de falha de uma função acessória ou degradação do desempenho do sistema deve ser baixa. Ferir pessoas ou danificar equipamentos é totalmente proibido. O valor típico de disponibilidade utilizado para os sistemas de automação elétrica é maior ou igual a 99,95%. Assim, a condição fundamental para atender a confiabilidade, disponibilidade e segurança é que devem existir redundâncias nas funções básicas e que os IEDs e demais componentes do sistema devem ter grandes MTBFs. O uso de redundância sempre foi mais comum na proteção, mas com a tecnologia digital essa filosofia também passou a ser utilizada na automação. Entretanto, é importante ficar claro que esses requisitos não são afetados exclusivamente pelo *hardware*, mas também estão associados à combinação de vários fatores, entre eles a arquitetura do sistema (definida na Seção 5.6 a seguir).

Geralmente os requisitos de disponibilidade são especificados como valores de probabilidades. Esses valores podem ser obtidos de maneira mais simples por comparação com sistemas convencionais que ofereçam disponibilidade dentro dos padrões aceitáveis. Outra forma, mais complexa, é considerar os custos das falhas. Entretanto, em muitos casos é mais conveniente definir cenários de falhas com perdas aceitáveis e não aceitáveis em vez de se utilizar valores estatísticos. Isso também fornece as informações necessárias para o projeto do sistema, porém, de maneira empírica. Podem-se utilizar regras gerais como, por exemplo: “uma falha simples não pode levar a perda de uma função específica”.

Para atender o requisito de distribuição de funções descrito na Subseção 5.3.2, o sistema depende da correta transferência de mensagens pelas redes de comunicação. Portanto, essas redes devem ter alta disponibilidade. Para isso, as redes de comunicação devem ser redundantes, os dispositivos devem ter portas Ethernet independentes com endereços IPs distintos e devem existir *firewalls* e outros mecanismos/técnicas de segurança. Além de tudo, para grande confiabilidade e evitar modos de falha comuns, é necessário que os computadores, as IHMs e os *gateways* sejam independentes (separados).

Apesar disso, ainda existe a probabilidade remota das comunicações falharem e, portanto, outros cuidados devem ser tomados. Por exemplo [44]: os intertravamentos devem ser realizados de modo que a perda de uma mensagem nunca resulte em falha da operação; e em casos de falha da rede, alguns equipamentos (como disjuntores, por exemplo) devem ser impedidos de serem operados (pelo sistema de automação).

É importante notar que, os itens acima não estão relacionados apenas à rede de

comunicação, mas também a como as funções do sistema são realizadas e distribuídas. Também deve ser registrado que, apesar de os MTBFs dos dispositivos de rede serem menores que os MTBFs dos IEDs, na prática, tem se observado que a probabilidade de falha do principal dispositivo da rede, o *switch*, é muito baixa. Uma regra geral é ter cuidado ao incluir componentes de baixa confiabilidade no sistema. Por exemplo, não adianta ter um *switch* com altíssima confiabilidade e colocar um conversor elétrico/óptico de baixa confiabilidade em série.

Conforme estabelecido acima, para se alcançar os altos níveis de confiabilidade, é necessária a redundância. Essa ainda é a melhor solução e pode ser requerida na especificação. Entretanto, devem ser lembrados os inconvenientes da redundância, descritos na Subseção 2.10.2. Nos sistemas convencionais, é comum ter dois equipamentos secundários conectados de modo independente ao equipamento primário, especialmente para as proteções. Assim, é uma premissa alcançar o mesmo nível de independência usando a IEC 61850. Isso exige que os componentes essenciais ou críticos, tais como controladores, sejam duplicados. Os dispositivos redundantes devem trabalhar “a quente” (ou em “*hot stand-by*”), com tempos de comutação (*failover*) preferencialmente nulos.

Para que a redundância seja efetiva, o ideal é que exista separação física entre os componentes redundantes. Eles devem ser instalados em gabinetes ou painéis diferentes, salas diferentes, etc. Isso evita que o componente de reserva também seja atingido pela contingência (em caso de danos físicos). Também é necessário que o cabeamento seja separado. Isso é mais fácil nos sistemas modernos.

De modo semelhante, as redes de comunicação de dados devem ser redundantes. Andersson et al. afirmam que se grande disponibilidade é necessária, as redes de comunicação duplas são recomendadas [32]. É inadmissível que defeitos de componentes de rede afetem o sistema de automação. Portanto, para evitar pontos únicos de falha, os equipamentos e cabos das redes de comunicação devem ser duplicados. Um requisito de projeto é que a falha de um dos *switches* ou uma das fibras ópticas não tenha efeito na capacidade nem na velocidade de comunicação.

Note que, como o sincronismo de tempo (definido na Subseção 5.3.2) é feito pelas próprias redes de comunicação de dados do sistema de automação (que é redundante), existe redundância para distribuição das mensagens de sincronismo.

Para a redundância completa, ainda é necessária dupla alimentação e separação física dos cabos. Usar uma única fonte de alimentação (sem redundância) ou colocar os cabos das duas redes em um único canaleta ou duto faz com que ambas as redes estejam sujeitas aos mesmos riscos, eliminando a parte da efetividade da redundância. Note que, em alguns casos de redes de comunicação redundantes, uma rede precisa saber o estado da outra, portanto, é necessário ao menos um ponto de conexão física entre elas.

A forma de realizar essa redundância da rede não está definida na IEC 61850. Um requisito básico é que cada IED tenha duas portas de comunicação formando segmentos da rede independentes. Assim, se algum componente de um segmento falha, apenas esse segmento estará fora, o outro estará funcionando normalmente. Além disso, toda solução deve ter bom desempenho de reconfiguração (*switch-over*). Preferencialmente o tempo de reconfiguração deve ser nulo em caso de falha da rota principal. Caso isso não seja possível, o tempo de recomposição para uma configuração alternativa deve ser reduzido (no máximo 1,0 ms).

Como o sistema aqui proposto tem rede completamente redundante, pode-se utilizar o esquema de redundância do *Parallel Redundancy Protocol* (PRP) da norma IEC 62439 *Industrial communication networks - High availability automation networks* [132]. Ele não tem restrições quanto ao tamanho da rede nem quanto à arquitetura e está disponível em *hardware*.

Kirrmann, Rietmann e Kunsman apresentam os princípios do PRP [133]. Ele é baseado no funcionamento paralelo de duas redes e proporciona comutação completamente transparente em caso de falhas, cumprindo assim todos os requisitos supracitados. Além de tudo, o PRP é compatível com a norma IEEE 1588 (utilizada no sistema proposto, conforme Subseção 5.3.2). O sistema de sincronismo de tempo usando a IEEE 1588 pode ser configurado para tratar as duas redes como sistemas de sincronismo distintos, evitando o problema de atrasos diferentes das duas redes.

Desde o início do projeto, já se deve pensar na redundância funcional. Conforme apresentado acima, isso tem influência nas funcionalidades requerida dos IEDs e nas interfaces. Também se deve tomar cuidado para que a redundância excessiva não torne o sistema muito complexo e acabe gerando outros problemas.

Os sistemas de automação modernos também apresentam desvantagens com relação à confiabilidade. Uma delas é a necessidade de interface de comunicação junto aos equipamentos primários. Isso significa introduzir eletrônica em ambientes com condições severas, que pode ter impacto na confiabilidade total do sistema de automação. Portanto, esses equipamentos eletrônicos devem ser robustos e adequados ao ambiente de usinas hidrelétricas. As interfaces devem ser compatíveis com esse ambiente e não devem ser perturbadas por ele. Por outro lado, conforme apresentado na Subseção 3.4.2, nos sistemas modernos existe verificação constante dos canais de comunicação. Dessa forma, todo problema é prontamente detectado.

5.3.5 Interfaces Humano-Máquina

Nos projetos mais antigos, geralmente utilizava-se a comunicação mestre-escravo com os níveis mais altos do sistema de automação. Nos novos projetos deve-se considerar a mudança para a comunicação cliente-servidor. Conforme apresentado na Subseção 3.4.2, esse é o modo para a comunicação vertical usado pela IEC 61850. Portanto, essa deve ser a forma de comunicação dos equipamentos dos níveis inferiores (unidade e processo) com a IHM no nível de estação.

A comunicação cliente-servidor oferece flexibilidade e facilidade de atualização do cliente, no caso a IHM, comparando-se com a relação mestre-escravo. Um novo cliente (uma nova IHM) também pode ser facilmente incluído. Além disso, esse tipo de comunicação proporciona melhor desempenho.

Hoje em dia, as IHMs por computadores têm ciclo de vida curto, devido à rápida evolução do *software*. Por exemplo, os sistemas operacionais mudam constantemente, praticamente a cada três anos. Isso pode tornar necessária a troca do *hardware* também. Esse problema é solucionado ao se utilizar IHMs configuradas como clientes, conforme proposto acima. Quando for necessário substituí-las, isso é transparente para o resto do sistema de automação.

A parte da diferença acima descrita, as IHMs no nível de estação devem continuar a ser definidas como nos sistemas numéricos. A IEC 61850 não apresenta nada a respeito das telas das IHMs. As características das telas (cores, tipos de linhas, símbolos, etc.) são, na maioria das vezes, particulares para a concessionária (usuários). Porém, assim como todos os objetos, nomes, serviços, etc. são padronizados, é importante existir um padrão para essas características das telas, mesmo sendo proprietário.

Algumas concessionárias, como a Energy Austrália [62], por exemplo, permitem que as principais decisões de projeto da IHM sejam tomadas pelo fornecedor, contanto que a interface seja intuitiva. Ela especifica apenas os símbolos (forma dos dispositivos e atributos como cor, reverso, piscante, etc.), o tipo de telas e suas funções. Isso mantém o custo do sistema baixo, pois o fornecedor pode oferecer o seu “produto de prateleira” requerendo pequena ou nenhuma customização. Nesse caso, o padrão é do fornecedor.

Uma solução melhor é adotada pela Itaipu Binacional. Equipes formadas por empregados da operação (da usina e despacho de carga) criam as telas do sistema. Além do custo também ser reduzido, não há melhor forma de personalizar as telas, pois elas são construídas pelos próprios usuários. As exceções são as telas básicas padronizadas do sistema, geralmente usadas para a manutenção.

Conforme apresentado na Subseção 2.12.4, a quantidade de dados e informações disponíveis nos sistemas modernos é maior do que nos anteriores. Assim, para visualizá-los

são necessárias muitas telas. Para que o número de telas não seja excessivo, devem-se utilizar recursos como, por exemplo, janelas *pop-up* e menus *pull-down*. Também se devem ter cuidados para que as telas não fiquem sobrecarregadas, dificultando a visualização.

Independente de quem define o padrão das telas, a aparência delas deve ser igual para todos os equipamentos (de qualquer fabricante), proporcionando uma interface comum. As telas usadas para treinamento também devem ser iguais às reais. O modelo de dados padronizado orientado a objetos simplifica o projeto das telas e facilita a homogeneidade de aparência e de nomes de operação dos equipamentos e dispositivos (convenção de nomes). Além disso, como os dados são estruturados, podem-se utilizar ferramentas que criem telas padronizadas automaticamente que depois podem ser refinadas pelo projetista.

Na especificação e projeto, deve ser considerada também a operação através das IHMs dos IEDs. Elas funcionam como reserva (ou “*backup*”) da IHM do nível de estação local. Toda informação relativa ao IED que é mostrada na IHM local também pode ser disponibilizada no próprio IED (caso exista interface com capacidade). Além da visualização, alguns IEDs podem ser programados para permitir manobras básicas dos equipamentos.

O uso do IEDs para operação apresenta alguns problemas. Primeiro, a interface do IED não é tão amigável, podendo ser um pouco difícil encontrar a informação desejada. Quando existem telas nos IEDs, geralmente os recursos gráficos são muito limitados, comparando-se com as IHMs baseadas em computadores utilizados no nível de estação. Em segundo lugar, a operação dessa forma não é tão conveniente como na IHM local da unidade geradora, já que os painéis são distribuídos pela planta. É muito difícil ter uma visão geral do estado da unidade geradora andando pela instalação. Por fim, aumenta-se o risco dos operadores ao trabalharem junto aos equipamentos da usina, especialmente em situações de emergência. Entretanto, o uso das telas dos IEDs só é feito durante as manutenções e testes ou em situações de perda da IHM local.

5.4 Restrições

Existem vários fatores, técnicos ou não, que influenciam o projeto do sistema. Esses fatores podem restringir a liberdade de comunicação, localização de dispositivos e alocação de funções. Assim eles têm impacto na arquitetura do sistema.

As restrições mais comuns são as ambientais relacionadas às condições e dimensões das estruturas existentes. Elas envolvem a situação física do local de instalação do sistema, ou seja, as distâncias entre os componentes, o espaço disponível para montagem dos painéis e equipamentos, blindagem e aterramento existentes, etc. A rigor, esses requisitos devem ser especificados como antes.

Para o projeto do sistema, o local da atualização (sala de controle, casas de relés/equipamentos, valetas de cabos, bandejas e dutos, etc.) deve ser bem conhecido. As restrições ambientais podem determinar a localização dos dispositivos e canais de comunicação. Essas restrições podem ser mais rígidas nas modernizações, devido ao projeto civil original da instalação.

As restrições ambientais também dizem respeito à interferência eletromagnética, temperatura, umidade e vibração. Os dispositivos devem ter operação confiável em ambientes com intensos campos eletromagnéticos. Eles também devem ser apropriados para ambientes com altos níveis de temperatura, umidade e vibração, que é a característica de usinas hidrelétricas. Isso se aplica especialmente para os dispositivos de armazenamento de massa. Uma solução é que eles sejam do tipo estático (sem partes móveis), atualmente os drives de estado sólido (*solid-state drives*). A parte 3 da norma IEC 61850 [134] se refere a outras normas de compatibilidade eletromagnética e condições ambientais, que devem ser seguidas.

Geralmente os dispositivos principais do nível de unidade são instalados em salas de controle com ambiente climatizado. Entretanto, os dispositivos devem ser adequados para operação temporária em temperatura e umidade ambientes durante certos períodos, devido à eventual falha completa do sistema de condicionamento de ar.

Além das restrições ambientais, as outras mais frequentes (também presentes nos sistemas convencionais) podem ser resumidas como:

- **Mercado:** falta de opções de dispositivos no mercado para uma função específica;
- **Preferência:** recomendação do cliente, fornecedor ou consultor para uso de *hardware* e/ou *software* específicos;
- **Redundância:** necessidade de redundâncias (discutidas na Subseção 5.3.4), que podem ser consideradas restrições de projeto;
- **Fabricantes distintos:** necessidade de utilização de dispositivos de terceiros (por exemplo, para redundância ou compatibilidade);
- **Fabricantes iguais:** limitação da quantidade de fabricantes dentro da instalação, para facilitar a manutenção e os treinamentos e também para usar o conhecimento e a experiência existentes;
- **Uniformidade:** imposição para utilizar *hardware* da mesma família (que pode ser a mesma dos dispositivos já instalados), pelos mesmos motivos do item anterior;
- **Comunicações externas:** necessidade de interfaces para os centros de controle remotos ou para outros sistemas internos (de manutenção, corporativos, etc.);

- **Alimentação de energia:** adequações ao tipo (corrente contínua ou alternada, nível de tensão, etc.) e qualidade do sistema de alimentação disponível;
- **Filosofias de operação e manutenção:** integração de controle e proteção nos mesmos dispositivos por unidade, instalação de dispositivos redundantes em painéis separados, necessidade de comandos do tipo “selecionar antes de operar”, etc.;
- **Certificados:** exigência de certificados de qualidade ou de testes de tipo;
- **Homologação:** necessidade de utilizar dispositivos homologados;
- **Gestão:** preferência de procedimentos de gestão do projeto;
- **Documentação:** imposições relativas ao formato, apresentação, meio e idioma da documentação do *hardware*, *software* e sistema;
- **Treinamentos:** adequações do formato, nível/profundidade e idioma dos treinamentos.

As restrições são ainda maiores para os casos de atualização para sistemas modernos. Geralmente elas estão associadas às interfaces. Nos casos de novas instalações, o sistema de automação é especificado como parte da especificação geral feita com antecedência, levando em conta todas as interfaces. Portanto, a especificação do sistema de automação tem influência sobre as (e é influenciada pelas) especificações dos equipamentos primários, do centro de controle, do sistema de proteção, etc. Assim, nesse caso não há preocupações com interfaces legadas que não podem ser removidas das instalações antigas por diversos motivos como, por exemplo, econômicos. Por outro lado, isso é um grande problema nas modernizações de sistemas de automação convencionais. Nesses casos, há necessidade de adaptação de interfaces para os equipamentos existentes que não serão substituídos imediatamente. Esse é um dos principais motivos pela escolha da modernização total, feita na Seção 4.7.2. Assim, a grande restrição de interfaces é eliminada.

Nas modernizações, além das restrições acima, ainda devem ser considerados:

- **Mercado:** existência comercial de todos os IEDs necessários e a interpretação e utilização da norma IEC 61850 pelos fabricantes;
- **Rede de processo:** imposição de que toda ou parte da comunicação com os dispositivos primários seja através de redes de comunicação;
- **Equipamentos existentes:** necessidade de existência de interfaces físicas (e lógicas) com equipamentos antigos;

- **Protocolos:** necessidade de se utilizar protocolos específicos (diferentes do novo sistema, ou seja, não incluídos na norma IEC 61850);
- **Sinais Críticos:** envio de sinais críticos dentro e fora do nível de unidade (como desligamentos - *trips* - ou intertravamentos/bloqueios, por exemplo) por rede de comunicação;
- **Ferramentas:** limitações impostas pelas ferramentas de Engenharia (dos IEDs e do sistema) para especificação, projeto e realização;
- **Ambiente de Produção:** necessidade de realizar trabalhos em ambiente de produção, onde há outras unidades geradoras e sistemas operando.

Note que, essas restrições podem limitar a distribuição de funções requerida na Subseção 5.3.2. Ou seja, elas podem restringir a liberdade do projetista em relação à arquitetura de comunicação e alocação de funções.

Uma estratégia visando minimizar as restrições e contornar o problema acima descrito foi proposta como solução no Capítulo 4: substituição de todo o sistema de automação por outro utilizando a última tecnologia disponível. A solução inclui a substituição dos componentes do nível de estação e, principalmente, dos transformadores de instrumentação. Dessa forma, mesmo para a modernização, grande parte do sistema de automação é especificada independentemente, sem necessidade de se considerar algumas das restrições arroladas acima. Isso permite obter a melhor solução com relação à aplicação do estado da arte.

Por fim, os projetos de modernização de instalações existentes têm que lidar com mais dificuldades além das restrições acima, quando comparados a projetos de novas instalações. Além das preocupações “normais”, devem ser consideradas as minimizações de: interrupções, restrições operacionais e trabalhos de Engenharia e realização.

5.5 Modelagem

Com as informações definidas nas Seções 5.3 e 5.4 e seguindo as diretrizes da Seção 5.2, pode ser elaborada a especificação técnica básica, da forma tradicional. Já para elaborar a especificação de acordo com a IEC 61850, é necessário criar um modelo abstrato do sistema. Isso é feito utilizando os NLs (as partes das funções especificadas), conforme apresentado a seguir.

5.5.1 Escolha e Definição dos Nós Lógicos

As funções de automação, referidas na Subseção 5.3.1, devem ser especificadas usando os objetos apresentados nas partes 7-4 [102] e 7-410 [79] da IEC 61850, atendendo aos requisitos e restrições estabelecidos. Essas funções definem os componentes do modelo de dados, ou seja, os NLs com seus dados e atributos. Se forem necessários dados opcionais ou extensões, eles também devem ser especificados. Todos os automatismos e intertravamentos do sistema são criados utilizando atributos desses NLs.

Como a IEC 61850 não define a qualidade das funções, cada fabricante decide quais algoritmos serão utilizados, o desempenho e alguns parâmetros de configuração. Portanto, continua sendo importante para a concessionária indicar na especificação técnica detalhes das funções, assim como era feito antes. A diferença é que agora também podem ser definidas as alocações de partes das funções nos dispositivos.

Aqui se propõe que os NLs para a modelagem sejam obtidos de bibliotecas, conforme ilustrado na Figura 5.3, que contenham todos os NLs definidos na IEC 61850. Dessa forma, os NLs estabelecem os requisitos funcionais de modo padronizado sem fazer referência a qualquer realização. Especificar apenas as funções em vez dos dispositivos possibilita diversas soluções de diferentes fornecedores. É possível usar dispositivos de fabricantes diferentes para a mesma função sem grandes modificações do projeto, ou seja, a concessionária pode escolher fornecedores alternativos. Além disso, essa especificação permite o uso de dispositivos de diferentes fabricantes no mesmo sistema (considerando a existência da interoperabilidade introduzida na Subseção 3.5.1), escolhendo o melhor fabricante para cada função. Todavia, nos casos de licitações nem sempre isso é possível.

Os NLs são utilizados nos diagramas representando os equipamentos, dispositivos e funcionalidades. Entretanto, atualmente a maioria dos dispositivos do mercado tem conjuntos limitados de modelos de dados suportados. Assim, especificado o sistema como proposto acima, a tarefa do fornecedor (ou integrador) é mostrar como os requisitos da especificação (mapeados nos modelos de dados) são atendidos pelos dispositivos. Essa é uma das restrições da tecnologia, descrita na seção anterior. Geralmente os fornecedores adotam os dispositivos mais adequados e convenientes, considerando todos os NLs necessários incluídos na especificação.

Com a nova tecnologia, os fabricantes podem desenvolver ferramentas de *software* para verificar quais IEDs por eles fabricados são mais adequados para atender à especificação. Esse tipo de ferramenta também pode ser desenvolvido por terceiros. Nesse caso, a ferramenta utilizaria como entradas os arquivos ICDs de qualquer fabricante (além da especificação - arquivo SSD).

No começo da utilização da IEC 61850, não existiam NLs suficientes nos IEDs

disponíveis no mercado (embora definidos na norma) para realização de todas as funções. Assim, era inevitável utilizar os NLS GGIO e GAPC, apresentados na Subseção 3.4.1. Alguns sistemas chegavam a ter 80% de GGIOs, considerando todos os NLS para entradas e saídas utilizados de fato. Atualmente essa situação é um pouco mais confortável.

As soluções disponíveis no mercado ainda não são completas. Hoje em dia, existe carência de IEDs que contenham todos os NLS necessários, principalmente para automação de usinas hidrelétricas. Além de tudo, alguns usuários e principalmente fabricantes insistem em utilizar GGIOs mesmo quando há alternativas. Isso deve ser evitado, pois dificulta a interoperabilidade (e a intercambiabilidade), um requisito para aumentar a capacidade de atualização do sistema (e garantir que ele seja à prova de futuro, conforme diretriz da Subseção 5.2).

Quando as funções forem mapeadas utilizando os objetos da IEC 61850, durante a especificação, algumas lacunas podem ser reveladas. Nesses casos, e apenas neles, utilizar os GGIOs é a única solução. No futuro, o conjunto de NLS será mais completo e provavelmente também será possível complementar os NLS existentes (com detrimento da interoperabilidade).

Com a modelagem das funções do mundo real para os objetos (NLS da IEC 61850), a base para o projeto está pronta. Note que, como as funcionalidades e a IEC 61850 são bem conhecidas desde o início, essa modelagem pode ser feita bem antes de se iniciar a realização da modernização. Entretanto, como atualmente não há grandes experiências em projetos de sistemas de automação modernos para usinas hidrelétricas e como a IEC 61850 é relativamente nova, em especial a parte 7-410 [79], ajustes podem ser necessários durante o projeto. A vantagem é que daí para frente grande parte da Engenharia é suportada por ferramentas e realizada em nível mais alto.

Outra dificuldade é restrição das ferramentas de configuração dos IEDs. Normalmente, cada fabricante tem a sua ferramenta específica. Às vezes, essas ferramentas não aceitam arquivos ICDs que tenham sido criados ou alterados por outras ferramentas. Assim, as ferramentas “genéricas” que permitem alterar os arquivos ICDs, e até criar novos, tornam-se inúteis para aplicações práticas.

5.5.2 Alocação dos Nós Lógicos

A IEC 61850 não padroniza a forma de organizar as funções. Essa organização depende da instalação e das características do projeto. Para um novo sistema de automação baseado na IEC 61850, a definição dos NLS apresentados na subseção anterior é suficiente para a especificação técnica, gerando o arquivo SSD através de ferramentas de especificação. Esse arquivo descreve os dados e funcionalidades desejados. No caso das

modernizações, a especificação técnica pode ir além disso, entrando um pouco no projeto.

Nas modernizações, como a unidade geradora, os equipamentos auxiliares e os painéis já existem e são bem conhecidos, a especificação funcional pode ser detalhada com as definições dos DLs e alocações nos IEDs, retratando a forma de realização desejada pela concessionária. Uma desvantagem de se fazer isso é que deixando a alocação de funções abertas na especificação, os fornecedores têm maior liberdade e podem oferecer a melhor solução do ponto de vista deles. Esse assunto é discutido na próxima seção.

Para a distribuição dos NLs devem-se tomar como base os IEDs disponíveis no mercado. Ela é feita utilizando ferramentas de projeto, que terão como saída o arquivo SCD. Os itens apresentados nas subseções acima, em especial a confiabilidade, desempenho e restrições, orientam a alocação dos NLs nos dispositivos físicos. Grosso modo os NLs devem ser alocados considerando a função principal, as entradas e saídas e a alocação deve ser feita de modo que a falha de um dispositivo não cause várias falhas em cadeia. Os intertravamentos e automatismos do nível de unidade devem ser independentes do nível de estação. Assim, uma falha do nível de estação não comprometerá a segurança. Para facilitar a visualização e análise, as ferramentas podem criar diagramas mostrando a distribuição de NLs nos dispositivos do sistema.

Nos sistema de automação de unidades geradoras essa distribuição é bem definida. É como se cada equipamento primário principal tivesse um subsistema de automação. Cada um deles com um IED associado, por exemplo: regulador de velocidade, sistema de excitação, sistemas de resfriamento (gerador, mancais, etc.), sistema de frenagem e levantamento, etc. Dessa forma, fica claro quais NLs devem ser alocados nesses IEDs. O que requer mais Engenharia e precisa ser bem definida é a troca de dados entre esses subsistemas e quais IEDs farão a aquisição dos dados comuns. A definição das trocas de mensagens também é feita usando a ferramenta de projeto e terá reflexo no arquivo SCD. Esse arquivo por sua vez, será utilizado para gerar a configuração de cada um dos IEDs, conforme detalhado na Subseção 5.8.3.

Uma dificuldade da alocação de funções é que cada fabricante decide quais funções são fornecidas ou estão disponíveis em cada IED. Muitas vezes as concessionárias podem no máximo escolher a sua preferência entre poucas opções disponíveis. Isso é uma das restrições arroladas na Seção 5.4. Espera-se que no futuro próximo IEDs mais completos estejam disponíveis no mercado.

5.6 Arquitetura do Sistema

Conforme apresentado na Subseção 2.3.2, um sistema de automação típico é dividido em cinco níveis: processo, unidade, estação local, estação central e centros de controle

(remotos). A arquitetura do sistema é dada basicamente pelos dispositivos e equipamentos desses níveis e pela forma que eles são interligados e interagem. Para os sistemas modernos devem-se especificar tanto a arquitetura física, que agora é mais simples, como a arquitetura lógica, que pode ser complexa para unidades geradoras de grande porte.

Aqui se propõe uma nova solução para o centro de controle da usina. Conforme apresentado na Subseção 3.4.2, na IEC 61850 os níveis do sistema supracitados são definidos de acordo com a Figura 3.3. Essa é uma solução adequada para subestações, escopo para o qual a norma foi criada. Para usinas hidrelétricas, as necessidades de controle local e de controle central na instalação devem ser consideradas.

Conforme apresentado na Subseção 3.4.2, geralmente outro protocolo (fora da IEC 61850) é utilizado para a comunicação com os centros de controle. Entretanto, com as tecnologias de redes de comunicação atuais, o controle central da usina pode ser totalmente integrado aos níveis de estação das unidades geradoras usando a própria IEC 61850. Com a nova solução aqui proposta, não há necessidade de conversões entre esses níveis, proporcionando maior integração e eliminando as consequências não desejadas devido ao uso de *gateways*, citadas na Subseção 3.3.

A proposta unifica as redes de comunicação dos quatro primeiros níveis dos sistemas de automação apresentados na Figura 2.4. Conforme descrito na Subseção 2.11.1, a rede Ethernet de alta velocidade com suporte a VLANs e etiquetagem de prioridade (detalhadas na Subseção 3.4.2) é capaz de atender os requisitos. O sistema usa os protocolos TCP, UDP e IP nos níveis mais baixos do modelo OSI, apresentado na Figura 2.7. Portanto, trata-se de uma rede aberta. Os detalhes da arquitetura são apresentados na Seção 5.7.

Não é a intenção deste trabalho definir uma única arquitetura para o sistema de automação moderno de unidades geradoras de energia elétrica. A imposição de uma arquitetura estaria ignorando as especificidades de cada instalação. Além de tudo, também estaria limitando a criatividade dos engenheiros e diminuindo a Engenharia como ciência. O objetivo é discutir e concluir sobre diversos aspectos da arquitetura do sistema, como os já introduzidos nas seções acima, apresentando como resultado um modelo de referência. Esse modelo não tem a pretensão de ser completo ou perfeito. Ele serve de referência e deve ser adaptado para atender as necessidades de cada usina e as filosofias de operação e manutenção das concessionárias.

Os requisitos apresentados na Seção 5.3, em especial a distribuição de funções da Subseção 5.3.2, influenciam a estrutura do sistema de comunicação e, portanto, a arquitetura do sistema de automação. Por outro lado, a arquitetura restringirá os resultados, como a confiabilidade e o desempenho, cujas especificações não podem ser violadas. Portanto, existem compromissos entre todos esses fatores para se definir a melhor arquitetura. Além disso, como a comunicação é a “espinha dorsal” do sistema de

automação distribuído, a IEC 61850 (que trata especificamente desse tema) é importante para a concepção da arquitetura.

Nas próximas subseções são apresentadas e discutidas as características e detalhes da arquitetura do sistema proposto.

5.6.1 Arquitetura Física

Os requisitos para as interfaces físicas são definidos pelas alocações de funções entre os dispositivos físicos. A arquitetura física da rede para o sistema proposto pode ser tratada de maneira simples com a tecnologia atual. Como o padrão Ethernet dá suporte tanto às relações cliente-servidor como entre pares, qualquer topologia que interligue todos os IEDs é uma estrutura de comunicação suficiente para atender os requisitos funcionais. Entretanto, a determinação da topologia é influenciada pelos outros requisitos, como confiabilidade, disponibilidade, desempenho e segurança. Por exemplo, os cenários de falhas, introduzidos na Subseção 5.3.4, devem ser avaliados para se obter a arquitetura de comunicação mais adequada.

No início do uso das redes de comunicação nas usinas existiam grandes problemas de integração, mesmo utilizando protocolos padronizados, e dificuldades para atender os requisitos acima. Basicamente, havia restrições com relação aos tipos e quantidades de dados e velocidades com as quais eles podiam trafegar pela rede. Agora, com a tecnologia moderna, é possível uma única rede usando os protocolos adotados pela norma IEC 61850. Essa é a proposta de arquitetura física: uma rede Ethernet interligando todos os IEDs e demais equipamentos do sistema de automação transmitindo mensagens cliente-servidor e entre pares. Entre outras vantagens, isso facilita a realização das funções, pois elas podem ser distribuídas usando qualquer IED dos diferentes níveis da hierarquia funcional. Note que, as funcionalidades do sistema de automação são exatamente as mesmas para qualquer arquitetura física.

O requisito básico é que cada dispositivo seja conectado a um *switch*. Assim, não ocorrerão colisões no meio físico. Se a rede é de alta velocidade e forem utilizadas prioridades ou mecanismos para ordenar a sequência de pacotes de dados nos *switches*, o que é previsto pela IEC 61850 conforme apresentado na Subseção 3.4.2, o sistema de comunicação pode ser considerado determinístico. Além disso, os *switches* devem ter capacidade para a criação de VLANs. Compartilhando os *switches* da rede de processo com a rede de estação se reduz a quantidade de *switches* e portas de comunicação, aumentando a confiabilidade.

Conforme discutido no capítulo anterior, uma arquitetura baseada apenas na rede estação não proporciona todos os benefícios que os sistemas modernos oferecem. Para

que todo o sistema de automação seja interligado por redes de comunicação de dados, os equipamentos primários devem ter interface Ethernet. No caso dos sensores e atuadores inteligentes é comum existirem portas para comunicações por redes, mas para outros equipamentos podem ser necessárias adaptações. Se algum equipamento antigo for mantido, deve ser realizada a conversão da interface para a tecnologia moderna, usando Ethernet. No caso dos TCs e TPs é imprescindível a existência de uma interface para a rede. Nesse caso, a interconexão com a rede do sistema de automação é feita através de MUs. Para simplificar a sincronização das amostras de corrente e de tensão de todas as fases, todos NLs *Voltage Transformers* (TVTRs) e NLs *Current Transformers* (TCTRs) podem ser alocados em uma única MU. Devem-se criar VLANs para os consumidores desses dados como, por exemplo, o sistema de excitação e o regulador de velocidade.

Se os antigos TCs e TPs forem substituídos, deve-se optar por TINCs ópticos [111]. Dessa forma, é possível até eliminar alguns transformadores de instrumentação. Caso não sejam substituídos, podem-se utilizar equipamentos similares a MUs que fornecem saídas digitais a partir de transformadores de instrumentação convencionais. Assim, pode-se contar com os valores amostrados de corrente e de tensão na rede de processo. Esses equipamentos são apresentados na Subseção 3.5.3. Com a nova abordagem, não existe mais a necessidade de se considerar as resistências dos cabos e conexões no projeto para escolha deles. Entretanto, é necessário se preocupar com os tempos das transmissões dos dados amostrados e com o aumento do tráfego na rede. Outra preocupação é a falta de opções no mercado, que ainda é muito restrito.

Apesar da simplicidade acima sugerida, a comunicação é um recurso fundamental para o sistema de automação. A perda desse recurso pode resultar na indisponibilidade dos serviços essenciais à operação da unidade geradora. Assim, conforme requerido na Subseção 5.3.4, para garantir alta confiabilidade de comunicação, é necessária a redundância total da rede. Dessa forma, no caso de falha de uma rede, não há perda de pacotes de dados, apenas são gerados alarmes para que sejam tomadas as providências para manutenção.

Para a redundância da estrutura de comunicação, devem existir pelo menos dois *switches* independentes por unidade geradora. Se um *switch* falhar, o outro garantirá a comunicação para funcionamento normal de todas as funções locais. Além do que, com dois *switches* dedicados à unidade, a manutenção e a detecção de erros são mais fáceis.

Todos os dispositivos devem ter duas portas de comunicação, para serem conectados a ambos os *switches*, conforme requisito da Subseção 5.3.4. Não faz sentido ter rede redundante se os dispositivos não têm duas portas de comunicação independentes.

A arquitetura física também deve incluir todos os canais de comunicação externos. Os sistemas externos podem ser centros de controle ou sistemas corporativos, conforme

apresentado na Subseção 2.3.2. No controle centralizado é necessário um *gateway* para cada tipo de protocolo (não IEC 61850) usado. Os *gateways* precisam ter funcionalidades de cliente e de servidor IEC 61850, bem como as funcionalidades correspondentes para os outros protocolos usados. As funções de banco de dados, IHM local e comunicação com o controle remoto (*gateway*), caso exista, devem usar equipamentos diferentes no nível de estação, para evitar modos de falha comuns.

Quanto mais similares forem as soluções proprietária com relação à IEC 61850 (tipos de serviços, tipos de dados, modelos de objetos e funções), mais fácil será a conversão de dados através de *gateways*. Há um trabalho em andamento para levar a comunicação usando a IEC 61850 além da instalação (usina ou subestação).

Topologia da Rede

A topologia em anel tem desempenho geral melhor do que a topologia em linha (ou em barramento). Especialmente para tolerância a falha. O problema é que são necessárias estratégias especiais de roteamento e de gerenciamento da redundância. Outra desvantagem da configuração em anel é que para longas sequências de *switches*, o atraso por *switch* influenciará consideravelmente o tempo de resposta total. Assim, no caso das unidades geradoras de energia elétrica, que utilizam vários dispositivos para realizar as funções distribuídas, isso pode ser um problema.

A topologia em estrela é mais simples, tem maior imunidade ao aumento do tráfego e consegue menores tempos de resposta, comparando-se com as topologias em linha e em anel. Outra vantagem da estrela é que a quantidade de *switches* necessários é menor, aumentando a confiabilidade (reduzindo os possíveis pontos de falha) e reduzindo a manutenção (conforme relatado na Subseção 2.12.4). Além disso, nessa topologia é fácil de realizar expansões. Por exemplo, no futuro, um dispositivo genérico de entradas e saídas (uma UTR conectada a vários painéis) pode ser substituído por vários IEDs (específicos para cada painel/função), ligados diretamente ao *switch* da estrela. Para isso, é importante que o *switch* tenha portas de reserva. A desvantagem da topologia em estrela é que a falha de um *switch* deixa todos os dispositivos sem comunicação. Mas isso não é um problema aqui, porque toda a rede é redundante.

Considerando as características, vantagens e desvantagens das diversas topologias, a estrela foi escolhida para o controle das unidades geradoras. Essa topologia proporcionará maior flexibilidade para as comunicações nos níveis de processo e de unidade. Todas as redes serão completamente redundantes.

Para o controle centralizado, que não se comunicará com tantos dispositivos e o tempo de resposta não é tão crítico (além de ser possível utilizar velocidade de comunicação

maior), é utilizada a topologia em anel. Note que, como o número de nós da rede é fixo (uma vez que o número de unidades geradoras é fixo) não existirão problemas de desempenho no futuro devido ao crescimento da rede. Além do que, a rede em anel duplo garantirá que durante a manutenção de uma das redes a outra ainda tenha a redundância intrínseca. Isso é importante devido à grande disponibilidade necessária para o controle central (nível de operação normal de todas as unidades geradoras). Para análise mais detalhada de disponibilidade das topologias escolhidas pode ser utilizado o modelo de estados de Markov [32]. Outra vantagem de se utilizar anel nesse nível é a longa distância que a rede deve alcançar em grandes instalações.

Dispositivos e Meios de Comunicação

A primeira decisão diz respeito ao meio físico de comunicação. O uso de cabos de redes metálicos pode resultar em perdas de alguns pacotes de dados devido a interferências eletromagnéticas. Como essas perdas não são toleradas no sistema aqui estudado, devem-se utilizar fibras ópticas como meio físico de comunicação. Assim, os dispositivos devem ser compatíveis com esse meio.

Os *switches* devem atender, além dos requisitos funcionais da IEC 61850, os requisitos ambientais descritos na Seção 5.4. As características físicas da planta (dimensões, barreiras, canaletes de cabos, etc.) podem influenciar o número de *switches* necessários e as disposições deles. A rigor, os equipamentos do sistema de comunicação devem atender os mesmos requisitos garantidos para os equipamentos de automação (e proteção). Isso deve ser especificado, para diferenciá-los dos equipamentos usados em redes corporativas, com ambientes muito diferentes dos industriais. Os requisitos também podem influenciar o número de *switches* necessários. Mesmo utilizando a topologia em estrela, podem existir mais do que um *switch* para cada unidade geradora, dependendo do tamanho da instalação, dos requisitos já citados e da facilidade de manutenção.

Os *switches* da rede de comunicação da unidade geradora devem ser de no mínimo 100 Mbit/s. Essa velocidade é suficiente para os requisitos do sistema de automação de uma unidade geradora de grande porte. Todos os equipamentos conectados à rede (IEDs, computadores, etc.) devem ter placas de rede independentes para cada canal compatíveis com essa velocidade de comunicação. Já os *switches* da rede do controle centralizado devem ser de 1 Gbit/s, porque nela o volume de dados é maior (desconsiderando os valores amostrados de TCs e TPs) e o sistema estará mais preparado para desenvolvimentos futuros (maiores necessidades de comunicação).

Para que a Ethernet comutada tenha o comportamento aproximadamente determinístico, três condições relacionadas aos *switches* são importantes. Em primeiro

lugar, cada dispositivo na rede devem ter seu *switch full-duplex*, conforme já estabelecido. Em segundo lugar os *switches* devem trabalhar no modo “*store-and-forward*”. Esse modo permite que um *switch* que receba vários pacotes de dados para apenas uma porta de saída possa armazená-los e enviá-los em seguida, um após o outro. Essa condição é fácil de ser atendida, uma vez que a grande maioria dos *switches* atuais trabalha dessa forma. E por fim, que esse envio de pacotes siga níveis de prioridade, passando os dados mais críticos na frente dos menos importantes, ou seja, os *switches* devem ter suporte à etiquetagem de prioridade (ilustrada na Figura 3.6 da Subseção 3.4.2).

Para se comunicar com sistemas externos é importante considerar a segurança. O tráfego de mensagens corporativas é proibido de entrar na rede de tempo real da unidade geradora ou do controle centralizado. Portanto, essas redes devem ser isoladas das redes corporativas. A proposta aqui é utilizar um banco de dados intermediário “público” (apresentado na Subseção 5.6.3 a seguir).

O banco de dados público deve ser isolado por *firewalls*, introduzidos na Subseção 2.11.2. Como a definição de IPs é livre, uma técnica para essa isolação é o uso de endereços IP fixos para todos os dispositivos e computadores. Isso permite escrever regras para o *firewall* que permitam o tráfego entre um servidor e uma porta específicos. A definição dos IPs pode ser baseada na disposição física dos dispositivos e servidores. O custo para realizar o *firewall* é baixo, mas não basta instalá-lo, ele tem que ser mantido. É necessária uma gestão adequada para saber se houve tentativas de invasão, se o sistema foi invadido, quais ações devem ser tomadas, etc. Para aumentar a segurança da conexão com os sistemas corporativos, ainda podem ser utilizados outros esquemas de interligação como o proposto por Hermeling (usando outros tipos de interfaces), por exemplo [135].

Note que, na arquitetura proposta, a partir de qualquer ponto da rede se alcança os IEDs. Assim, para evitar acessos não autorizados, os IEDs devem ter senhas (preferencialmente vários níveis). É importante também que eles gerem registros de auditoria, que possam ser verificados periodicamente. Além de tudo, recomenda-se utilizar os demais recursos de segurança arrolados na Subseção 4.5.5 (note que, alguns deles ainda não são aplicados nos sistemas de automação elétrica).

Para maior confiabilidade, os *switches* e demais componentes da estrutura de comunicação devem ter alimentação de energia redundante e não devem ter partes mecânicas móveis, como ventiladores para resfriamento. Resumindo, os componentes da rede devem ter a melhor qualidade possível para sistemas críticos em ambientes industriais. Eles devem ser especificados de modo semelhante à especificação dos IEDs.

Devido à grande quantidade de dispositivos de rede de comunicação e à importância dela para o sistema, recomenda-se o uso de aplicativos para monitoramento e gerenciamento da rede. Pode ser utilizado o *Simple Network Management Protocol*

(SNMP) [136], por exemplo.

Dispositivos Eletrônicos Inteligentes

Na abordagem inicial, os IEDs são escolhidos de acordo com suas características físicas (de *hardware*). As considerações apresentadas até aqui já definem algumas das características. São necessárias pelo menos duas portas de comunicação diretas com a rede Ethernet. O meio físico utilizado é fibra óptica. As velocidades de comunicação são de no mínimo 100 Mbit/s. O sincronismo de tempo deve ser feito usando o PTP. Outras características também podem ser requeridas, mas sem muito impacto na arquitetura como, por exemplo, qual é o tipo da porta de configuração e qual é a capacidade de transferência de arquivos.

Além disso, é necessária Engenharia para detalhamento dos IEDs. Devem ser abordadas as capacidades de processamento e memória, a interface com os dispositivos primários e com outros dispositivos (modelos de dados suportados), a configuração e parametrização e também a IHM.

Considerando o exposto até aqui, uma base para a especificação pode ser criada. Após isso, é necessário selecionar os IEDs que serão usados na construção do sistema. A quantidade de IEDs necessários e suas principais funcionalidades devem ser determinadas. As partes das funções, ou NLS, foram organizadas em DLs na Subseção 5.5.2. Os DLs, por sua vez, devem ser hospedados nos dispositivos físicos, ou seja, nos IEDs. A norma requer o uso obrigatório de DLs, mas, conforme apresentado acima, ela dá liberdade de como agrupar os NLS nos DLs.

Do ponto de vista lógico, a escolha dos IEDs é feita de acordo com os DLs que eles devem conter e serviços de comunicação que devem oferecer. Os DLs, por sua vez, são definidos pelo agrupamento das funções (ou NLS) descritas na Seção 5.5. Esse agrupamento deve ser feito minimizando o número de IEDs necessários, atendendo todos os requisitos especificados. Deve-se evitar que diferentes IEDs façam aquisições dos mesmos dados, gerando medições redundantes, salvo em casos específicos de projeto para aumentar a confiabilidade. O processo de agrupamento de funções e escolha dos IEDs pode ser iterativo, para obter um melhor resultado. Além disso, os requisitos de desempenho também influenciam o número mínimo de IEDs necessários e suas principais funcionalidades.

Outro quesito para escolha dos IEDs é a capacidade de integração. Tanto do ponto de vista físico como lógico, a interoperabilidade é muito importante, pois é uma premissa básica aqui. O objetivo é que seja possível a integração completa de IEDs semelhantes aos usados, aderentes à IEC 61850, de qualquer fabricante. O ideal seria se alcançar a

intercambiabilidade. Assim, no futuro a concessionária poderia substituir qualquer IED original por outro de fabricantes diferentes.

Outras características devem ser consideradas na seleção e especificação dos IEDs. O IED deve ter facilidades para manutenção. Por exemplo, se o IED tiver capacidade para armazenar duas configurações, usando uma enquanto a outra possa ser alterada, não há necessidade de desligamentos para manutenções simples. Além do que, é possível recuperar a configuração original se a nova não proporcionar o resultado esperado. A escolha dos IEDs deve ser feita considerando os que atendam todos os requisitos mínimos da especificação, levando em consideração a qualidade do fornecedor, os custos envolvidos e a disponibilidade no mercado.

Do ponto de vista prático usando como base os requisitos funcionais, apresentados na Subseção 5.3.1, os IEDs são escolhidos considerando [81]:

- a quais equipamentos primários eles são conectados;
- quais funções eles devem realizar;
- quais dados eles devem ter para as funções internas;
- quais dados eles devem enviar, quando enviar, como enviar e para quais destinos;
- quais dados eles devem receber, de onde, como receber e quais funções precisam desses dados.

Também devem ser consideradas algumas capacidades como, por exemplo:

- quantidade de associações cliente-servidor;
- quantidade de mensagens entre pares que o dispositivo pode publicar (ou transmitir) e subscrever (ou receber);
- quantidade de relatórios que o dispositivo pode publicar e subscrever.

Caso a escolha dos IEDs não possa ser feita pela concessionária, ela pode pelos menos tentar pré-qualificar os IEDs disponíveis no mercado. No caso de empresas públicas, a questão é tratada um pouco diferente, pois normalmente o sistema deve ser licitado.

5.6.2 Arquitetura Lógica

Nos sistemas modernos, a arquitetura lógica faz parte do projeto do sistema [47, 82]. Ela descreve os fluxos de dados na rede de comunicação entre os vários componentes

do sistema. Devem ser identificadas todas as comunicações, tanto as horizontais como as verticais, apresentadas na Seção 3.4.2. Esses fluxos de dados são determinados pelas funções distribuídas da Subseção 5.3.2. Note que, a arquitetura lógica é diferente da física, pois um único trecho da rede pode conter vários fluxos de dados em “paralelo”.

Os fluxos de dados nos sistemas modernos não são tratados apenas como *bits* e *bytes* com alguns dados de controle. Eles têm mais informações agregadas. Deve-se pensar também na semântica: objetos, dados e atributos, apresentados na Subseção 3.4.1, e serviços, apresentados na Subseção 3.4.2.

Na arquitetura lógica devem ser detalhados os fluxos de dados entre os IEDs. Devem-se determinar os endereços e os conjuntos de dados (*data sets*) para cada comunicação. Isso faz parte do projeto, e o detalhamento em nível de sinal substitui a Engenharia para a fiação convencional. Essa parte do projeto é facilitada devido à semântica inerente do modelo de dados da IEC 61850 e pode ser feita com a ajuda de ferramentas de Engenharia. Essa informação ficará registrada no arquivo SCD.

Para definir os fluxos de dados, devem ser considerados os números máximos de relações clientes-servidores simultâneos e de mensagens entre pares. Com esse nível de detalhamento, as capacidades dos IEDs para suportar os fluxos de dados podem ser especificadas. Alguns IEDs disponíveis no mercado têm restrições com relação ao número de associações cliente-servidor e ao número de mensagens entre pares que podem transmitir e receber. Quando o tipo de mensagem permitir, deve ser estudado e definido quais mensagens devem ser ponto a ponto (para um único destino ou *unicast*) e quais devem ser enviadas para vários destinatários simultaneamente, através de *multicast*. Além disso, devem ser estudadas e definidas as VLANs, introduzidas na Subseção 3.4.2, para dividir o fluxo de dados na rede. Os pacotes de dados devem chegar preferencialmente apenas aos destinatários que necessitarão deles. Tudo isso deve ser feito para assegurar o desempenho esperado do sistema.

Onde for possível, deve-se preferir o *unicast* em vez do *multicast*. A comunicação *unicast* é mais rápida do que a *multicast* [43]. O principal motivo é o uso de *switches* do tipo *store-and-forward*, requerido na Subseção 5.6.1. O pacote de dados tem que ser recebido completamente antes que ele possa ser retransmitido. Se o pacote de dados é grande e há muitos *switches*, o sistema torna-se lento. Além disso, os favorecimentos para os caminhos mais longos, reordenando os pacotes, não podem ser feitos quando se utiliza *multicast*.

Definidos todos os fluxos de dados, as capacidades de comunicações requeridas dos IEDs podem ser estabelecidas.

5.6.3 Bancos de Dados

As tecnologias numérica e moderna proporcionaram mais visibilidade, conforme apresentado nas Subseções 2.12.2 e 2.12.4. Nos sistemas atuais, podem existir centenas de pontos associados a cada equipamento primário ou IED. Isso trouxe a necessidade de trabalhar com grande quantidade de dados, requerendo grandes bancos de dados. Configurar e manter essa grande base de dados manualmente não é prático e pode levar a erros. Portanto, agora é cada vez mais necessário o uso de ferramentas computacionais para isso. Note que, essa grande quantidade de dados também afeta o desempenho e complexidade das IHMs, tanto do nível local como dos centros de controle.

O problema começa na padronização dos identificadores e nomes. Conforme apresentado na Subseção 3.4.1, a IEC 61850 padroniza a identificação dos dados e atributos, porém, nas IHMs normalmente são utilizadas outras nomenclaturas mais amigáveis, definidas pelo pessoal de operação. Pelo menos por enquanto, os operadores ainda preferem trabalhar com outros códigos e nomes. Portanto, é necessária uma referência cruzada. Para adotar a nomenclatura IEC 61850, todo o pessoal envolvido deve aceitar e principalmente entender a convenção de identificadores e nomes. Outro problema é que nem todos os fabricantes seguem a padronização de nomes da IEC 61850, que na edição 1.0 deixa margem para interpretações diferentes. Espera-se que na próxima edição isso seja esclarecido.

Por outro lado, também falta padronização das concessionárias. Não é difícil encontrar pontos (agora objetos, dados e atributos) que representam informações similares com nomes completamente diferentes. Isso se deve em parte à dificuldade já citada de se controlar manualmente a nomenclatura de grande quantidade de dados. A mesma ferramenta que faça a referência cruzada, sugerida acima, pode ser utilizada para padronizar os nomes. O uso de inteligência artificial é indicado para essa ferramenta.

Para o sistema aqui proposto, sugere-se que a parte inicial do nome do DL (veja a Figura 3.2) seja a identificação da unidade geradora, por exemplo, “U01”, “U02”, etc., seguida pelo caractere “_” (sublinha) e pela identificação do painel (ou subsistema), por exemplo, “RV” para regulador de velocidade, “RT” para regulador de tensão, etc. e outro caractere “_”. Assim, objetos relacionados ao regulador de velocidade da unidade geradora 15, por exemplo, teriam o nome iniciado por “U15_RV_”. Além disso, caso os dados de mais de uma usina sejam compartilhados (em qualquer nível do sistema de automação), pode-se incluir uma sigla representando a usina no começo do nome, por exemplo, “IB_” para DLs da Itaipu Binacional. A parte 7-410 da IEC 61850 [79] apresenta uma tabela de prefixos recomendados para os NLS, que é uma boa opção a ser seguida.

O aumento do tamanho do banco de dados de tempo real afeta a integridade e o

processo de comutação (*failover*). Para diminuir o fluxo de dados e o processamento, é necessário usar a técnica de relatório por exceção. O uso (e correto ajuste) de bandas mortas e de limites de taxas de variações para as entradas analógicas também ajuda. Devido ao grande trabalho necessário e à comodidade, há uma tendência em usar valores padrões (*defaults*). Deve ser feito um esforço para configurar os valores adequados, pois o benefício é considerável. Uma motivação a mais é o fato de estar especificando e projetando um sistema praticamente novo, do qual se espera longo tempo de vida.

Para aumentar a confiabilidade, devem ser feitas leituras (*scans*) de integridade de todos os pontos periodicamente. Isso garante que a base de dados de tempo real é atualizada. Tipicamente se realiza uma leitura a cada 15 minutos, valor que tem se mostrado satisfatório. Após uma comutação (*failover*), também é necessária uma leitura para inicialização de todos os pontos, recriando a base de dados de tempo real. Caso o número de pontos seja muito grande, o tempo para completar a comutação pode se estender demasiadamente.

O sistema proposto tem dois níveis de bancos de dados de tempo real. O primeiro fica no nível de estação de cada unidade geradora, no computador de estação, para os dados locais. O segundo fica no computador do nível de controle central, que é redundante. Ele recebe dados de todas as unidades geradoras da instalação (além de poder receber dados da subestação também, caso os sistemas sejam integrados - aqui se propõe que sejam). Essa disposição garante independência dos dois níveis. Note que, é fundamental que não exista discrepância de dados entre eles.

É importante selecionar os dados que “sobem” para os dois bancos de dados, evitando comunicações e armazenamentos desnecessários. O volume de dados de tempo real que sobe para o nível de estação centralizado é menor do que o utilizado no controle local. Da mesma forma, geralmente os dados que vão para o centro de controle remoto também são um subconjunto dos dados do controle centralizado.

De modo semelhante, o sistema proposto tem dois tipos de servidores de bancos de dados e históricos para os níveis de controle. O primeiro tipo é o instalado no nível de estação de cada unidade geradora, para os dados locais. Pode-se utilizar o próprio computador de estação para hospedá-lo. O segundo tipo é instalado em servidores redundantes com maior capacidade que ficam no nível de controle centralizado. Ele armazena os dados e históricos de todas as unidades geradoras da instalação (também pode incluir os dados da subestação, caso os sistemas sejam integrados).

Um terceiro tipo de banco de dados e histórico é para acessos externos, denominado “público” na Subseção 5.6.1. Ele pode ser acessado pelos sistemas corporativos, incluindo sistemas de apoio à operação (pós-operação) e à manutenção. Esse banco de dados armazenará dados históricos e outros dados necessários para os sistemas e usuários

externos. Parte dos dados do banco e histórico centrais (A e B) é duplicada para ele. Ele também pode ser o caminho para entrada de dados dos sistemas corporativos para o sistema de automação, que sejam necessários nos aplicativos.

Além das listas de alarmes e eventos existentes no sistema, deve ser possível recuperar dados históricos seletivamente dos bancos de dados de operação. Também deve ser possível gravar os dados recuperados em um meio transportável (disquete, *pen drive*, CD, etc.), para análise em outros lugares.

A experiência mostra que o componente que mais se danifica nos servidores de bancos de dados são os discos rígidos. Assim, sugere-se utilizar conjunto redundante de discos independentes (*redundant array of independent drives*) com técnica de espelhamento nesses servidores, para maior segurança dos dados. Eles também devem dar suporte para “troca a quente” (*hot-swapping*), permitindo que discos com defeito/falha sejam substituídos sem desligar o equipamento.

5.7 Modelo de Referência

Considerando todas as premissas, requisitos, restrições e demais análises acima, foi elaborado um modelo de arquitetura básica de referência para sistemas de automação de grandes usinas hidrelétricas. Esse modelo também leva em conta a tendência de evolução tecnológica.

A Figura 5.1 apresenta a arquitetura da unidade geradora. Note que, a proteção e a subestação estão fora do escopo deste trabalho.

O controlador da unidade geradora é um IED com capacidades de processamento e de comunicação necessárias para a coordenação da automação da unidade, portanto, um CLP mais simples que os utilizados para as arquiteturas centralizadas. Ele deve ser redundante.

Os subsistemas principais, o regulador de velocidade e o regulador de tensão, têm interface aderente à IEC 61850, mas de fato, para unidades geradoras de grande porte, eles são sistemas complexos. Porém, tanto do ponto de vista físico como lógico do sistema de automação, eles podem ser vistos como IEDs. A interface é uma camada de *software*. Esses sistemas devem continuar redundantes (internamente) para maior confiabilidade. Note que, na tecnologia convencional quase não havia redundância dessa forma.

Os demais painéis (identificados como “Painel X” na figura) são associados aos outros equipamentos primários e subsistemas. Entre eles podem ser citados: tomada de água, centro de controle de motores, sistemas de resfriamento, frenagem e levantamento, supervisão dos mancais, água pura, instrumentação da turbina e do gerador, seccionadoras, anti-incêndio, etc. Cada painel tem um pequeno IED para as funções locais de automação, incluindo a aquisição de dados. Caso os dispositivos associados a esses

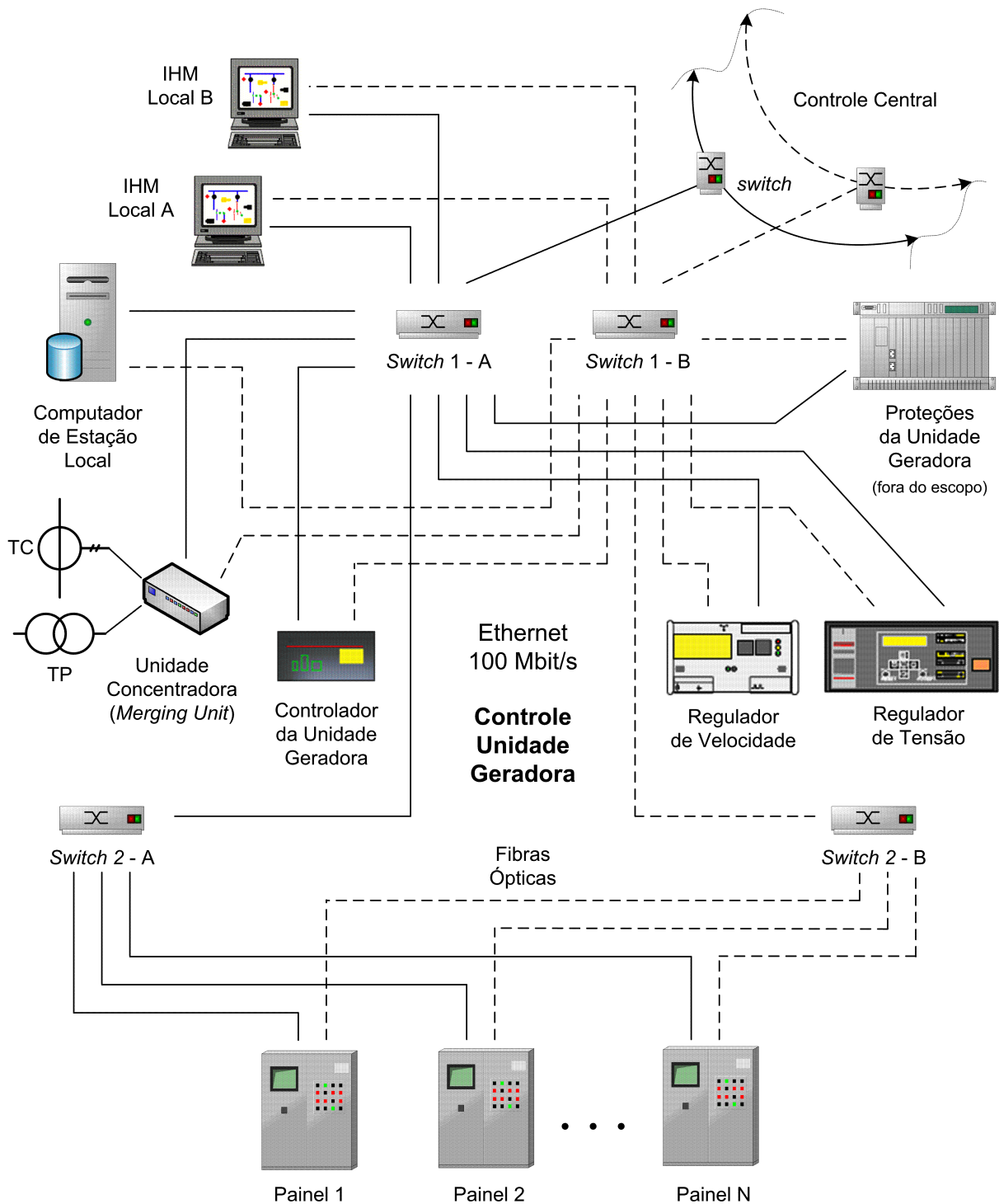


Figura 5.1: Arquitetura básica do sistema na unidade geradora

painéis não sejam substituídos por IEDs, há necessidade de conversão para interface IEC 61850. Nesse caso, a conversão pode ser feita por dispositivos dedicados nos respectivos painéis ou usando microremotas IEC 61850. Já existem no mercado algumas opções com poucas entradas e saídas, portas 100BaseFX e baixo custo. O problema é adequá-los para

garantir interoperabilidade.

Foi definido na Subseção 5.3.2 que o padrão utilizado para sincronismo de tempo é o PTP. Assim, o sincronismo é feito pela rede de comunicação, proporcionando maior flexibilidade. O relógio sincronizado por satélites GPS fica no nível de controle central, apresentado a seguir (Figura 5.2). Ele também pode receber a referência de um relógio central da instalação (em vez de usar satélites).

Conforme se pode observar na Figura 5.1, a IEC 61850 é aplicada ao máximo, explorando todos os benefícios da norma, incluindo a rede de processo. São utilizados TINCs fornecendo as amostras através de uma MU, ilustrada no lado esquerdo da figura. Segundo a IEC 61850, a MU não precisa ser um equipamento único, ela pode ser realizada junto ao TC ou TP. Entretanto, conforme discutido na Subseção 5.6.1, acredita-se que um equipamento dedicado é a melhor solução. Deve ficar claro que, os valores amostrados ficam restritos à rede da unidade geradora, ou seja, não “sobem” para o nível de controle centralizado.

Os transformadores principais da unidade geradora estão na interface (limite) do gerador com a subestação. Deve-se escolher em qual dos lados estará integrada a automação desses equipamentos. Aqui foi considerado que ela faz parte do sistema de automação da unidade geradora e é representada por um dos painéis da parte inferior da figura 5.1. Essa escolha deve ser baseada na interação do sistema de automação dos transformadores com o sistema de automação do gerador, na configuração do sistema antigo que está sendo modernizado, na localização física, etc. Portanto, o automatismo dos transformadores principais tem IEDs dedicados que poderiam fazer parte do sistema de automação da subestação.

Na arquitetura proposta o disjuntor da unidade geradora “pertence” ao sistema de automação da subestação. Portanto, é necessário um canal de comunicação com esse sistema, conforme ilustrado na parte inferior da Figura 5.2.

O computador de estação local tem as funcionalidades de controle e supervisão. Nele estão os bancos de dados de tempo real. Assim, ele funciona como intermediário (*proxy*) para os outros clientes do nível de estação local. Ele pode armazenar as imagens das telas do sistema, mas é preferível que elas fiquem nas próprias IHMs. Além disso, o computador de estação local inclui o banco de dados e o histórico (loais) e também os eventuais aplicativos desse nível. De acordo com a quantidade de dados e de *software*, pode ser usado mais de um computador para separar as funcionalidades. O histórico local armazena apenas dados essenciais. O histórico completo está alocado no nível de controle centralizado, conforme apresentado a seguir.

As IHMs têm as funcionalidades descritas na Subseção 2.5.1 e as características apresentadas na Subseção 5.3.5. Atualmente as IHMs são computadores pessoais

(sem *hardware* proprietário) com boa capacidade de processamento, memória e vídeo (geralmente com dois monitores). Essa transição ocorreu no início da década de 2000.

Apesar de existirem duas IHMs na figura do nível local, isso não é obrigatório. A IHM local (Figura 5.1) não precisa ser redundante, pois ela é usada apenas na falha do controle central (Figura 5.2) e situações raras. Porém, como o custo de uma IHM é relativamente baixo e a integração é simples (devido à relação cliente-servidor), pode-se optar por manter a redundância, para aumentar a confiabilidade e também para facilitar a operação e testes. Já no controle central, a quantidade de IHMs é definida pelas necessidades de operação da usina e despacho de carga (quantidade de unidades geradoras e de operadores). Isso já garante a redundância. Note que, o funcionamento do *video wall* é similar ao de uma IHM comum e geralmente é tratado assim. As IHM consultam os bancos de dados de tempo real e enviam comandos através de VLANs. A grande maioria das telas desenvolvidas para as IHMs locais podem ser utilizadas nas IHM centrais.

A Figura 5.2 apresenta a arquitetura de referência do sistema de automação no centro de controle na usina, abrangendo todas as unidades geradoras. Note que, a automação da subestação está fora do escopo deste trabalho.

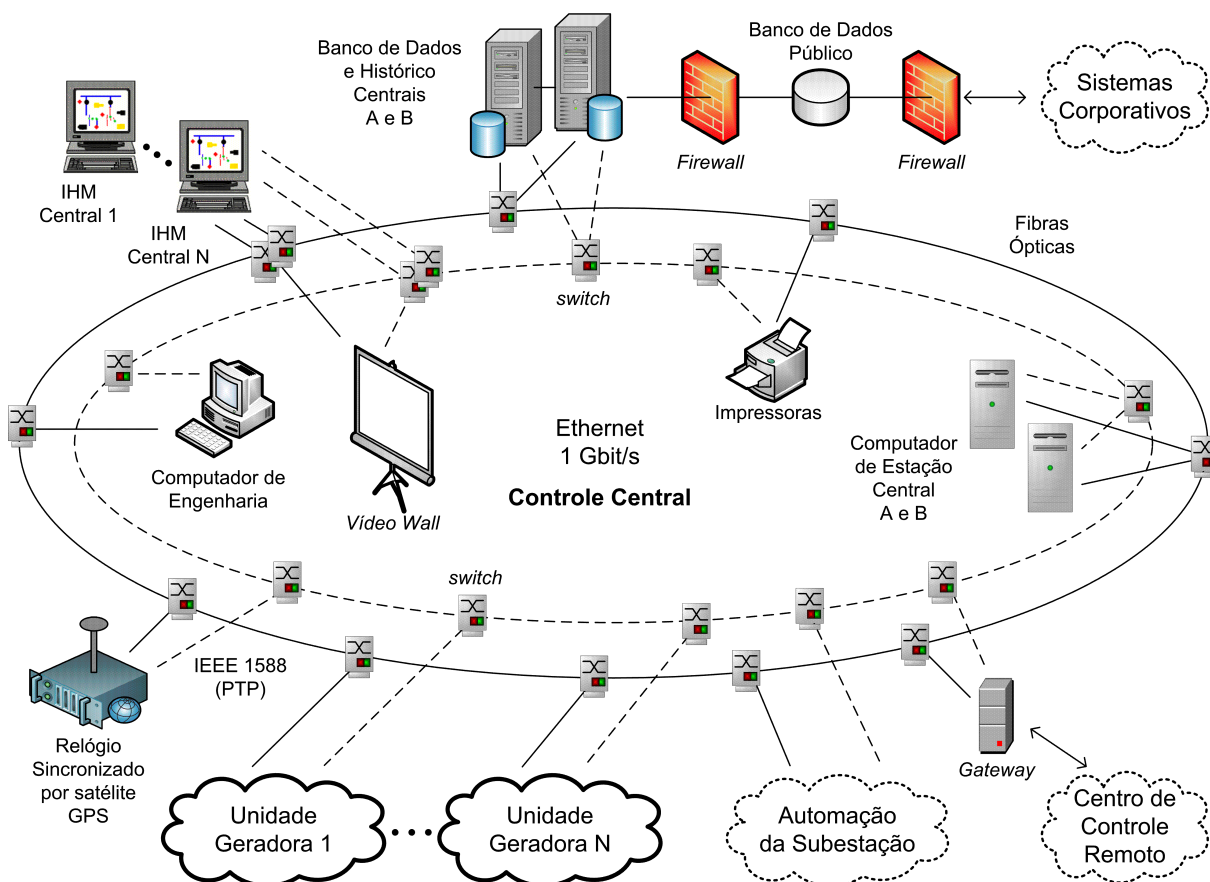


Figura 5.2: Arquitetura básica do sistema no centro de controle (na usina)

O computador da estação central (redundante: A e B) tem funcionalidades semelhantes ao computador da estação local, excluindo o banco de dados e histórico e incluindo os aplicativos do EMS. Note que, no sistema proposto estão integradas as funcionalidades do sistema SCADA. Elas já são providas pelo sistema de automação (diferente do que acontecia no passado com os sistemas convencionais, apresentados na Subseção 2.12.1). Além disso, todo o *software* do EMS (introduzido na Seção 2.9) e de apoio à operação em tempo real e ao despacho de carga podem rodar nesse computador.

No nível central há um computador dedicado (redundante: A e B) ao banco de dados e histórico. Ele é atualizado com os dados enviados pelo computador de estação central. Deve ser feita a seleção dos dados que “subirão” para o nível central e que irão para o histórico, para reduzir o fluxo de dados e os armazenamentos.

A figura conta ainda com um “computador de Engenharia”, para análises, configuração e parametrização do sistema. Ela ilustra também as impressoras, acessíveis por todos os computadores através da rede.

Como se pode observar, buscou-se uma solução simples. A simplicidade nesse caso proporciona facilidades na Engenharia e na análise da confiabilidade, resulta em baixo custo (dos equipamentos e de instalação), diminui a manutenção necessária e facilita as futuras modificações/extensões. Deve ser lembrado que, as restrições devem ser analisadas para garantir que seja possível realizar essa arquitetura.

Conforme mostrado na Subseção 2.3.2, na maioria dos casos, além das trocas de dados internas à instalação, o sistema de automação também deve enviar informações e receber comandos de fora da planta. Essa funcionalidade é realizada pelo *gateway* da figura. Ele deve ser previsto na especificação e no projeto. Como a IEC 61850 não dá suporte a essa comunicação, sugere-se ela use a norma IEC 61970. Pode-se dizer que o escopo da IEC 61850 termina onde o da IEC 61970 começa. Entretanto, há indícios de convergência entre a IEC 61970 e a IEC 61850, conforme citado na Subseção 3.4.1.

Não está representado na figura o IED para automação do vertedouro, que também deve ser redundante. Ele deve ter uma IHM local simples e um canal de comunicação com a estação central independentes. O mesmo se aplica para a eclusa, caso exista. Note que, não há necessidade de comunicação do sistema do vertedouro e da eclusa com o sistema de controle local da unidade geradora.

A alimentação dos componentes do sistema deve ser confiável. Geralmente se utiliza alimentação em corrente contínua com bancos de baterias garantindo o fornecimento de energia para os dispositivos. Os computadores (servidores e estações de trabalho) são alimentados por sistemas de energia ininterrupta (*uninterruptible power supplies*).

O sistema proposto é flexível. As modernizações podem ser realizadas primeiro até o nível de estação local (inclusive) e depois realizar a modernização do nível de estação

central, quando todos os níveis locais estiverem prontos, por exemplo. Além de tudo, o sistema proposto permite que os equipamentos e dispositivos dos níveis de estação (local e central) possam ser atualizados no futuro sem necessidade de adaptações dos dispositivos do nível de unidade. Isso é importante por dois motivos. Primeiro, devido ao curto tempo de vida dos equipamentos e dispositivos do nível de estação (relatado na Subseção 2.12.4). Segundo, pela possibilidade de acompanhar o desenvolvimento tecnológico de maneira fácil. Esse acompanhamento pode ser feito com escolha independente de fabricantes.

5.8 Especificação

As soluções passadas dão sugestões para resolver problemas futuros, mas é importante considerar os novos cenários. Muitas vezes as especificações técnicas são baseadas em especificações anteriores ou até fazendo apenas algumas modificações nelas. Para a proposta deste trabalho, isso é um erro grave. O simples ajuste de velhas especificações não resultará em sistemas de automação adequados à tecnologia atual. O sistema aqui proposto é completamente novo, usando o estado da arte, que tem grandes diferenças conceituais com relação aos projetos passados. A especificação deve tratar de um sistema distribuído, usando IEDs e fortemente baseado em comunicações por redes.

Aqui é proposto que seja feita uma especificação formal de acordo com a IEC 61850 (abordada na Subseção 5.8.1 a seguir), para explorar os benefícios da norma. Note que, isso não significa que as especificações técnicas que não são baseadas na IEC 61850 não sejam formais, conforme esclarecido na Subseção 3.5.5. As primeiras considerações e recomendações para a especificação de sistemas de automação baseados na IEC 61850 foram publicadas em 2005 [3]. As primeiras experiências em especificação de sistemas de automação de acordo com a IEC 61850 também foram realizadas em 2005 [137].

Especificações e contratos são formas de transferir riscos da concessionária para o fornecedor [71]. Entretanto, quando se detalha a especificação técnica, como o proposto aqui, a concessionária assume parte dos riscos. Ela tem responsabilidade maior pelo sistema proposto, que pode inclusive ser diferente da solução imaginada pelo fornecedor. Existe um compromisso entre detalhamento da especificação e liberdade para projetar. Assim, é importante que a concessionária decida se além dos requisitos mínimos todos os outros itens da especificação são obrigatórios, ou seja, devam ser atendidos exatamente da forma que foram especificados. Acredita-se que o melhor é deixar margens para ajustes e consenso entre concessionária e fornecedor (e terceiro, caso exista). Deve-se tomar cuidado para que o detalhamento excessivo não restrinja demais o fornecimento, principalmente em processos licitatórios. Além disso, existe o risco de que muitos detalhes possam comprometer o projeto, devido ao foco em detalhes e não em funcionalidades.

Outro problema é que, hoje em dia, dificilmente um fabricante tem dispositivos e equipamentos que atendam todos os atributos opcionais dos NLs. O ideal é que todos os atributos, obrigatórios e opcionais, definidos na IEC 61850 estivessem disponíveis nos IEDs do mercado, mas infelizmente isso está longe de acontecer. Muitas vezes, nem todos os atributos obrigatórios existem, forçando o uso dos NLs genéricos (os GGIOs). Uma consequência disso é que os projetos mais detalhados são muito específicos para atender um único cliente, dificultando encontrar um fornecedor, aumentando os custos e comprometendo a interoperabilidade.

Assim como nas especificações convencionais, a especificação técnica detalhada do sistema de automação deve contemplar todos os assuntos tratados neste capítulo (inclusive os testes, descritos na Seção 5.9 a seguir). Ela deve apresentar de maneira clara tópicos relativos a: funcionalidades (do sistema e dos IEDs), requisitos (confiabilidade, desempenho, segurança, etc.), restrições e arquitetura básica com os componentes. Antes da IEC 61850 isso era feito, em geral, de modo textual. Agora deve ser feito de modo formal utilizando a linguagem SCL, com auxílio de ferramentas de *software*.

Os diagramas funcionais são semelhantes aos diagramas unifilares convencionais, incluindo as posições dos IEDs e demais equipamentos. Porém, eles devem apresentar as funcionalidades como interações entre NLs, definidos na Subseção 5.5.2. Também é importante deixarem claras as definições de interfaces com os dispositivos primários e com os sistemas externos, já comentadas. Esses diagramas, funções de automação necessárias, são a base para o trabalho de especificação.

O primeiro passo da especificação é descrever as funcionalidades, identificadas nos diagramas acima. O comportamento e desempenho delas devem ser especificados como antes. A especificação deve conter informações de como toda a funcionalidade de automação é dividida em NLs, conforme descrito na Subseção 5.5.1, com os dados correspondentes. Isso deve ser feito usando a parte 7 da norma IEC 61850 [100] (dispositivos lógicos, nós lógicos, dados e atributos de dados), introduzida na Subseção 3.4.1. Devem-se utilizar identificadores e nomenclatura padronizados e também nomes de sinais relacionados à função. Essa modelagem pode ser deixada para ser feita pelo fabricante, mas o ideal é que a especificação já “nasça” assim, principalmente quando se trata de modernizações (ou de grandes usinas hidrelétricas). Apenas assim se alcançam as vantagens da formalização, apresentadas na próxima subseção.

Note que, além do descrito acima, a especificação deve abordar tópicos relacionados a aspectos contratuais, cronogramas e marcos, transportes e armazenagens, treinamentos, garantias, multas, etc. Eles estão fora do escopo deste trabalho.

5.8.1 Formalização

Conforme apresentado na subseção anterior, a especificação deve cobrir todas as características técnicas necessárias para a descrição e realização do sistema de automação. Deve ser assegurado para ambas as partes, concessionária e fornecedor, o conhecimento dessas informações de modo claro e objetivo, sem ambiguidades. O fornecedor deve ter todas as informações necessárias para proporcionar uma oferta adequada cobrindo as necessidades da concessionária. A SCL ajuda a assegurar isso.

A SCL deve ser usada para definir precisamente todas as características do sistema de automação. Com ela se reduz consideravelmente a possibilidade de interpretações erradas. Além do que, assim é possível utilizar ferramentas disponíveis, para facilitar o trabalho, ganhar tempo e proporcionar melhores resultados. Note que, dessa forma o integrador, independente de quem seja, também pode usar essas informações.

Antes da IEC 61850 não era necessário especificar os sistemas de uma maneira formal única e detalhada. Note que, isso não significa que as especificações técnicas anteriores não eram documentos “formais” no sentido mais amplo da palavra, conforme explicado na Subseção 3.5.5. Agora, os dados “informais” da especificação têm que ser traduzidos para a descrição formal usando a SCL. Se a concessionária não fornece a especificação formal (segundo a IEC 61850), ela deve ser feita pelo integrador ou pelo fornecedor do sistema. Independente de quem execute o trabalho, o importante é que a especificação seja o mais detalhada possível, sem criar limitações. Para essa tarefa, os fundamentos, características e limitações da IEC 61850 devem ser claramente conhecidas. Para isso é necessário investir em treinamento do pessoal envolvido (conforme abordado na Subseção 5.8.6 a seguir).

A especificação detalhada usando a SCL proporciona uma série de vantagens, apresentadas na Subseção 3.4.3. A principal é que a descrição formal garante a integridade e consistência dos dados durante todo o processo, desde a concepção geral do sistema até o final do comissionamento. O projetista e o integrador do sistema têm os dados especificados diretamente em suas ferramentas de Engenharia e de manutenção. Cada passo do projeto, realização e integração pode ser acompanhado de maneira mais fácil.

Com a descrição formal detalhada, há ganho de produtividade. Assim, é mais fácil para os fornecedores realizarem análises de viabilidade e de custos e também o projeto detalhado do sistema. Portanto, a Engenharia formal padronizada reduz o tempo de entrega do sistema. A formalização também proporciona liberdade de escolha para selecionar os fornecedores para trabalhos futuros. Com a documentação formal do sistema, o trabalho de Engenharia se mantém memorizado e pode ser reutilizado em qualquer momento para adaptações, extensões e até modernizações.

5.8.2 Lista de Objetos

Nos sistemas modernos, as antigas “listas de pontos” que acompanham a especificação tradicional são substituídas por “listas de objetos” (ou listas de NLs). Elas contêm mais informações que as primeiras. O dado do NL é mais que um simples ponto. Ele pode ter vários atributos de várias categorias, conforme apresentado na Subseção 3.4.1. Pode-se fazer uma relação dos pontos da lista com alguns desses atributos. Recomenda-se verificar as listas de pontos do sistema que vai ser atualizado e avaliar quais pontos são realmente necessários, que propósito eles têm e a quais funções eles pertencem. Note que, devido à padronização dos NLs, está implícito o propósito e a qual função eles pertencem. Devido também à padronização, quando se faz a especificação funcional baseada na norma IEC 61850, conforme descrito na Seção 5.5, automaticamente estão sendo definidos os objetos necessários (os NLs). O resultado é uma lista com todos os NLs que devem existir em cada equipamento e dispositivo.

O resultado da modelagem funcional do sistema pode ser comparado com a lista de pontos tradicional. Se não houver particularidades, todos os pontos da lista definidos como obrigatórios constarão na lista de objetos, pois eles devem ser fornecidos nos modelos de dados da IEC 61850. A norma também contempla a maioria dos pontos opcionais. Caso algum ponto opcional não exista, deve-se avaliar a real necessidade dele. Caso seja necessário, pode ser feita extensão da norma. Porém, deve ser lembrada a premissa de não utilizar GGI0s, apresentada na Subseção 5.3.1. Isso também pode causar problemas de fornecimento, devido à dificuldade de se encontrar no mercado IEDs que permitam os novos objetos.

Na IEC 61850 o fluxo de dados é realizado através dos serviços de comunicação, conforme apresentado na Subseção 3.4.2. Assim, além da lista de objetos, deve-se incluir na especificação uma lista dos serviços de comunicação necessários.

Os fluxos de dados criados por esses serviços definem as conexões entre os dispositivos. Podem ser criados, por exemplo, “mapas de GOOSE”, apresentando a origem e destino de cada mensagem desse tipo. Esse mapa seria o equivalente ao diagrama de interligação (cabearamento: bornes de origem e destino) associados às listas de pontos convencionais. As ferramentas de Engenharia podem ter essa facilidade, criando os mapas automaticamente a partir das mensagens configuradas. As informações necessárias estão no arquivo SCD.

Por fim, conforme discutido na Subseção 5.6.3, deve-se utilizar uma convenção de identificadores e nomes quando se definir os objetos. Isso facilita a construção do banco de dados, a criação das telas e também a manutenção deles.

A próxima subseção apresenta os arquivos de configuração de acordo com a IEC 61850 para a especificação e projeto.

5.8.3 Arquivos de Configuração

Todos os arquivos de configuração segundo a IEC 61850 utilizam a SCL, introduzida na Subseção 3.4.3. A seguir são apresentados os papéis desses arquivos na especificação e projeto do sistema de automação.

A capacidade do IED é descrita no arquivo ICD. Todo dispositivo que estiver em conformidade com a IEC 61850 tem um arquivo desse tipo. Os fabricantes devem fornecê-lo juntamente com a documentação do dispositivo. Muitas vezes, os fabricantes disponibilizam esse arquivo mesmo sem que se compre o IED, pois assim ele pode ser utilizado em especificações ou projetos. Geralmente os arquivos ICDs estão disponível na Internet, no *web site* dos fabricantes. Outras vezes, eles vêm nas bibliotecas das ferramentas de configuração fornecidas pelos fabricantes. Neste último caso, deve ser verificado se eles estão atualizados. Para as concessionárias, o ideal é que se possa exportar e importar capacidades (especificações das funções) independente do fabricante do IED. Além disso, o arquivo ICD pode ser usado como base para a verificação da conformidade do IED com a IEC 61850, requerida na Subseção 5.2.4. Um *software* de testes pode ler o arquivo e verificar automaticamente a adequação do IED à norma. Isso já é feito por algumas ferramentas disponíveis no mercado.

Cada IED também têm o seu arquivo de configuração específico: o CID. Esse arquivo geralmente não contém a configuração completa do IED, ele é customizado para um projeto ou aplicação. O arquivo ICD é tratado a seguir.

Na especificação usando a IEC 61850, a associação das funções aos equipamentos, apresentada na a modelagem do sistema (Seção 5.5), é feita usando a SCL. O arquivo resultante é o SSD. O SSD descreve os equipamentos, dispositivos e funções alocadas.

O arquivo SSD é o ponto inicial da descrição formal das funções e parte do modelo de dados. Tanto os dados obrigatórios como os opcionais são descritos nesse arquivo. Além disso, ele também permite incluir textos curtos ou referências aos arquivos que contém informações adicionais para os objetos. Isso facilita o entendimento do arquivo e serve como documentação. Ele pode ser complementado com mais informações, entretanto, o arquivo SSD não define detalhes sobre as interações e realizações das funções.

No projeto de acordo com a IEC 61850, a interligação das funções, definida pela arquitetura lógica descrita na Subseção 5.6.2, também é descrita usando a SCL. Nesse caso através do arquivo SCD. A ferramenta de projeto e integração do sistema necessita do arquivo SSD (gerado por uma ferramenta de especificação) e dos arquivos ICDs de todos os dispositivos do sistema. Ela agrega dados aos fornecidos por esses arquivos, como os conjuntos de dados para transmissão pelos serviços apropriados, para gerar o SCD. Se a configuração foi correta, os dados de todos os IEDs do sistema, representados

pelos arquivos ICDs, se ajustam ao arquivo SSD. O SCD também contém informações relativas à arquitetura física do sistema, descrita na Subseção 5.6.1. Nele são configurados os relacionamentos físicos e lógicos das comunicações entre os IEDs e os endereços de comunicação. Assim, o arquivo SCD descreve formalmente todo o sistema de automação.

O arquivo SCD também é útil para testes do sistema. Ele pode ser usado, por exemplo, como referência para simulações de comunicações, usando estimativas sobre a frequência dos eventos (mensagens GOOSEs, relatórios, etc.).

O arquivo SCD, assim como os outros arquivos, deve ser guardado como parte da documentação do projeto. Ele é necessário para manutenção. Qualquer alteração do sistema, como inclusão de um ponto ou de um novo alarme, por exemplo, é refletida nesse arquivo. Qualquer extensão ou atualização no futuro não iniciará do zero, mas a partir do arquivo SCD. O arquivo SCD é equivalente ao conjunto de desenhos “como construído” (ou “*as built*”) do sistema. Todos os arquivos de configuração (SSD, ICD, SCD e CID) devem ser requeridos na especificação técnica.

Uma vez pronto o arquivo SCD, ele conterá as configurações dos IEDs do sistema. Essas configurações precisam ser transferidas para os IEDs, para torná-los “conscientes” do seu lugar no sistema e de suas conexões com outros IEDs. Isso é feito pelos arquivos CIDs, gerados a partir do SCD, atualmente usando ferramentas dos IEDs. A Figura 5.3 apresenta o processo de geração e transferência dos arquivos. A ferramenta de projeto e integração, que gera o arquivo SCD, às vezes é chamada de “ferramenta do sistema”.

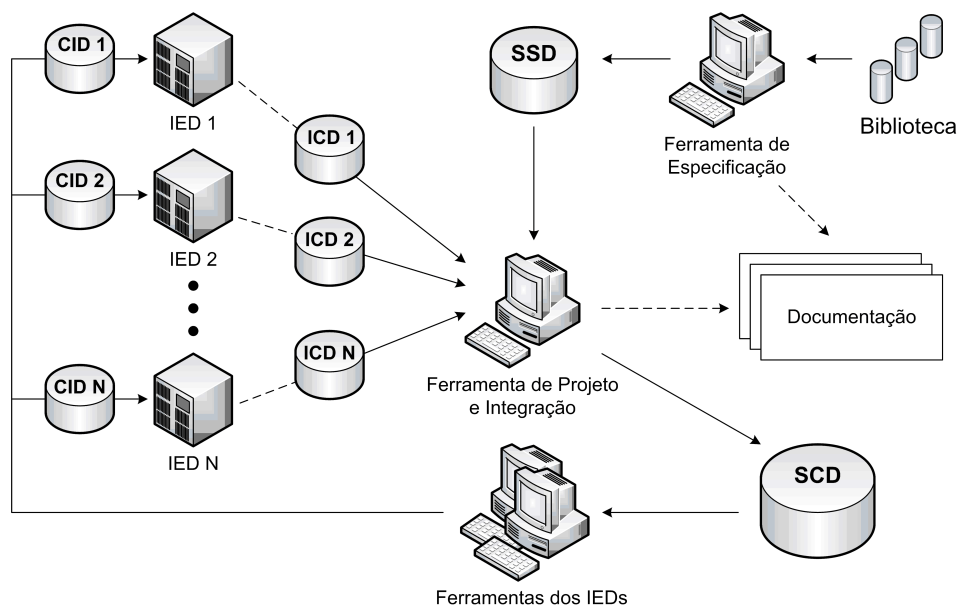


Figura 5.3: Geração e transferência de arquivos de definições e configurações

Note que, aqui é proposto que a ferramenta para especificação do sistema obtenha os dados (definições dos NLs) de bibliotecas independentes e não de arquivos ICDs. Essa é

uma inovação para dar maior liberdade para a especificação.

Um problema do processo acima descrito é que qualquer alteração que afete mais do que um dispositivo exige nova geração dos arquivos CIDs dos IEDs, para descarregá-los nos respectivos dispositivos. Isso precisa ser melhorado e se possível automatizado. São necessárias ferramentas de gerenciamento do sistema capazes de atualizar automaticamente vários IEDs e fazer consistência de versões dos arquivos. Esse tipo de ferramenta facilitaria o trabalho e contribuiria para o sucesso da norma.

Já existem no mercado algumas ferramentas para se trabalhar com os vários tipos de arquivos SCL supracitados. O ideal seria que existissem ferramentas completas para auxiliar em toda a Engenharia do sistema e que trabalhassem com qualquer IED. A subseção seguinte aborda o tema ferramentas do ponto de vista mais prático.

5.8.4 Ferramentas

As ferramentas podem ser divididas em *software* para configuração dos IEDs e para configuração do sistema. O último tipo se aplica tanto a especificação como ao projeto do sistema, que também pode ser feito por ferramentas separadas. Há grande diferença nas poucas ferramentas disponíveis, tanto com relação à interface como quanto aos procedimentos de uso. Existem desde ferramentas dedicadas simples até ferramentas sofisticadas, que se propõem auxiliar toda a Engenharia e documentação.

As ferramentas para os IEDs fornecem os arquivos ICDs, para especificação e projeto do sistema, e geram os arquivos CIDs, para configuração dos IEDs, conforme mostrado na Figura 5.3. Atualmente, na maioria dos casos, os fabricantes fornecem ferramentas específicas utilizadas para configuração de famílias de IEDs por eles desenvolvidos. Cada fabricante tem sua filosofia e geralmente essas ferramentas não configuram IEDs de outros fabricantes.

Alguns autores consideram a ferramenta de configuração do IED deva ser fornecida pelo fabricante do IED [81]. Acredita-se que se a ferramenta não for “empacotada” junto com o IED, será caro integrar esse dispositivo. Na prática, pode haver dificuldades para a realização dessa ferramenta por terceiros, entretanto não existe nenhuma restrição quanto a isso. O único requisito é que todas as ferramentas para IEDs sejam compatíveis com a IEC 61850 sobre o modelo e acesso aos dados padronizados. O problema é que alguns fabricantes definem particularidades nos arquivos de configuração dos IEDs. IEDs que não estejam atrelados às ferramentas dos seus fabricantes são mais flexíveis e devem ser preferidos pelas concessionárias.

Para obter o máximo benefício da tecnologia, a especificação técnica deve ser completamente traduzida para o arquivo SSD, conforme proposto na Subseção 5.5.1 e

ilustrado na Subseção 5.8.3. Deve ser dada atenção em como as ferramentas preenchem as partes opcionais e as partes que foram deixadas sem preencher intencionalmente. Como isso poder ser diferente de ferramenta para ferramenta, deve-se ter cuidado deixando a especificação o mais completa possível para se evitar imprevistos (comportamentos diferentes).

As ferramentas ajudam a reduzir tempo e custos. Elas permitem a reutilização e também facilitam a manutenção do sistema, conforme citado acima. Porém, treinamento e experiência são cruciais para tirar proveito das ferramentas. São necessários curso para saber como utilizá-las e também o que elas oferecem. Para usar as ferramentas eficientemente, os usuários devem ter habilidade e entender claramente o que estão fazendo, pois esse tipo de recurso é uma novidade para parte do pessoal do setor elétrico, principalmente no que diz respeito à IEC 61850. Portanto, além da ter as ferramentas adequadas, as concessionárias também devem dar treinamento às pessoas envolvidas. O tempo para aprender a usar as novas ferramentas de Engenharia e os custos devem ser considerados. Esse assunto é tratado na Subseção 5.8.6 a seguir.

5.8.5 Documentação

Um pré-requisito para a execução de qualquer projeto é que toda a documentação necessária esteja disponível. Diferente dos sistemas convencionais e de certa forma dos numéricos, nos sistemas modernos grande parte da documentação do sistema já é feita durante a especificação e projeto. Os arquivos, descritos na Subseção 5.8.3, são parte da documentação e devem ser recebidos com os sistemas. Assim, o tempo e os custos para documentação são reduzidos.

As ferramentas de *software* baseadas na IEC 61850 podem fornecer extensa documentação de todos os dados e funções utilizados. Elas podem converter automaticamente as configurações contidas nos arquivos SSD, SCD e CID em diagramas lógicos, mostrando o relacionamento entre os dispositivos, e gerar relatórios de serviços, fluxos de dados, configurações, etc. Essa é uma das maiores vantagens de documentação com relação ao processo tradicional. Agora, além do esforço para documentação ser menor, é mais fácil manter a documentação atualizada, pois toda alteração é refletida nela. Entretanto, devem-se controlar as versões. Isso é importante não apenas para documentação, mas principalmente para o bom funcionamento do sistema. Para a manutenção do sistema é imprescindível o controle das versões. Isso foi previsto, pois cada arquivo SCL contém um número de versão e de revisão para se distinguir de diferentes versões do mesmo arquivo.

A IEC 61850 também oferece facilidade para gerenciamento dos recursos e controle

patrimonial. O nome de placa eletrônico (atributo *Name Plate*) pode ser utilizado para isso. Uma ferramenta poderia pesquisar o sistema de automação através das redes, em qualquer momento, e ler todas as informações relevantes dos equipamentos instalados. Quando o equipamento é substituído, não há mais a necessidade de atualizar a documentação em papel ou, caso seja necessário, pode-se gerar um relatório. Entretanto, ainda faltam ferramentas de *software* para isso.

Todas as versões atuais de *software* e de *hardware* são disponíveis e podem ser lidas remotamente se a característica de placa é usada. Ela é disponível nos NLs, DLs, DFs e como nome de placa externa para os equipamentos também.

5.8.6 Recursos Humanos

A especificação detalhada proposta neste trabalho vai um pouco além da especificação tradicional. Ela entra em parte do projeto do sistema de automação. De acordo com a filosofia da IEC 61850, essa atividade deveria ser feita pelo fornecedor (ou terceiros). As informações da concessionária deveriam ser restritas ao arquivo SSD enquanto o fornecedor faria o projeto utilizando o arquivo SCD, detalhados acima. Entretanto, para a modernização o processo deve ser diferente.

Atualmente existem basicamente duas opiniões sobre as responsabilidades: uma que a concessionária deve ter grande participação na definição e projeto do sistema de automação e outra que ela deve fazer uma especificação simples e deixar o fornecedor desenvolver a proposta de solução. Para o caso de modernizações o melhor é que o detalhamento da especificação, descrito na Subseção 5.8.1, seja feito pela concessionária. Isso é o que tem se observado no setor elétrico brasileiro, conforme indicado pelos planejamentos de modernizações na Subseção 4.5.3.

Nos casos de modernizações, a concessionária tem grande conhecimento tanto do processo (equipamentos primários) como do sistema de automação que estava em operação, qualificando-a para a tarefa. Além do que, nas grandes usinas é importante que os empregados dominem a tecnologia. Como recomenda o EPRI, as grandes concessionárias devem ter conhecimento interno [71]. Entretanto, ao fazer parte do projeto, a concessionária está assumindo parcela maior de responsabilidades, conforme citado na introdução desta seção. Para pequenas usinas e instalações industriais (que estão fora do escopo deste trabalho), a contratação de consultores é uma boa opção.

As equipes de grandes concessionárias devem conhecer os dispositivos, suas capacidades e características operacionais. Elas também devem ser capazes de usar as ferramentas com habilidade, pois elas são necessárias para a especificação formal (segundo a IEC 61850). A IEC 61850 e as ferramentas de *software* não substituem os engenheiros

experientes. São necessários profissionais habilitados para usá-las.

Além disso, todas as pessoas envolvidas na especificação e projeto (e depois na manutenção) têm que conhecer os NLS básicos e aprender a linguagem SCL, em diferentes níveis de profundidade. Portanto, os empregados das concessionárias necessitam de treinamentos sobre a IEC 61850 e suas aplicações. A experiência também é desejável, mas essa só vem com o tempo. Apenas profissionais com experiência em sistemas modernos são capazes de elaborar uma solução explorando todos os benefícios da tecnologia. Nesse quesito os fornecedores levam vantagem, pois eles ganham muita experiência com a integração de diversos projetos e, portanto, podem ajudar as concessionárias.

Os empregados da concessionária podem ganhar um pouco de experiência participando da integração do sistema em suas usinas. Desde o início deve-se definir quem será o integrador: a concessionária, o fornecedor ou terceiros. Entretanto, caso as concessionárias não participem da integração do sistema (mesmo sem responsabilidades), elas podem acabar dependentes dos fornecedores ou terceiros que integraram o sistema [81].

Muitas responsabilidades têm sido atribuídas ao integrador do sistema [6, 66, 81]. Com a nova tecnologia acredita-se que a integração se estenda durante o tempo de vida do sistema. Essa é uma razão a mais para a participação ativa da concessionária na integração (e necessidade de preparação para isso). Note que, o integrador é mais importante em situações com vários fornecedores e fabricantes, cenário que provavelmente será mais comum com o sucesso da IEC 61850.

Nos projetos de sistemas de automação modernos, há integração de vários componentes de *hardware* e de *software*. Assim, é mais necessária (e fica mais evidente) a participação do integrador do sistema. O papel do integrador deve ser definido na especificação técnica. A rigor devem ser especificadas as responsabilidades do fornecedor, dos terceiros e da concessionária.

Há outras formas para os profissionais das concessionárias obterem conhecimentos. Os empregados da Engenharia de projetos devem estar cientes da gama de produtos disponíveis no mercado e visitar instalações onde eles são aplicados ou conhecê-los nos eventos ou diretamente nos fabricantes. Antes de qualquer especificação, deve-se ter pelo menos conhecimentos essenciais dos produtos. O pessoal da operação e manutenção também deve conhecer os equipamentos antes deles entrarem em operação, para já ir se familiarizando. O domínio das ferramentas de *software* também é importante. Ele é necessário para fazer a especificação e o projeto com qualidade e também para que depois as concessionárias não fiquem dependentes de um fabricante.

É importante que toda a equipe envolvida na realização: Engenharia, manutenção e operação, tenha uma visão completa do sistema e seja bem integrada. Por exemplo, o profissional que irá instalar um conversor não deve ter dúvida de qual será a função

deste dispositivo. Além de conhecer bem o equipamento, ele deve conhecer as origens dos sinais/dados e saber por onde eles passarão. Isto motiva e facilita a interação com o grupo durante a instalação e testes e também na solução de eventuais problemas. Em todas as etapas do processo de modernização é importante ter pessoas capacitadas e motivadas.

5.9 Testes

Os testes do sistema de automação podem ser divididos em quatro categorias:

1. Testes de Tipo e de Conformidade;
2. Teste de Aceitação em Fábrica (TAF);
3. Teste de Aceitação em Campo (TAC) ou Comissionamento;
4. Teste de Disponibilidade ou Período de Funcionamento Experimental (PFE).

Esses testes são abordados na IEC 61850, mais especificamente nas partes 3 [134], 4 [138] e 10 [139].

Algumas concessionárias consideram o comissionamento em sentido mais amplo: desde o projeto até a entrega do sistema, ou seja, ele engloba todos os testes acima. Todavia, a maioria das concessionárias considera comissionamento apenas os testes em campo para a entrada em operação. Assim ele é tratado aqui.

Esses testes visam verificar a conformidade com a especificação técnica: a arquitetura, as funcionalidades e os requisitos. Dessa forma, a base do processo de avaliação para os testes também deve ser estabelecida na especificação técnica. Além disso, essa é a oportunidade para certificar que o sistema é livre de falhas. Os testes de aceitação fornecem segurança tanto para a concessionária como para o fornecedor [86]. Eles servem para confirmar que as partes envolvidas estão de acordo sobre o sistema entregue.

Os resultados dos testes geram relatórios e outros documentos que têm valor legal. Todas as pendências devem ser registradas com detalhes. Geralmente após o término com sucesso de cada um dos quatro testes supracitados, é emitido um termo ou certificado de aceitação. A rigor, o teste seguinte só pode ser iniciado após a conclusão satisfatória do anterior. Os testes também envolvem outros documentos, entre eles podem ser citados: planos, cenários, planilhas e cronogramas. Eles são elaborados por uma das partes e aprovado pela outra ou são elaborados em conjunto.

Uma desvantagem indireta da nova tecnologia nos testes é o aumento do volume de dados, citado na Seção 2.12. Isso pode fazer com que a quantidade de testes cresça exponencialmente. Uma solução é fazer parte dos testes prematuramente.

Quando for possível, testes de consistência de dados e funcionais devem ser formalmente executados durante a fase de projeto (e até de especificação). O processo de especificação e projeto da IEC 61850, formal usando ferramentas de *software*, permite isso. Dessa forma, o escopo e a duração do TAF e do TAC podem ser minimizados. Essa estratégia é especialmente importante para as modernizações, pois os tempos de interrupção são reduzidos (essa é uma das maiores dificuldades para as modernizações, relatada na Subseção 4.5.7).

O uso da IEC 61850 simplifica o TAC, desde que seja assegurada a correta conexão de todas as interfaces externas. Apenas o desempenho geral de algumas funções pode ser impactado pela conexão de equipamentos externos. Entretanto, na prática ainda é comum se repetir em campo, no TAC, diversos testes que foram realizados em fábrica, no TAF. Isso se deve à tradição e também à grande responsabilidade do pessoal envolvido. Outros motivos para essa repetição podem ser o fato dos testes serem realizados por equipes diferentes ou porque a responsabilidade por cada teste é de uma área distinta (por exemplo, primeiro Engenharia de projeto e depois manutenção).

Para facilitar o trabalho e proporcionar melhores resultados, podem ser utilizados ferramentas ou sistemas específicos para testes. Devido aos modelos de dados orientados por objetos incluindo a semântica e aos serviços padronizados da IEC 61850, é possível criar ferramentas de *software* sofisticadas para testes e comissionamento. Algumas já são disponíveis [22].

As subseções a seguir apresentam os quatro tipos de testes com mais detalhes.

5.9.1 Testes de Tipo e de Conformidade

Os testes de tipo, ou ensaio de modelo, são realizados para certificar o dispositivo. Os testes de conformidade são realizados para verificar se o dispositivo está seguindo as normas, neste caso, especialmente a IEC 61850. Eles são focados no dispositivo sob teste, portanto, são independentes do projeto do sistema de automação. O primeiro passo é verificar se todo o *hardware* está correto (modelos e versões). Note que, os dispositivos de rede também devem ser testados.

Nos testes de conformidade se verifica, por exemplo, se o IED tem os modelos de dados e serviços corretos de acordo com a norma, conforme premissa da Subseção 5.2.4. A rigor, são verificadas as conformidades de todas as características definidas pela norma em questão. A parte 10 da IEC 61850 [139] estabelece os requisitos e diretrizes para os testes de conformidade.

Nos testes de conformidade, deve-se considerar a interoperabilidade. Vários requisitos como, por exemplo, a documentação formal, devem ser verificados para certificar a

interoperabilidade [140]. Os testes de interoperabilidade não são triviais pelo menos por três razões [47]:

- eles não são limitados ao conjunto de alguns endereços para checar que a comunicação entre dois dispositivos está correta, como nos protocolos anteriores;
- eles vão além da comunicação pura e compreendem a aplicação completa (por exemplo, incluem a interface com o processo). Note que, como as funções não são descritas na IEC 61850, os testes da aplicação não podem ser definidos na norma;
- eles devem ser executados no contexto do projeto, ou seja, com a arquitetura lógica que solicite/carregue os dispositivos e possa alterar o desempenho geral da função.

Normalmente os testes de tipo e de conformidade dos dispositivos e equipamentos são de responsabilidade dos fabricantes e podem ser realizados por uma terceira parte. Atualmente só existem duas entidades internacionais para certificação IEC 61850. Entretanto, alguns fabricantes estão investindo em estrutura para isso. O detalhamento dos testes é feito por essas entidades. Os testes de conformidade devem ser específicos para cada dispositivo com base nas capacidades e recursos identificados nos arquivos: *Protocol Implementation Conformance Statement* (PICS), *Protocol Implementation eXtra Information for Testing* (PIXIT) e *Model Implementation Conformance Statement* (MICS) [139]. Esses arquivos são fornecidos pelo fabricante do dispositivo. A concessionária deve exigir os certificados de homologação, comprovando que os dispositivos estão de acordo com a norma.

Os certificados de testes de tipo tradicionais dos dispositivos e equipamentos também podem ser solicitados, a critério da concessionária. A parte 3 da IEC 61850 [134] se refere a outras normas relacionadas a interferências eletromagnéticas, para testes.

Os ensaios de tipo e testes de conformidade não garantem completamente que todos os requisitos funcionais e de desempenho são cumpridos. No entanto, quando adequadamente realizados, esses testes reduzem o risco de ocorrência de problemas na integração na fábrica e no campo. Os ensaios de conformidade não substituem os testes específicos relacionados com o projeto do sistema: o TAF e o TAC, apresentados nas próximas subseções.

5.9.2 Aceitação em Fábrica

O TAF tem que provar que o sistema atende a especificação técnica e o projeto aprovado, para que possa sair da fábrica. São realizados testes funcionais específicos do sistema de automação fabricado. São verificados, por exemplo, a quantidade de entradas e de saídas dos dispositivos, os mapeamentos lógicos entre essas entradas e saídas e as

variáveis (objetos) e também os mapeamentos nas telas das IHMs. O TAF é planejado e executado pelo fabricante com o acompanhamento da concessionária.

O pré-requisito para se iniciar o TAF é que todos os componentes estejam prontos e em conformidade com a IEC 61850, ou seja, que o teste apresentado na subseção anterior tenha sido concluído com êxito. Todos os arquivos em SCL usados na Engenharia, especialmente o arquivo SCD final, devem estar disponíveis. Além disso, deve ser verificado se todas as versões de *software*, configurações, bancos de dados e *hardware* estão corretas. Isso também é uma pré-condição para o TAC (apresentado na próxima subseção).

Geralmente no TAF não estão disponíveis todos os componentes externos ao sistema de automação, como os equipamentos primários e dispositivos do centro de controle, por exemplo. Os componentes ausentes devem ser simulados. Se o sistema tem simuladores da rede de processo, eles podem ser configurados para representar os dispositivos primários. Para os componentes existentes, como os IEDs, por exemplo, os testes do sistema devem ser feitos injetando sinais neles. Computadores podem ser usados para simular o centro de controle.

Os testes devem ser realizados o mais próximo possível das condições reais de operação do sistema. Conjuntos de testes controlados por computadores permitem testes dinâmicos. Paulino, Siqueira e Pereira propõem diretrizes para um dispositivo de testes universal e uma concepção de conjunto completo de testes [141]. Espera-se que no futuro existam simuladores digitais para testes mais baratos que um IED [14].

A IEC 61850 simplifica o TAF desde que os testes de consistência dos dados já tenham sido feitos formalmente nas fases de especificação e projeto. Caso a modelagem esteja correta, agora se deve testar a dinâmica do sistema, ou seja, a interação de entradas, processamentos e saídas. Para avaliar o desempenho geral e ter certeza que todas as interações entre os diferentes IEDs estão corretas, é necessário aplicar sinais de testes simultaneamente em vários IEDs.

Os testes devem ser realizados com tráfego de dados razoável de fundo, para simular o funcionamento normal do sistema. Deve ser lembrado que, na arquitetura aqui proposta (ilustrada na Seção 5.7), as medidas dos TCs e TPs trafegam pela rede de comunicação. Assim, não são mais necessários voltímetros e amperímetros, os testes são feitos recuperando os dados da rede. As ferramentas para testes podem ser facilmente conectadas em qualquer parte do sistema de comunicação. Pode-se conectar uma IHM no *switch* mais próximo ao equipamento sob teste e ver nela simultaneamente todos os pontos de estados, sinais analógicos, alarmes, etc.

Considerando os itens apresentados acima, o TAF é similar ao feito para os sistemas numéricos. As funcionalidades de automação devem ser testadas da mesma forma. A

diferença é o maior uso de comunicações de dados, em especial dos sensores e atuadores, que também devem ser testadas. Além disso, agora pode ser maior a distribuição de funções, inclusive envolvendo dispositivos de fabricantes diferentes. Isso pode dificultar um pouco mais o teste completo das funções. Note que, as condições de fluxos de dados na rede de comunicação têm impacto sobre o teste de desempenho dessas funções. Com relação ao desempenho, devem ser verificados os tempos máximos de operação das funções e os tempos máximos das mensagens associadas.

Para se testar as funcionalidades devem ser considerados os casos de testes positivos e negativos [139], relacionados a atuar e não atuar, respectivamente. Os testes positivos estão associados à disponibilidade do sistema. Os testes negativos estão associados à segurança do sistema.

Os testes funcionais em fábrica do sistema proposto podem ser divididos em:

1. **Componentes:** testar a funcionalidade de cada dispositivo: IED, computadores, *switches*, etc. Note que, parte da funcionalidade já foi provada nos testes de conformidade;
2. **Unidade Geradora:** testar as funcionalidades até o controle local (do conjunto apresentado na Figura 5.1);
3. **Central:** testar as funcionalidades do controle central (conjunto apresentado na Figura 5.2). Parte desses testes pode ser realizada concomitante ao item anterior.

Por fim, uma recomendação é incluir no cronograma um bom tempo para testes não estruturados como, por exemplo, 15% do tempo gasto nos testes estruturados. Devido ao fato da tecnologia usada ser relativamente nova, a probabilidade de surgirem necessidades de novos testes durante o TAF é maior do que nos sistemas convencionais ou numéricos, dos quais se tem mais experiência.

Quanto mais completos e abrangentes forem os testes em fábrica, maior será a probabilidade de encontrar os problemas existentes. Assim, eles poderão ser corrigidos, tornando mais fáceis e rápidos os testes em campo, apresentados na próxima subseção. As funcionalidades de um sistema com rede de processo plena, como o aqui proposto, podem ser quase totalmente testadas na fábrica.

5.9.3 Aceitação em Campo

Assim como o TAF, o TAC tem que provar que o sistema atende a especificação técnica e o projeto aprovado, mas agora para que possa entrar em operação. Por outro lado, diferente do TAF, todos os dispositivos e equipamentos definitivos estão conectados

ao sistema. O teste do sistema completo é o mais importante. Nele é checado se todos os dados, comando e funcionalidades estão corretos e com desempenho adequado, usando a configuração final do sistema. O TAC é planejado e executado pela concessionária com o acompanhamento do fabricante.

Assim como nos sistemas convencionais, o TAC pode ser dividido em duas partes: verificação da correta conexão dos equipamentos primários e verificação das funcionalidades. Na tecnologia moderna, as entradas e saídas dos equipamentos primários são conectadas a IEDs localizados nos próprios equipamentos. As conexões elétricas são internas aos equipamentos e suas interfaces seguem a IEC 61850. Assim, para novos equipamentos, o cabeamento desses IEDs pode ser testado na fábrica. No caso de modernizações é diferente, pois os antigos equipamentos primários (atualmente sem interface IEC 61850) são mantidos e, portanto, todo o cabeamento deve ser verificado. A conexão do sistema de automação com os (IEDs dos) equipamentos primários pode ser feita através de apenas um par de fibras ópticas (dois pares para redundância).

Toda a fiação interna aos painéis e cabeamento externo devem ser checados. Após essa verificação, estando as ligações corretas, os circuitos podem ser energizados. O teste que exigia mais tempo, o ponto a ponto entre painéis, não existe mais. Agora se devem verificar apenas algumas fibras ópticas e suas conexões. Podem ser realizados testes desde os dispositivos primários até o nível de estação (diretamente). As conexões com os sistemas remotos, como o centro de controle (COR ou COS, apresentados na Subseção 2.3.2), também devem ser testadas.

Os testes funcionais em campo do sistema aqui proposto também podem seguir as três etapas definidas no TAF, na subseção anterior. A primeira etapa de testes, dos componentes, pode ser bem mais simples. Os outros testes funcionais também podem ser reduzidos, pois tudo já foi testado em fábrica. O uso da IEC 61850 simplifica o processo, pois garantindo as ligações corretas de todas as interfaces, a consistência dos dados e o comportamento lógico das funções não se desviam do estado conhecido do TAF. Note que, alguns testes podem ser realizados mesmo antes do TAF, na fase de projeto.

A norma IEC 61850 apresenta uma abordagem um pouco diferente para o TAC. A parte 4 da norma [138] contem uma figura que mostra quatro etapas. Ela propõe testes de troca de informações e de funções entre os níveis: a) processo - unidade; b) unidade - estação; c) estação - centro(s) de controle; d) processo - centro(s) de controle. Note que, considerando a presença do nível de estação local (proposto neste trabalho), é necessário incluir mais uma etapa contemplando esse nível ou testá-lo concomitante ao nível de estação (central).

No campo, normalmente todos os componentes do sistema estão disponíveis e nenhuma parte precisa ser simulada. Entretanto, caso for necessário, alguns componentes também

podem ser simulados, assim com é feito no TAF. Por exemplo, quando um sensor ainda não está em serviço, uma função substituta pode ser usada para fornecer os dados dele. Isso não é desejado, mas permite que o comissionamento do sistema de automação possa começar antes que todos os equipamentos estejam instalados, no caso de algum imprevisto. Essa também pode ser a solução para não parar os testes se ocorrer algum problema durante a execução como, por exemplo, o defeito de algum dispositivo ou equipamento que não tenha sobressalente prontamente disponível.

5.9.4 Período de Funcionamento Experimental

Concluído o TAC com êxito, é iniciado o Período de Funcionamento Experimental (PFE) ou teste de disponibilidade. A condição é que o sistema esteja totalmente instalado e pronto para operação, com todas as funções especificadas e aprovadas no projeto disponíveis.

A duração típica do PFE para esse tipo de sistema é de 30 a 60 dias consecutivos. Em caso de problemas durante esse período, o fornecedor do sistema deve prover serviço de atendimento emergencial. Essas intervenções devem ser documentadas através de relatórios, apresentando o defeito constatado e as ações para solução executadas. Também podem ser solicitados relatórios periódicos de desempenho do sistema.

Com o término satisfatório do PFE, a concessionária emite um certificado ou termo de aceitação provisória, dando início ao período de garantia. Algumas concessionárias consideram que o PFE faz parte do período de garantia. Após o período de garantia, quando todo o fornecimento estiver completo e sem pendências, a concessionária emite um certificado ou termo de aceitação final. Para a emissão desse último são verificadas, além das questões técnicas, as questões financeiras e jurídicas.

5.10 Método para Especificação e Projeto

Nesta seção é proposto um método para especificação e projeto de sistemas de automação de unidades geradoras aplicado a modernizações. O enfoque é partir de um sistema primário existente e elaborar a solução de automação. Esse método também se aplica parcialmente a novos sistemas. Ele é dividido em treze etapas, definidas a seguir, incluindo a preparação, execução (realização) e testes.

1. Planejar e Definir Diretrizes:

Para o sucesso da modernização, o planejamento é muito importante. Alguns pontos a serem considerados foram levantados na Seção 4.9. Note que, o planejamento pode ser feito com muita antecedência à modernização.

Em seguida, devem-se definir as diretrizes para a especificação e projeto do sistema, conforme Seção 5.2. No caso deste trabalho, elas estão fundamentadas nos estudos das modernizações e na evolução dos sistemas de automação elétricas, apresentados nos Capítulos 4 e 2, respectivamente.

Conforme exposto ao longo deste capítulo, a diretriz de maior impacto no sistema proposto é a adoção da norma IEC 61850, introduzida no Capítulo 3, visando o longo tempo de vida. Note que, isso define a tecnologia para as comunicações (e as interfaces).

A rigor, as atividades desta etapa não fazem parte da especificação, elas são a preparação para a modernização.

2. Descrever o Sistema Primário:

Descrever o sistema primário (definido na Subseção 2.3.1: unidade geradora, equipamentos auxiliares, subsistemas, painéis, etc.) existente por meio de textos e figuras. Devem ser criados diagramas, incluindo os tipos e as posições dos equipamentos. Essa é a base para toda a Engenharia do sistema.

Note que, nos casos de modernizações, praticamente todos os equipamentos primários já estão definidos (e são bem conhecidos pela concessionária). Isso não ocorre para os novos sistemas. Além disso, para as modernizações, grande parte da documentação supracitada já está pronta, restando apenas organizá-la.

Para que o novo sistema de automação seja completamente moderno, é necessário que os transformadores de instrumentação tenham interfaces para a rede de processo, conforme descrito na Subseção 5.6.1. Caso os TCs e TPs antigos não tenham essa característica, deve-se avaliar a substituição deles ou a inclusão das interfaces necessárias (MUs ou similares definidas na Subseção 3.5.3).

Assim como nos sistemas anteriores, também devem constar na especificação técnica as informações sobre o ambiente. São dados das características e condições dos locais de instalação dos dispositivos e salas de controle (incluindo leiautes), da alimentação de energia, dos canaletos e dutos (dimensões e localizações), etc.

Conforme descrito na Subseção 4.6.3, pode ser necessária (ou pode ser uma oportunidade para) a reforma das salas de controle. Se for o caso, a reforma deve ser especificada.

3. Descrever os Requisitos Funcionais:

Descrever as funcionalidades necessárias para o sistema de automação. Elas são basicamente as capacidades de aquisição e armazenamento de dados, supervisão,

comando e controle automático. Elas estão descritas com mais detalhes no Capítulo 2. Grosso modo não há grandes variações para diferentes instalações.

As funcionalidades definem os papéis dos diversos componentes no sistema. Assim, a descrição delas é necessária para se determinar os relacionamentos (definir as interfaces) de todos os componentes do sistema de automação com os equipamentos primários, descritos na etapa anterior, e entre eles. Esse processo está detalhado na Subseção 5.3.1. As funcionalidades associadas a sistemas externos também devem ser descritas.

Além das questões funcionais, o sistema de automação deve atender a diversos requisitos técnicos como de segurança e desempenho, por exemplo. Eles estão arrolados na Seção 5.3. Devem-se atribuir valores para esses requisitos ou descrevê-los através de cenários claros e objetivos.

As descrições desta etapa devem ser feitas como antes, no método tradicional.

4. Descrever os Requisitos do Fornecimento:

Devem constar na especificação técnica as informações relativas às características básicas dos principais componentes que serão fornecidos: estações de trabalho (IHMs) e demais computadores, *switches*, IEDs, etc. É comum se especificar requisitos mínimos aceitáveis. Esses dados serão utilizados como referência pelo fornecedor na etapa 10.

Também devem constar na especificação técnica outros requisitos relativos ao fornecimento, entre eles podem ser citados:

- gerenciamento (planejamento, supervisão, colocação em serviço, etc.);
- inspeções, transporte, armazenagem;
- documentação (manuais, desenhos, formatos, meio físico, etc.);
- peças sobressalentes e ferramentas especiais;
- controle de qualidade, garantias e aceitações (provisória e final);
- treinamentos.

Os testes também devem ser especificados. Pode-se utilizar como referência a estrutura de testes sugerida na Seção 5.9.

Note que, esta etapa pode ser feita antes das duas anteriores.

5. Identificar as Restrições:

Podem existir fatores técnicos ou não que imponham restrições ao projeto do sistema. Eles devem ser identificados no início do processo, figurando na especificação técnica, pois terão impactos no projeto e na execução. As restrições mais comuns são associadas às informações das três etapas anteriores e estão arroladas na Seção 5.4 (incluindo as restrições específicas para as modernizações).

6. Elaborar a Especificação Técnica Básica:

Os requisitos (funcionais e outros) e restrições supracitados definem a especificação técnica básica, introduzida na Seção 5.8. Ela é a especificação funcional que descreve o que o sistema de automação deve ser capaz de fazer, os requisitos e as características (incluindo as partes da planta concernentes ao sistema). Entretanto, essa especificação não entra em detalhes de como as funcionalidades são alcançadas, ou seja, ela não define qual forma de projeto ou realização deva ser adotada.

Esta etapa é praticamente idêntica ao que se fazia para a especificação tradicional, compilando todos os dados das etapas anteriores. A diferença é que agora pode ser mais simples, pois a especificação será formalizada usando os modelos de objetos da norma IEC 61850 na próxima etapa.

7. Modelar o Sistema:

Esta etapa poderia ser chamada “Elaborar a Especificação Técnica Funcional Formal” (note que, “formal” significa de acordo com a IEC 61850, conforme esclarecido na Subseção 3.5.5). Nela deve-se formalizar a especificação funcional do passo anterior, ou seja, modelar as funcionalidades atendendo os requisitos e restrições, conforme apresentado na Subseção 5.8.1.

Os componentes e as funcionalidades do sistema determinam os modelos de dados (ou classes) necessários para realizá-los. No contexto deste trabalho, modelar as funcionalidades é a identificação e escolha dos NLS que serão utilizados e suas relações (com os equipamentos primários e outros NLS), conforme detalhado na Subseção 5.5.1. Assim, é necessária a modelagem dos equipamentos primários descritos na etapa 2.

Aqui se propõem que sejam utilizadas bibliotecas como fontes de NLS e não os arquivos ICDs de IEDs (conforme descrito na Subseção 5.5.1). Isso dá maior liberdade para a concessionária, permitindo obter sistemas mais adequados às instalações (em teoria sem restrições de NLS), e para o fornecedor, permitindo escolher os IEDs mais adequados para o sistema. Também devem ser modelados os dados que serão trocados com sistemas externos. Note que, não é feita atribuição de funções aos IEDs (que ainda não foram escolhidos).

O processo é feito com a ajuda de ferramentas de *software*, como descrito na Subseção 5.8.4, que vão escrever a especificação formal em SCL gerando o arquivo SSD. Também é possível incluir pequenos textos descritivos ou referências (da etapa 3) no arquivo SSD, para deixar a especificação mais clara e facilitar o entendimento. Considerando os atributos de dados dos NLS selecionados, na especificação formal estarão contidas as antigas listas de pontos das especificações tradicionais, conforme descrito na Subseção 5.8.2. Dessa forma, os identificadores de todos os pontos já estarão definidos (pela concessionária).

Para subestações, tipicamente esta etapa tem sido feita pelos fornecedores, após a elaboração da especificação técnica tradicional (sem o formalismo da IEC 61850) pela concessionária - etapa 6. Entretanto, conforme estabelecido nas Subseções 4.5.3 e 5.8.6, para grandes usinas o melhor é que os profissionais delas façam isso. Essa afirmação é mais evidente para os casos de modernizações, conforme já discutido.

8. Definir a Arquitetura do Sistema:

Esta etapa pode ser vista como o início do projeto básico. Do ponto de vista da IEC 61850, a especificação termina com o arquivo SSD (concluído na etapa anterior), o qual é usado para o processo de projeto (início da criação do arquivo SCD).

A arquitetura do sistema pode ser definida pela própria concessionária, pelo fornecedor ou por terceiros (sozinhos ou em conjunto). No método aqui proposto foi estabelecido que essa tarefa seja da concessionária.

Esta etapa é dividida em dois passos:

- (a) **Definir a Arquitetura Lógica:** Definir como os NLS das funções (as funcionalidades modeladas) serão distribuídos nos painéis ou subsistemas e definir também as interligações entre eles (as conexões lógicas introduzidas na Subseção 3.4.2). Note que, isso determina os serviços de comunicação necessários, considerando os requisitos funcionais e de desempenho. Devem ser relacionados todos os serviços para atender as funcionalidades incluindo, por exemplo, os serviços para a criação de listas de eventos e de alarmes. Devem ser especificados os tipos de serviços de comunicação, os conjuntos de dados (*data sets*) e as condições para iniciar comunicações: os blocos de controle (*control blocks*). Esse processo foi detalhado nas Subseções 5.6.2 e 5.8.2. Os resultados são o agrupamento de NLS em DLs e os mapas de comunicações.
- (b) **Definir a Arquitetura Física:** Projetar a rede de comunicação física que dê suporte à arquitetura lógica e atenda aos outros requisitos: basicamente

alocar os *switches* e definir as interligações físicas (introduzidas na Subseção 3.4.2), pois o padrão de rede já está definido (Ethernet) e a topologia escolhida, conforme apresentado na Subseção 5.6.1. Note que, é pressuposto que será utilizada a arquitetura ilustrada nas Figuras 5.1 e 5.2.

Note que, a Engenharia para projeto do cabeamento metálico convencional é substituída pela Engenharia para definir os fluxos de dados e as ligações da arquitetura física por fibras ópticas.

9. Elaborar a Especificação Técnica Detalhada:

Considerando os métodos tradicionais, essa etapa seria a elaboração do projeto básico, atividade desempenhada normalmente pelo fornecedor. Entretanto, como aqui se propõem que ela seja uma atividade da concessionária para informar ao fornecedor como deve ser o sistema, ela foi chamada de especificação. A IEC 61850 permite que esta etapa seja feita pela concessionária e que diversos fornecedores tenham condições de atender ao solicitado.

A especificação técnica detalhada vai além da descrição das funcionalidades. O resultado desta etapa são documentos (alguns formalizados segundo a IEC 61850) contendo a especificação técnica básica (funcional e fornecimento) e o projeto básico. Portanto, a especificação desta etapa inclui detalhes construtivos do sistema, como os descritos na etapa anterior.

Note que, como a etapa anterior envolveu o arquivo SCD, aqui está se considerando que parte desse arquivo diz respeito à especificação detalhada. Isso vai de encontro ao que foi concebido pela IEC 61850. Entretanto, a justificativa já foi apresentada: considerou-se que a etapa anterior é feita pela concessionária e não pelo fornecedor.

A especificação técnica detalhada dessa forma facilita o processo de aquisição do sistema. A definição de particularidades do sistema auxilia na elaboração dos orçamentos dos fornecedores, permitindo cotar um sistema mais próximo do que realmente será fornecido. E no caso de efetivação da compra, grande parte da Engenharia já está pronta e formalizada.

10. Escolher os Componentes do Sistema:

Aqui começa efetivamente o trabalho do fornecedor. Como até a etapa anterior foi considerada especificação (feita pela concessionária), esta é a primeira etapa referente ao projeto feita pelo fornecedor. Sugere-se que o fornecimento seja do tipo chave na mão e feito por um único fornecedor (que pode utilizar componentes de

vários fabricantes), conforme justificado na Subseção 4.5.3. Além disso, é importante que a concessionária participe da integração.

Nesta etapa são escolhidos os componentes (IEDs, dispositivos de comunicação, computadores, IHMs, etc.) para realizar o sistema, considerando os requisitos mínimos especificados. As diretrizes dessa escolha foram descritas na Subseção 5.6.1. A arquitetura definida na etapa 8 em conjunto com os componentes selecionados nesta etapa representam o sistema completo.

Com relação aos IEDs, basicamente é selecionar os dispositivos que realizem as funções requeridas, ou seja, escolher os IEDs nos quais possam ser criados os DLs definidos. Pode-se utilizar como regra a minimização da quantidade de IEDs necessários. De acordo com a modalidade de aquisição, a concessionária pode impor restrições dizendo quais IEDs estão qualificados/homologados para o sistema.

Como os IEDs são definidos nesta etapa, só agora estão disponíveis os arquivos ICDs. Assim, as informações desses ICDs devem ser incluídas no arquivo SCD usando ferramentas adequadas. Podem ser necessárias trocas de NLs e alterações de DLs (com relação ao projeto básico). Portanto, isso deve ser previsto (autorizado ou não) na especificação.

11. Elaborar os Projetos Detalhado e Executivo:

Nesta etapa são definidos os detalhes do projeto como, por exemplo: endereços de comunicação, conjuntos e fluxos de dados (entre dispositivos), etc. As tarefas desenvolvidas nesta etapa completam o arquivo SCD do sistema. Conforme apresentado na Subseção 5.8.3, ele é criado a partir do arquivo SSD definido na especificação e dos arquivos ICDs pertencentes aos IEDs escolhidos na etapa anterior. Esse processo é ilustrado na Figura 5.3. No fim desta etapa deve ser verificado se tudo que foi especificado está atendido e se todas as partes se encaixam. Caso necessário, devem-se fazer os ajustes necessários. Também deve ser feito o detalhamento das conexões físicas (cabearamento e interfaces).

Nesta etapa também devem ser definidos os cronogramas do projeto. Deve ser dada atenção especial aos cronogramas de execução, devido ao impacto negativo na produção de energia com as paradas de máquinas (conforme alertado nas Subseções 4.5.7 e 4.9.2).

12. Fabricar e Montar o Sistema:

Nesta etapa são fabricados e montados os painéis e também são realizadas as conexões físicas e configurações dos IEDs, dispositivos de rede e demais componentes

do sistema. Além disso, todo o *software* é ajustado e instalado. Essas atividades são baseadas no arquivo SCD final. A partir dele devem ser gerados os arquivos CIDs que serão descarregados nos IEDs, conforme descrito na Subseção 5.8.3.

Esta etapa é realizada pelo fornecedor, que é responsável por ela. Entretanto é importante que especialistas da concessionária acompanhem o processo de perto. É uma boa oportunidade para se familiarizar com o sistema.

13. Testar o Sistema:

Realizar todos os testes para a certificação de atendimento à especificação e ao projeto, para aceitação do sistema. Os testes sugeridos e a forma de realização estão detalhados na Seção 5.9.

Qualquer alteração do sistema, realizada na etapa anterior ou nesta, deve ser atualizadas no arquivo SCD. Assim, ao final do processo, o arquivo SCD refletirá o projeto “como construído” (ou “*as built*”). A partir dele pode ser gerada a documentação técnica necessária.

A Figura 5.4 apresenta um diagrama ilustrando o método proposto. A figura também mostra o contraste do método proposto (aplicado a modernizações) com outras situações. Note que, não foram destacados no método/figura a elaboração do “*statement of work*”, as aprovações, a desmontagem na fábrica, o transporte, a montagem na usina, o comissionamento, o período de funcionamento experimental, a garantia.

Todos os conteúdos das etapas foram explorados neste capítulo. Para melhor organização, eles estão distribuídos em temas maiores.

De acordo com o método proposto, a concessionária tem mais trabalho e maiores responsabilidades. Entretanto, ela também tem mais domínio sobre o novo sistema. Isso é importante no Brasil, onde grandes empresas de energia elétrica são públicas e, portanto, os sistemas são adquiridos através de licitações.

5.11 Considerações Finais

A especificação e o projeto dos sistemas de automação modernos devem ser centrados na premissa de longo tempo de vida. Para isso, é muito importante que o sistema seja flexível e independente de fabricantes. A norma IEC 61850 pode ajudar a alcançar esse objetivo. Entretanto, o sistema continua sendo direcionado pelas funcionalidades, considerando todos os requisitos e restrições apresentados neste capítulo.

O início do uso da IEC 61850 pode não ser fácil. As partes envolvidas (concessionárias, fabricantes e terceiros) devem estar cientes de que é necessário despender esforços e

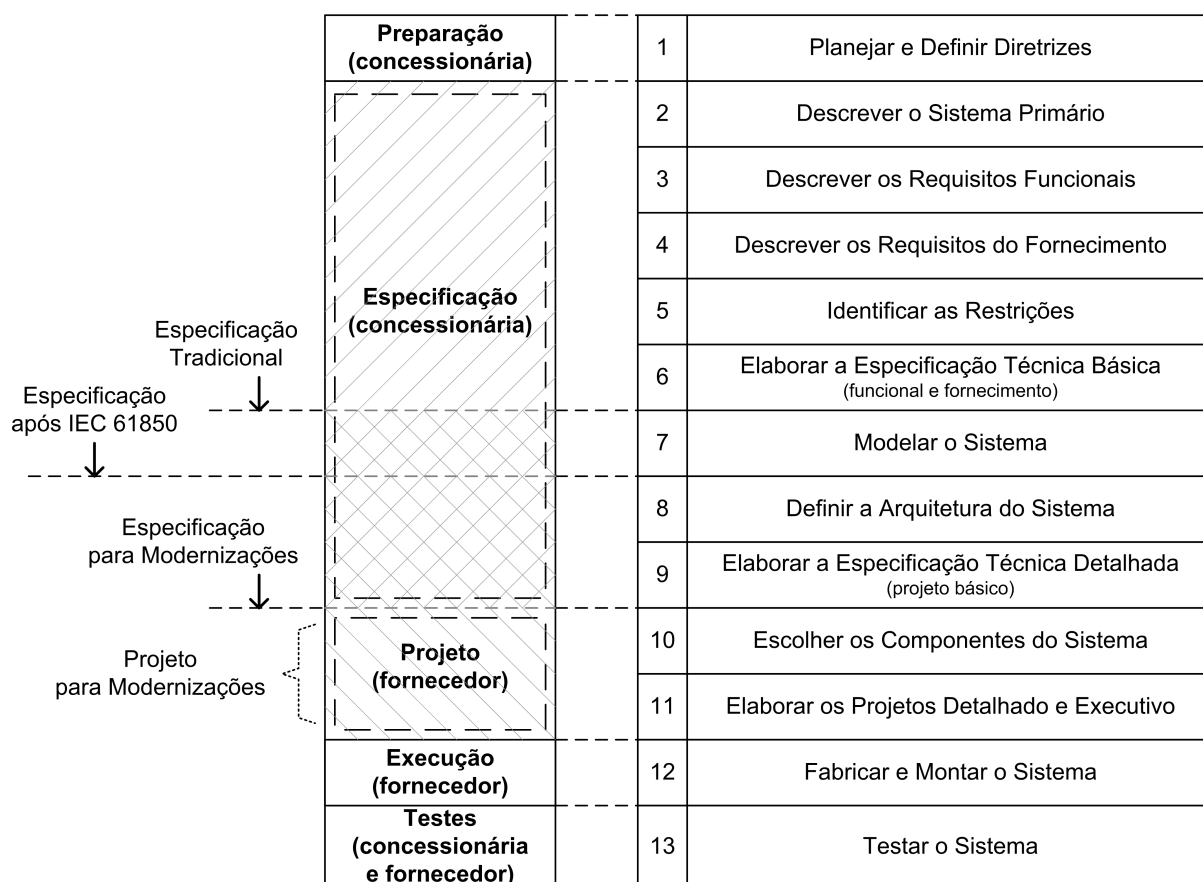


Figura 5.4: Método para especificação e projeto aplicado a modernizações

aumentar os custos iniciais para introduzir a nova tecnologia. Partes desse esforço e custos são a educação e o treinamento dos profissionais. Por outro lado, as partes envolvidas também devem ter em mente que isso resultará em diminuição dos esforços e custos futuros, para manter e atualizar os sistemas de automação elétrica. Se houver a confirmação de que esse é o caminho e a norma IEC 61850 de fato se consolida, as modernizações serão mais fáceis no futuro.

A proposta de arquitetura física para o sistema de automação é simples. Ela foi baseada na necessidade de acesso a todos os dispositivos do sistema de automação e na capacidade da rede de comunicação para troca de mensagens de modo confiável e seguro. Por outro lado, a arquitetura lógica dos sistemas de automação modernos de grandes unidades geradoras pode ser complexa. Assim, elas são mais elaboradas e exigem mais trabalho de modelagem, conforme descrito neste capítulo. Espera-se que o modelo de sistema de automação proposto seja útil para as concessionárias, fornecedores e terceiros e que se torne referência de fato. A uniformidade é importante e traz benefícios para todos.

A grande diferença com relação aos sistemas anteriores se deve ao uso de redes de

comunicação em todos os níveis e à distribuição de funções. A livre alocação de funções não deve ser utilizada de maneira conservadora. Deve-se mudar a forma de realizar as funções do sistema de automação, esquecendo o método convencional. Deve-se explorar o potencial de cada dispositivo e equipamento, instalando neles as funções necessárias.

Devido a essa nova filosofia, a integração do sistema merece maior atenção. Integrar um sistema de automação moderno é uma tarefa complexa e não apenas a montagem de equipamentos separados. Deve-se pensar na funcionalidade do sistema completo.

Atualmente existem algumas dificuldades e desafios para especificar, projetar e realizar sistemas de automação elétrica modernos. Isso se deve principalmente ao fato da tecnologia ser nova. As principais deficiências são a falta de dispositivos e equipamentos totalmente aderentes à IEC 61850 e a falta de ferramentas de *software*.

A principal dificuldade é que ainda não há no mercado opções de IEDs aderentes à IEC 61850 para automação de unidades geradoras e todos os serviços auxiliares. Os poucos IEDs existentes não contêm todos os NLS da norma. Isso se deve principalmente ao fato da parte da norma que trata disso ser relativamente recente: 2007 [79]. Espera-se que em breve sejam lançados mais dispositivos e equipamentos para isso.

A maioria das ferramentas de *software* disponíveis é muito limitada. São necessárias ferramentas mais poderosas. É necessário dar mais poder e liberdade aos usuários, tornar os processos mais simples e intuitivos e controlar de modo automático a troca de arquivos entre as ferramentas e dispositivos e também as atualizações e versões.

Outra dificuldade de realização diz respeito à rede de processo, uma das maiores vantagens dos sistemas modernos. Até poucos anos atrás, a maioria dos produtos disponíveis no mercado cobria apenas a rede de estação, sem a transferência de valores amostrados. Só agora estão sendo disponibilizados alguns dispositivos para a rede de processo. Alguns deles proprietários. Esse problema se deve em parte à falta de definições na IEC 61850. Os TINCs já vinham sendo testados em subestações desde 2000, mas apenas agora estão começando a ser comercializados e utilizados, assim como as MUs.

Por fim, um grande problema é o curto tempo de vida das tecnologias mais recentes, conforme apresentado na Subseção 2.12.4. Por ironia esse fato vai de encontro à premissa básica de longo tempo de vida, e cria um desafio para as modernizações de grandes instalações, com muitas unidades geradoras. Com ciclos de obsolescência tão curtos, é provável que ao final de grandes obras para atualizações, já existam sistemas ou equipamentos mais modernos no mercado. Soma-se a isso a lentidão inerente aos processos licitatórios. A esperança é que a tecnologia moderna realmente seja à prova de futuro.

Capítulo 6

Conclusões e Recomendações

Este capítulo apresenta as conclusões e resultados gerais da tese, recomendações e sugestões para trabalhos futuros.

6.1 Conclusões

Os sistemas de automação elétrica evoluíram muito nas últimas três décadas, conforme relatado no Capítulo 2. Isso ocorreu devido principalmente aos grandes avanços de *hardware* usando microprocessadores e de *software*, ou seja, devido ao aumento da inteligência. As novas necessidades de operação e manutenção e também os desejos de melhorar a qualidade e aumentar a confiabilidade do processo foram as motivações.

A maior mudança com relação aos dispositivos ocorreu na transição dos sistemas convencionais para os numéricos. Na evolução dos sistemas numéricos para os modernos, as maiores mudanças foram de comunicação e conceituais (modelagem e interfaces).

Os avanços continuam e surgem novos desafios. Existe agora atenção maior à padronização dos sistemas. Isso visa facilitar a interoperabilidade e quiçá a intercambiabilidade. Elas proporcionam maior liberdade para as concessionárias e tempo de vida mais longo para os sistemas. Além de tudo, a normatização proporciona inúmeros benefícios. Nesse sentido, foi elaborada (e está sendo melhorada) uma norma mundial aberta sobre automação elétrica, com foco na modelagem e comunicações: a IEC 61850.

A norma IEC 61850, introduzida no Capítulo 3, criou uma abordagem para a modelagem dos dados e serviços de comunicação nos sistemas de automação (e proteção) elétrica. De modo geral, ela está sendo bem aceita tanto pelos fabricantes como pelas concessionárias (na América do Norte ela ainda não está consolidada).

A popularidade da IEC 61850 por enquanto é refletida apenas pela quantidade de subestações que já a utilizam e de concessionárias que a adotarão para os próximos

projetos (em ambos os casos não plenamente). Ainda não se tem conhecimento de usinas hidrelétricas que utilizem sistemas totalmente modernos para automação das unidades geradoras usando a IEC 61850. Faltam experiências práticas nas usinas. Isso se deve, em parte, à carência de dispositivos aderentes à norma. Além do que, a norma foi concebida para subestações e “adaptada” para usinas hidrelétricas e, atualmente, verifica-se que o foco continua nas subestações. Portanto, deve-se ampliar o foco, e alguns conceitos e definições devem ser revistos para considerar as especificidades das usinas.

Ainda é necessário tempo para se verificar na prática a eficiência e as vantagens da IEC 61850. Alguns benefícios oferecidos pela norma são, de certa forma, teóricos. Outras incógnitas são as questões de mercado, que influenciarão o desenvolvimento e o caminho tomado pelos sistemas de automação daqui para frente. Considerando-se que a vida útil estimada do sistema é em torno de 20 anos, esse é um horizonte de tempo muito grande para se fazer previsões precisas. O que pode ser feito é acreditar na tecnologia proposta, analisando a história e a evolução conhecidas. Além disso, como os fabricantes e concessionárias participaram da criação da norma, há grande probabilidade dela se tornar padrão de fato. Dificilmente será proposta outra norma para substituí-la.

A aplicação da IEC 61850 não é trivial. A edição 1.0 tem 16 volumes de calibre considerável. Assim, entendê-la e utilizá-la não são tarefas fáceis. Para enfrentar esse desafio é necessário investir em educação. Além do que, a norma não é muito clara em alguns pontos e, portanto, pode gerar várias interpretações ou mal-entendidos. Esse problema se deve aos fatos da IEC 61850 ser muito abrangente, densa e relativamente nova.

O modo de transição para a nova tecnologia também gera dúvidas organizacionais. Pelos mesmos motivos citados no parágrafo anterior, ainda não está muito claro o que deve ser feito por cada parte: concessionária, fornecedor e integrador (terceiro). No contexto das modernizações, aqui se propõem que as concessionárias assumam maiores responsabilidades no projeto. Assim elas também terão maior controle e influência sobre o novo sistema. Além disso, é sugerido que a concessionária participe ativamente da integração do sistema. Sugere-se também que o fornecimento seja do tipo chave na mão e feito por um único fornecedor.

Certamente depois de mais projetos e experiências práticas, as dúvidas, deficiências e mal-entendidos serão resolvidos e a IEC 61850 deve evoluir. Entretanto, nem sempre é possível esperar a consolidação da norma para começar a utilizá-la. É o custo que se paga por ser pioneiro. De fato, a evolução já está acontecendo: está sendo elaborada a segunda edição da norma (algumas partes já estão em análise para votação). Além disso, estão sendo criados relatórios técnicos com material informativo que servirão de guias.

Existem outras deficiências. As principais são a falta de dispositivos aderentes à IEC

61850 no mercado e limitações das ferramentas de *software* para Engenharia do sistema. As ferramentas atuais são restritas, não permitindo o uso pleno da norma. Além de tudo, algumas são proprietárias de modo que nem todos os interessados têm acesso a elas. Isso é um entrave para o sucesso da norma. São necessárias ferramentas mais completas, poderosas e fáceis de utilizar.

Outra questão importante para o sucesso da norma é o compromisso padronização × liberdade. É preciso consenso entre o que normatizar e o que deixar livre, para atender às concessionárias e também para que os fabricantes tenham liberdade para desenvolver produtos competitivos garantindo a evolução da tecnologia. As normas não podem impedir a criatividade. Esse compromisso precisa ser aperfeiçoado. A tese apresentou uma análise crítica da norma e da realização dela, considerando o que os fabricantes têm feito e os desejos das concessionárias.

Um ponto forte da IEC 61850 é ter as características necessárias para garantir longo tempo de vida aos sistemas (descritas no Capítulo 5). Isso é importante tanto para os novos sistemas como para os sistemas modernizados, tema desta tese.

As modernizações de sistemas secundários de usinas hidrelétricas começam a ter muita importância no Brasil. As grandes usinas hidrelétricas brasileiras têm em média 30 anos de operação. Para mantê-las em boas condições operacionais são necessárias modernizações, principalmente do sistema de automação. Os novos sistemas de automação proporcionam supervisão e controle muito melhores que os sistemas instalados na construção dessas usinas. Considerando a tecnologia utilizada naquela época, é natural que em algum momento da vida das usinas os sistemas secundários sejam modernizados devido, entre outros fatores, à obsolescência. Essas modernizações garantem, no mínimo, extensão da vida útil e aumento da disponibilidade. Fatos que sozinhos justificam as modernizações. Note que, as modernizações são mais amplas e complexas que as manutenções e, portanto, envolvem outras áreas das empresas.

O momento para modernizar os sistemas de automação pode ser identificado usando indicadores quantitativos adequados. Existem fatores que podem determinar a necessidade das modernizações desses sistemas, que caracterizam o fim da vida útil. Outros fatores podem revelar situações favoráveis às modernizações, que podem ser encarados como oportunidades. Portanto, esses fatores juntos respondem às perguntas: “por que” e “quando” modernizar? Um conjunto de fatores foi identificado e quantificado, conforme apresentado na Seção 4.6 (e resumido nas páginas 152 e 153). As tabelas criadas para a tomada de decisão têm outra utilidade. O resultado da análise baseada nelas pode ser usado como critério de prioridade, para selecionar qual sistema modernizar primeiro dentro de um grupo já definido. Para criar o conjunto de fatores, também foram utilizados dados de uma pesquisa de campo.

Alguns fatores se destacaram na pesquisa de campo. Os problemas mais citados são a obsolescência e a falta de peças sobressalentes. Esses têm sido os principais motivos para decidir por modernizar os sistemas de automação de usinas brasileiras. Conforme inferido no trabalho, a tecnologia moderna apresenta características que podem amenizar esses problemas: *hardware* e *software* modulares e padronizados. Por outro lado, entre as oportunidades, as repotenciações e as grandes manutenções (de longa duração) das unidades geradoras são as mais fortes. Portanto, elas devem ser bem aproveitadas.

Para aplicar parte dos critérios de decisão aqui propostos, é necessário conhecer os dados históricos da manutenção do sistema anterior. Assim é importante o registro desses dados. Além de serem úteis para a manutenção, eles serão decisivos para saber a necessidade e o momento da modernização. Atualmente o registro e a análise desses dados são facilitados pelo uso de sistemas para gestão e controle da manutenção.

O estudo mostrou que, a melhor solução para modernização de sistemas de automação de unidades geradoras hidráulicas de grande porte é a atualização tecnológica total realizada de uma vez. Portanto, quando o sistema de automação atinge o fim da vida útil (ou aproxima-se dele), o melhor a ser feito é substituir todo o sistema em uma única parada da unidade geradora usando a última tecnologia disponível: a moderna. Essa é a resposta para a pergunta: “como” modernizar? Isso se aplica especialmente aos sistemas convencionais, que estão obsoletos tendo em vista os recursos e facilidades disponíveis nos sistemas modernos. Experiências em outras áreas têm mostrado que as modernizações completas foram vantajosas. Não foi possível encontrar uma forma para se estimar o tempo de realização da modernização (parada da unidade geradora), porque ele depende de muitas variáveis e de características particulares da instalação e da modernização.

A solução acima resulta em ganhos muito superiores aos custos. Há melhora das funcionalidades e da qualidade, aproveita-se melhor o tempo de parada da unidade geradora (que é a principal dificuldade para modernizar), facilita-se a integração, e o novo sistema é à prova de futuro. Note que, essa solução tem como consequência menos paradas futuras: as programadas para manutenções e modernizações e também as forçadas, ou seja, ela aumenta a disponibilidade do sistema.

As vantagens do novo sistema com relação ao anterior justificam o alto investimento inicial. O custo durante o ciclo de vida do sistema modernizado, em especial com a manutenção, tende a ser menor. Espera-se que no futuro, após a modernização do sistema (usando a tecnologia moderna), ele precise apenas de atualizações simples, mais caracterizadas como manutenções, facilitadas pelas características do novo sistema. Além do que, a facilidade de substituir qualquer componente do sistema vai melhorar muito a manutenibilidade e, portanto, a disponibilidade.

Decidida a modernização, é preciso especificar e fazer o projeto básico do novo sistema.

Em seguida, os fornecedores devem detalhar o projeto, fabricar, instalar e testar o sistema. O Capítulo 5 apresentou uma proposta para tudo isso. Ele é o complemento da resposta para a pergunta: “como” modernizar? São propostos um modelo de referência para o sistema, baseado na IEC 61850, e um método para especificação e projeto (as etapas do método foram detalhadas ao longo do capítulo, incluindo as recomendações). Inferiu-se que, a capacidade de atualização do novo sistema é muito importante. Portanto, essa característica deve ser premissa para as modernizações e ela direcionou a concepção do modelo de referência.

Para que o novo sistema ofereça os benefícios do estado da arte, é necessário repensar a forma de especificar e projetar os sistemas. As especificações e projetos devem ser realmente novos, não sendo baseados rigorosamente nos anteriores. Os sistemas de automação modernos têm arquitetura e características muito diferentes dos sistemas convencionais e numéricos, principalmente no que diz respeito à comunicação e distribuição de funções. Assim, é necessário explorar os novos conceitos e recursos disponíveis. Nesse sentido, foram arrolados premissas, requisitos e restrições para especificar e projetar sistemas modernos. Grande parte deles se aplica tanto para modernizações como para novas instalações. Um modelo de referência com a arquitetura básica do sistema também foi apresentado. Ele pode ser ajustado de acordo com estudos específicos para cada sistema.

A tese apresenta uma solução eficaz uniforme para os sistemas de automação de unidades geradoras independente dos fabricantes. O sistema proposto oferece uma série de vantagens, entre elas pode ser citada a maior disponibilidade de dados para operação e para manutenção, melhorando as tomadas de decisão. Todos os dados do sistema são compartilhados através de uma única rede de comunicação, incluindo o controle central. Assim, são eliminadas as antigas “ilhas de dados” existentes nos sistemas anteriores. Além disso, o sistema é totalmente redundante, garantindo alta confiabilidade. O sistema e o método para especificação e projeto apresentados são inovadores.

Infelizmente, o sistema proposto não pode ser completamente realizado atualmente. Ainda são necessários desenvolvimentos de dispositivos e equipamentos, principalmente para o nível de processo. Isso se deve ao fato das maiores mudanças com relação à tecnologia anterior terem acontecido nesse nível. No nível de unidade as soluções são relativamente mais fáceis, pois os dispositivos existentes podem ser adaptados com uma camada de *software* aderente à IEC 61850. Outro motivo é o tempo de vida mais longo dos equipamentos do nível de processo. Para o benefício total do estado da arte, muitos desses equipamentos (de modo ideal todos) precisam, no mínimo, ter interface com os sistemas modernos. Portanto, a tese apresenta sugestões para futuros desenvolvimentos, considerando preponderantemente o ponto de vista das concessionárias.

Os resultados da pesquisa também se aplicam a outros sistemas. O trabalho é focado em unidades geradoras hidráulicas de grande porte, mas grande parte das ideias usadas para criar a metodologia, assim como o modelo de referência proposto, também se aplicam a unidades geradoras de médio porte considerando as especificidades delas. Para pequenos geradores, os sistemas de automação devem ter praticamente as mesmas funcionalidades, mas podem ser bem mais simples do que o proposto neste trabalho. A metodologia e, inclusive, parte do modelo de referência também se aplicam aos sistemas de automação de subestação, devido às semelhanças deles com os sistemas de automação de usinas. Da mesma forma, algumas ideias também se aplicam a sistemas de automação de unidades geradoras com outras fontes primárias de energia. Uma fração das ideias, em particular as relativas à IEC 61850, se aplica aos sistemas de proteção. Isso é corroborado pelo fato dos sistemas de proteção estarem cada vez mais integrados aos sistemas de automação. Estão ocorrendo convergências de modelagem e de comunicações desses sistemas.

Essas convergências fazem surgir uma questão: como será o especialista no futuro? Acredita-se que os especialistas em automação e em proteção continuarão com suas atribuições, porém trabalhando de maneira mais integrada. Além de tudo, eles precisarão da ajuda de outros especialistas, como em telecomunicações e em tecnologia da informação. Algumas ferramentas foram desenvolvidas para esses últimos e, portanto, exigem a participação deles. Outro quesito que requer ajuda de especialistas é a segurança do sistema. A tecnologia moderna exige mais preocupação com a segurança que as anteriores, e isso tem sido deixado em segundo plano. Tanto as invasões como os vírus podem causar grandes contratemplos nos sistemas de automação. Portanto, devem ser tomadas ações para evitá-los. Os especialistas em automação devem ter conhecimentos para usar a nova tecnologia para o propósito automação. Não faz sentido que eles tenham que se aprofundar em outras áreas do conhecimento. Como já foi citado, conhecer os sistemas modernos (incluindo a IEC 61850) já é uma tarefa difícil. Uma forma de facilitar é investir em educação para todos os envolvidos: fabricantes, concessionárias e terceiros. De fato, esse investimento é necessário e só assim a nova tecnologia poderá ser dominada e utilizada na plenitude.

É importante que todas as empresas do setor elétrico tenham planos de modernizações. Para atualizações tecnológicas bem sucedidas são necessários planejamento, envolvimento de todas as áreas da empresa relacionadas ao processo, especificação técnica coesa atualizada e treinamento adequado das equipes de projeto, manutenção e operação. Os resultados apresentados neste trabalho podem servir de orientação. Espera-se que esta tese se torne um guia teórico-metodológico de referência para apoiar as atividades dos engenheiros nas modernizações de sistemas de automação de unidades geradoras hidráulicas de grande porte.

6.2 Trabalhos Futuros

Sugestões para trabalhos futuros relacionados à tese:

Análise de Custos

Elaborar estudos de custos envolvidos nas modernizações. Por exemplo, levantamento de custos de operação e manutenção do sistema antigo e estimativa do custo de vida do novo sistema. Analisar os custos de sistemas que já passaram por modernizações. Incluir os dados de custos (valores percentuais) nos critérios para a tomada de decisão. Considerar também os valores agregados por novas funcionalidades do sistema modernizado e o tempo para amortização. Avaliar os custos \times benefícios das modernizações de maneira abrangente.

Distribuição de Funções

Estudar a melhor forma de distribuir as funções do sistema de automação, considerando como referência uma unidade geradora de grande porte “completa”. Estudar os fluxos de dados e definir a melhor forma de criar as VLANs. Avaliar os cenários de falhas para propor soluções de confiabilidade e segurança utilizando, inclusive, a qualidade dos dados.

Evolução da Norma IEC 61850

Verificar as modificações e melhorias da edição 2.0 da IEC 61850 e estudar o impacto delas no sistema proposto e no método de especificação e projeto desta tese.

Estudos de Caso

Verificar a adequação da metodologia e do modelo de referência propostos através de estudos de caso. Propor melhorias baseadas nos resultados desses estudos.

Segurança

Estudar métodos de segurança para o sistema de automação de referência e propor soluções completas (para as usinas e subestações).

Testes

Elaborar uma plataforma, métodos e procedimentos detalhados para testes de sistemas baseados no modelo proposto, abrangendo testes de fábrica, de campo e para manutenções.

Apêndice A

Formulários da Pesquisa de Campo

A.1 Questionário Básico

1. Em qual **área trabalha** na empresa?

Engenharia Manutenção Operação Outra

2. Qual é a **potência instalada total** em MW da usina hidrelétrica em questão?

MW

3. Existem **quantas unidades geradoras** na usina hidrelétrica em questão?

Unidades geradoras

4. A **manutenção** da usina é própria ou terceirizada?

Própria Terceirizada

5. A **equipe de manutenção** do sistema de **Automação** é a mesma do sistema de **Proteção**?

Sim (mesmos profissionais) Não (profissionais diferentes)

6. Há sistema **SCADA** para as **unidades geradoras** na usina?

Sim, nativo Sim, em “paralelo” ao sistema de Automação Não

Não considere o SCADA para responder todas as outras perguntas.

Elas se referem apenas ao sistema de Automação básico.

7. Há **quantos anos** (em média) o sistema de **Automação das unidades geradoras atual** foi instalado?

Anos

8. Como se **classifica** o sistema de **Automação** atual?

- Convencional Numérico / Digital Moderno
 Outro termo:

9. Qual é a **arquitetura** predominante usada para as **funcionalidades** do sistema de **Automação** atual?

- Concentrada Distribuída

10. O sistema atual usa **redundância de dispositivos** para funções de **Automação** (excluindo redes)?

- Sim, dispositivos idênticos
 Sim, de fabricantes ou modelos diferentes
 Não

11. Atualmente os sistemas de **Automação** e de **Proteção** têm **dispositivos principais comuns** (mesmo dispositivo - Relés, IEDs, PLCs, etc. - para funções **principais** de Automação e de Proteção)?

- Sim Não

12. Quais são os métodos para **sincronismo de tempo** dos dispositivos do sistema de **Automação**?

Coloque um "X" nos utilizados.

- IRIG NTP / SNTP PTP Outro Não Há

13. Os **protocolos** de comunicação utilizados no sistema de **Automação dos geradores** atual são:

Coloque um "X" nos que são utilizados.

- DNP 3.0 (serial)
 DNP 3.0 LAN (TCP ou UDP)
 ICCP/MMS
 IEC 60870-5-101
 IEC 60870-5-103
 IEC 60870-5-104
 da norma IEC 61850
 Modbus (serial)
 Modbus LAN (TCP ou UDP)
 Outros TCP/IP
 Outros

Nenhum

14. As **medidas de segurança** utilizadas para o sistema de **Automação** das unidades geradoras são:

Coloque um "X" nas utilizadas.

- Acesso limitado / restrito aos painéis
- Acesso limitado / restrito às salas de controle e equipamentos
- Bloqueio de recursos dos consoles de operação
- Câmeras de vídeo para vigilância
- Criptografia das comunicações
- Firewall* para conexão com outras redes
- Identificação por biometria (impressão digital, fundo de olho, etc.)
- Instalações (construções) seguras
- Rede do sistema de Automação isolada fisicamente
- Senha de proteção para dispositivos / equipamentos
- Sistema para Detecção de Intrusos - IDS
- Softwares* antivírus
- Outras:
- Nenhuma

15. O sistema de **Automação das unidades geradoras** atual usa **redes de comunicação de dados**?

Sim Não

Caso a resposta desta questão seja "Sim", continue a responder as perguntas abaixo. Caso contrário (resposta "Não"), passe a responder o Questionário Modernização.

16. O sistema de **Automação das unidades geradoras** é aderente à **IEC 61850**?

- Sim (baseado na norma)
- Parcialmente
- Não (não segue a norma)

17. Em quais níveis do sistema de Automação existe **redundância de rede**?

Coloque um "X" nos níveis que existe redundância

ou marque N/A = não existe redundância.

Nível 0 - Processo Nível 1 - Unidade Nível 2 - Estação N/A

18. Os dados dos **sensores e atuadores** (incluindo TCs e TPs) **trafegam** pela **rede de processo**?

N/A = Não se Aplica (não há rede de processo - nível 0).

Sim (todos os dados) Parcialmente (alguns dados) N/A

19. Os transformadores de instrumentação (**TCs e TPs**) são do tipo **não convencional**?

Sim (todos) Parcialmente Não (nenhum)

20. Qual é a **topologia** principal da rede de **processo** (nível 0)?

N/A = Não se Aplica (não há rede de processo)

Anel Estrela / Árvore Barramento Híbrida N/A

21. Qual é a **topologia** principal da rede de **estação** (nível 2)?

N/A = Não se Aplica (não há rede de estação).

Anel Estrela / Árvore Barramento Híbrida N/A

22. As redes de **processo** (nível 0) e de **unidade** (nível 1) são uma só (**mesma rede**)?

Sim Não N/A (não há uma das redes)

23. As redes de **unidade** (nível 1) e de **estação** (nível 2) são uma só (**mesma rede**)?

Sim Não N/A (não há uma das redes)

24. Os sistemas de **Automação** e de **Proteção** usam a **mesma rede de processo**?

Sim Não N/A (não há rede de processo)

25. Os sistemas de **Automação** e de **Proteção** usam a **mesma rede de estação**?

Sim Não N/A (não há rede de estação)

A.2 Questionário Modernização

1. Sua empresa **pretende modernizar** o sistema de **Automação dos geradores**?

Sim Não

Caso a resposta desta questão seja “Sim”, continue a responder as perguntas abaixo.

Caso contrário (resposta “Não”), obrigado pela participação.

2. Dentro de quantos anos pretendem **iniciar** o **planejamento** da modernização?

(0 = imediatamente / já iniciaram).

Anos

3. Dentro de quantos anos pretendem **iniciar** a **realização** da modernização?

(0 = imediatamente / já iniciaram).

Anos

4. Existirá sistema **SCADA** para as **unidades geradoras** na usina?

Sim, integrado

Sim, em “paralelo” ao sistema de Automação

Não

Não considere o SCADA para responder todas as outras perguntas.

Elas se referem apenas ao sistema de Automação básico.

5. Qual será a **arquitetura** predominante usada para as **funcionalidades** do sistema de **Automação**?

Concentrada

Distribuída

6. Existirá **redundância de dispositivos** para funções de **Automação** (excluindo redes)?

Sim, dispositivos idênticos

Sim, de fabricantes ou modelos diferentes

Não

7. Os sistemas de **Automação** e de **Proteção** modernizados terão **dispositivos principais** comuns (mesmo dispositivo - Relés, IEDs, PLCs, etc. - para funções **principais** de Automação e de Proteção)?

Sim

Não

8. Quais serão os métodos para **sincronismo de tempo** dos dispositivos do sistema de **Automação**?

Coloque um “X” nos que serão utilizados.

IRIG

NTP / SNTP

PTP

Outro

Não terá

9. Os **protocolos** de comunicação que serão utilizados no sistema de **Automação dos geradores** são:

Coloque um “X” nos que serão utilizados.

DNP 3.0 (serial)

DNP 3.0 LAN (TCP ou UDP)

ICCP/MMS

IEC 60870-5-101

- IEC 60870-5-103
- IEC 60870-5-104
- da norma IEC 61850
- Modbus (serial)
- Modbus LAN (TCP ou UDP)
- Outros TCP/IP
- Outros
- Nenhum

10. As **medidas de segurança** que serão utilizadas para o sistema de **Automação** (incluindo existentes) são:

*Coloque um "X" nas que serão utilizadas
(incluindo as que já existem e continuarão a ser usadas).*

- Acesso limitado / restrito aos painéis
- Acesso limitado / restrito às salas de controle e equipamentos
- Bloqueio de recursos dos consoles de operação
- Câmeras de vídeo para vigilância
- Criptografia das comunicações
- Firewall* para conexão com outras redes
- Identificação por biometria (impressão digital, fundo de olho, etc.)
- Instalações (construções) seguras
- Rede do sistema de Automação isolada fisicamente
- Senha de proteção para dispositivos / equipamentos
- Sistema para Detecção de Intrusos - IDS
- Softwares* antivírus
- Outras:
- Nenhuma

11. O sistema de **Automação das unidades geradoras** será aderente à **IEC 61850**?

- Sim (totalmente) Parcialmente Não

12. Em quais níveis do sistema de Automação existirá **redundância de rede**?

*Coloque um "X" nos níveis que existirá redundância
ou marque N/A = não existirá redundância.*

- Nível 0 - Processo Nível 1 - Unidade Nível 2 - Estação N/A

13. Os dados dos **sensores e atuadores** (incluindo TCs e TPs) **trafegarão** pela **rede de processo**?

N/A = Não se Aplica (não há rede de processo - nível 0).

Sim (todos os dados) Parcialmente (alguns dados) N/A

14. Os **sensores e atuadores** serão **substituídos**?

Sim (todos) Parcialmente Não (nenhum)

15. Os transformadores de instrumentação (**TCs e TPs**) serão do tipo **não convencional**?

Sim (todos) Parcialmente Não (nenhum)

16. Qual será a **topologia** principal da rede de **processo** (nível 0)?

N/A = Não se Aplica (não existirá rede de processo)

Anel Estrela / Árvore Barramento Híbrida N/A

17. Qual será a **topologia** principal da rede de **estação** (nível 2)?

N/A = Não se Aplica (não existirá rede de estação).

Anel Estrela / Árvore Barramento Híbrida N/A

18. As redes de **processo** (nível 0) e de **unidade** (nível 1) serão uma só (**mesma rede**)?

Sim Não N/A (não há uma das redes)

19. As redes de **unidade** (nível 1) e de **estação** (nível 2) serão uma só (**mesma rede**)?

Sim Não N/A (não há uma das redes)

20. Quem fará a **especificação técnica detalhada** do sistema de **Automação**?

A própria empresa Fornecedor Terceiro

21. Quem será o **integrador do sistema**?

A própria empresa Fornecedor Terceiro

22. Como será a **composição do fornecedor**?

Um fornecedor Múltiplos fornecedores Consórcio

23. Será um fornecimento integral único “**chave na mão**” (“*turn-key*”)?

Sim Não

24. Qual será a **abrangência** da modernização do sistema de Automação?

Parcial (parte do sistema) Total (todo o sistema)

25. Como será a **realização** da modernização do sistema de Automação?

Por partes (várias paradas) De uma vez (uma parada)

26. Qual é o **tempo médio estimado** em semanas para a **realização** (parada) da modernização (**apenas** sistema de **Automação**) **por unidade geradora**?

Semanas (por unidade geradora)

27. Os **motivos para modernizar** o sistema de Automação da usina são:

Coloque 0 a 5 de acordo com o nível de importância

(0 = não considerado, 1 = menos importante e 5 = mais importante).

Observação: podem existir itens com o mesmo nível de importância.

- Alto custo de manutenção
- Alto custo de operação
- Apresenta riscos (humanos / instalações / sistema elétrico)
- Aproveitamento de peças retiradas para manutenção
- Automação não é suficiente (não atende funções obrigatórias)
- Baixa confiabilidade (de forma geral)
- Determinação externa à empresa
- Determinação política da empresa
- Falta de assistência técnica no mercado
- Falta de empregados (Operação e/ou Manutenção) que dominem a tecnologia
- Falta de sobressalentes (na empresa e no mercado)
- Manutenção demorada - alto MTTR
- Muitos anos em operação
- Muitas falhas - baixo MTBF
- Mudança de filosofia de operação
- Obsolescência (não atende novas funções / necessidades)
- Repotenciação da unidade geradora
- Outro 1:
- Outro 2:

28. As **dificuldades para modernizar** são:

Coloque 0 a 5 de acordo com o nível da dificuldade

(0 = não é dificuldade, 1 = pequena dificuldade e 5 = grande dificuldade).

Observação: podem existir itens com o mesmo nível de dificuldade.

- Equipe pequena (empregados do quadro próprio para nova atividade)
- Falta de capacitação da equipe interna (empregados do quadro próprio)
- Inexistência de dispositivos requeridos no mercado
- Falta de opções de solução de comunicação
- Falta de recursos financeiros para esse fim
- Filosofia da empresa / Convencer a diretoria
- Preocupação com questões de segurança
- Redução da produção (parada das máquinas)
- Relação custos \times benefícios (não compensa)
- Relutância a mudanças (conservadorismo do pessoal)
- Outro 1:
- Outro 2:

29. O sistema de **Proteção** também **será modernizado**?

- Sim Não

30. Os sistemas de **Automação** e de **Proteção** modernizados usarão a **mesma rede de processo**?

- Sim Não N/A (não há rede de processo)

31. Os sistemas de **Automação** e de **Proteção** modernizados usarão a **mesma rede de estação**?

- Sim Não N/A (não há rede de estação)

Referências Bibliográficas

- 1 JARDINI, J. A. **Sistemas Digitais para Automação da Geração, Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica**. São Paulo - Brasil: Edição Universitária, 1996. 237 p.
- 2 BAASS, W. et al. The automation of new and existing substations: Why and how. **ELECTRA - CIGRÉ**, n. 213, p. 53–57, April 2004.
- 3 BRAND, K.-P.; JANSSEN, M. C. The specification of IEC 61850 based substation automation systems. In: **DistribuTECH - Automation and Technology Conference for Utilities**. San Diego - USA: [s.n.], 2005.
- 4 De MESMAEKER, I. et al. Substation automation based on IEC 61850. In: **6th Regional CIGRÉ Conference**. Cairo - Egypt: [s.n.], 2005.
- 5 BRAND, K.-P.; LOHMANN, V.; WIMMER, W. **Substation Automation Handbook**. Bremgarten - Switzerland: Utility Automation Consulting Lohmann - UAC L, 2003. 397 p. ISBN 3-85759-951-5.
- 6 De MESMAEKER, I.; BRAND, K.-P.; BRUNNER, C. How to use IEC 61850 in protection and automation. **ELECTRA - CIGRÉ**, n. 222, p. 11–21, October 2005.
- 7 KEZUNOVIC, M. Microprocessor applications in electric power substations and power plants - state of the art and future trends. In: **4th International Conference on Present Day Problems of Power Systems, Automation and Control**. Gliwice - Poland: [s.n.], 1985.
- 8 ACKERMAN, W. J. Substation automation and the EMS. In: **T&D 1999 - Transmission and Distribution Conference and Exposition (IEEE/PES)**. New Orleans - USA: [s.n.], 1999. v. 1, p. 274–279. ISBN 0-7803-5515-6.
- 9 BRICKER, S.; GONEN, T.; RUBIN, L. Substation automation technologies and advantages. **IEEE Computer Applications in Power**, p. 31–37, July 2001.

- 10 MYRDA, P.; DONAHOE, K. The true vision of automation. **IEEE Power & Energy Magazine**, p. 32–44, May/June 2007.
- 11 HOHLBAUM, F.; HOSSENLOPP, L.; WONG, G. Concept and first implementation of IEC 61850. In: **40th Biennial CIGRÉ Session 2004 - B5-110**. Paris - France: [s.n.], 2004.
- 12 MENDES, M. F. Acquiring analog data from existing conventional industrial panels. In: **V Induscon - Conferência Internacional de Aplicações Industriais IEEE**. Salvador - Brasil: [s.n.], 2002.
- 13 ROCKEFELLER, G. D. Fault protection with digital computer. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, PAS-88, n. 4, p. 438–464, April 1969.
- 14 KEZUNOVIC, M. Future trends in protective relaying, substation automation, testing and related standardization. In: **IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exhibition 2002**. Yokohama - Japan: [s.n.], 2002. v. 1, p. 598–602. ISBN 0-7803-7525-4.
- 15 BEAUMONT, P. G. New trends in protection relays & substation automation systems. In: **T&D 2002 Japan - Transmission and Distribution Conference and Exposition (IEEE/PES)**. Yokohama - Japan: [s.n.], 2002. v. 1, p. 609–612. ISBN 0-7803-7525-4.
- 16 ITAIPU BINACIONAL. **Usina Hidrelétrica de Itaipu: aspectos técnicos das estruturas civis**. Foz do Iguaçu - Brasil: Superintendência de Engenharia da Diretoria Técnica e Superintendência de Comunicação Social. CDU 624, 2008. 135 p.
- 17 ITAIPU BINACIONAL. **Usina Hidrelétrica de Itaipu: aspectos de Engenharia**. Foz do Iguaçu - Brasil: Realização Diretoria Técnica da Itaipu Binacional - Coordenação Geral Superintendência de Engenharia da Itaipu Binacional. CDU 621.311.21, 2009. 784 p.
- 18 CARDOSO, C. A. V. **Automação de Usinas Hidroelétricas - Aplicação do Padrão UCA - Utility Communication Architecture**. 2002. 215 p. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) — Escola Politécnica, Universidade de São Paulo (USP), São Paulo - Brasil, 2002.
- 19 International Electrotechnical Commission - IEC. **IEC/TR 61850-1, Communication networks and systems in substations - Part 1: Introduction and overview**. [S.l.], 2003–04. Edition 1.0.

- 20 RUSSELL, B. D.; DOERN, T. L.; MARTIN, A. Applications of microcomputer-based systems in power substations. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 4, n. 1, p. 201–207, January 1989.
- 21 MELIOPOULOS, A. P. S. Substation automation, are we there yet. **IEEE Power & Energy Magazine**, p. 28–30, May/June 2007. ISSN 1540-7977.
- 22 BAUMANN, R.; BRAND, K.-P. The standard IEC 61850 - a simple but comprehensive solution for today's power system requirements. In: **15th Power Systems Computation Conference - PSCC**. Liège - Belgium: [s.n.], 2005.
- 23 KEZUNOVIC, M. Data integration and information exchanged for enhanced control and protection of power systems. In: **36th HICSS - Hawaii International Conference on System Sciences**. Big Island - USA: [s.n.], 2003. ISBN 0-7695-2056-1.
- 24 De MESMAEKER, I. et al. SC B5 protection and automation - current activities and prospects. **ELECTRA - CIGRÉ**, n. 236, p. 14–20, February 2008.
- 25 BEHRENDT, K.; FODERO, K. The perfect time: An examination of time-synchronization techniques. In: **32nd Annual Western Protective Relay Conference**. Spokane - USA: [s.n.], 2005.
- 26 KUNDUR, P. S. **Power System Stability and Control**. New York - USA: McGraw-Hill Professional, 1994. ISBN 0-0703-5958-X.
- 27 EVANS, J. W.; BLOCK, W. R. The role of interfaces in supervisory systems. **IEEE Computer Applications in Power**, v. 6, n. 2, p. 35–39, April 1993.
- 28 ABUR, A.; EXPOSITO, A. G. **Power System State Estimation**. New York - USA: Marcel Dekker Inc., 2004. 346 p. ISBN 0-8247-5570-7.
- 29 LOPES, J. E. G. **Otimização de Sistemas Hidroenergéticos**. Maio 2001. 85 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) — Escola Politécnica, Universidade de São Paulo (USP), São Paulo - Brasil, Maio 2001.
- 30 BILLINTON, R. **Power System Reliability Evaluation**. New York - USA: Gordon and Breach, 1970. 299 p.
- 31 EBELING, C. E. **An Introduction to Reliability and Maintenance Engineering**. New York - USA: Waveland Press, Inc., 2009. 544 p. ISBN 1-5776-6625-9.

- 32 ANDERSSON, L. et al. Reliability investigations for SA communication architectures based on IEC 61850. In: **2005 IEEE PowerTech**. St. Petersburg - Russia: [s.n.], 2005. ISBN 978-5-93208-034-4.
- 33 RAMEBACK, C. Process automation systems - history and future. In: **5th IEEE International Workshop on Factory Communication Systems**. Vienna - Austria: [s.n.], 2004.
- 34 BLISCHKE, W. R.; MURTHY, D. N. P. **Case Studies in Reliability and Maintenance**. New Jersey - USA: John Wiley & Sons, 2003. 544 p. ISBN 0-4714-1373-9.
- 35 MOUBRAY, J. **Reliability Centered Maintenance**. New York - USA: Industrial Press Inc., 1997. 448 p. ISBN 0-8311-3146-2.
- 36 GUTIERREZ, M.; CASTIÑEYRA, J. A.; ARREGUI, F. Modernization of the hydraulic exploitation of IBERDROLA - meta project - strategy of remote control, regulation and protection. In: **37th Biennial CIGRÉ Session 1998 - 38-107**. Paris - France: [s.n.], 1998.
- 37 OURA, J. M. Retrofit das proteções em usinas antigas. In: **XVI SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica**. Campinas - Brasil: [s.n.], 2001.
- 38 AMANTEGUI, J. et al. Utilities' approach to protection and control refurbishment. In: **39th Biennial CIGRÉ Session 2002 - 34-208**. Paris - France: [s.n.], 2002.
- 39 GRAINE, L. et al. Renovation/refurbishment of substation secondary systems. In: **39th Biennial CIGRÉ Session 2002 - 23-301**. Paris - France: [s.n.], 2002.
- 40 ZIEGLER, G. Protection and substation automation - state of the art and development trends. **ELECTRA - CIGRÉ**, n. 206, p. 14-23, February 2003.
- 41 MUÑOZ, J. et al. Experience in the refurbishment of the secondary system in the spanish transmission network. In: **42th Biennial CIGRÉ Session 2008 - B5-211**. Paris - France: [s.n.], 2008.
- 42 TORRES, G. **Redes de Computadores: curso completo**. São Paulo - Brasil: Axcel Books, 2009. 688 p. ISBN 8-5618-9305-2.
- 43 RÜPING, S.; VONNAHME, E.; JASPERNEITE, J. Analysis of switched Ethernet networks with different topologies used in automation systems. In: **FeT'99 - Fieldbus Conference**. Magdeburg - Germany: [s.n.], 1999. p. 351-358.

- 44 SANTOS, J. L. P. dos; MENDES, M. F. Uso de validantes nas funções lógicas de controle das unidades geradoras 9A e 18A da usina de Itaipu. **Revista Controle & Instrumentação**, n. 102, p. 75–81, Março 2005.
- 45 MENDES, M. F. Sistema digital de supervisão e controle das unidades 9A e 18A de Itaipu. **Mecatrônica Atual**, v. 29, p. 32–36, Agosto 2006.
- 46 LANDAU, H. et al. Advantages of modern protection and control system architecture and the operational consequences. In: **37th Biennial CIGRÉ Session 1998 - 34-109**. Paris - France: [s.n.], 1998.
- 47 HOSSENLOPP, L. Engineering perspectives on IEC 61850. **IEEE Power & Energy Magazine**, p. 45–50, May/June 2007. ISSN 1540-7977.
- 48 WOODWARD, D. The hows and whys of Ethernet networks in substation. **Schweitzer Engineering Laboratories**, Pullman - USA, March 2001.
- 49 SKEIE, T.; JOHANNESSEN, S.; BRUNNER, C. Ethernet in substation automation. **IEEE Control Systems Magazine**, v. 22, n. 3, p. 43–51, June 2002. ISSN 0272-1708.
- 50 POZZUOLI, M. P. Ethernet in substation automation applications - part I. **Electricity Today**, n. 5, p. 20–26, June 2007. ISSN 0843-7343.
- 51 POZZUOLI, M. P. Ethernet in substation automation applications - part II. **Electricity Today**, n. 6, p. 20–23, July/August 2007. ISSN 0843-7343.
- 52 MACKIEWICZ, R. E. Overview of IEC 61850 and benefits. In: **PSCE - Power Systems Conference & Exposition**. Atlanta - USA: [s.n.], 2006. p. 623–630.
- 53 WEIS, J. **Protecting Industrial Control Systems from Electronic Threats**. New York - USA: Momentum Press, 2010. 327 p. ISBN 978-1-60650-197-9.
- 54 BRUNNER, C. IEC 61850 process connection - a smart solution to connect the primary equipment to the substation automation system. In: **15th Power Systems Computation Conference - PSCC**. Liège - Belgium: [s.n.], 2005.
- 55 RANGE COMMANDERS COUNCIL, U.S. Army White Sands Missile Range. **Standard IRIG 200-04: IRIG Serial Time Code Formats**. [S.l.], September 2004. New Mexico 88002-5110.
- 56 MILLS, D. L. **Computer Network Time Synchronization - The Network Time Protocol**. New York - USA: CRC Press, 2006. 304 p. ISBN 0-8493-5805-1.

- 57 EIDSON, J. C. **Measurement, Control, and Communication Using IEEE 1588: Advances in Industrial Control**. New York - USA: Springer-Verlag, 2006. 283 p. ISBN 1-8462-8250-0.
- 58 Institute of Electrical and Electronics Engineers. **IEEE 1588-2008: Standard for a Precision Clock Synchronization Protocol for Networked Measurement and Control Systems**. [S.l.], January 2008. ISBN: 978-0-7381-5400-8.
- 59 SMITH, H. L. Substation automation problems and possibilities. **IEEE Computer Applications in Power**, p. 33–36, October 1996. ISSN 0895-0156.
- 60 ENNE, M. M. et al. Modernização e reprojeto do gerador B da usina de Fontes Nova. In: **XIV SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica**. Belém - Brasil: [s.n.], 1997.
- 61 International Electrotechnical Commission - IEC. **IEC/TS 61850-2, Communication networks and systems in substations - Part 2: Glossary**. [S.l.], 2003–08. Edition 1.0.
- 62 HUMPHREYS, S. Substation automation systems in review. **IEEE Computer Applications in Power**, v. 11, n. 2, p. 24–30, April 1998. ISSN 0895-0156.
- 63 De MESMAEKER, I. et al. Practical considerations in applying IEC 61850 for protection and substation automation systems. In: **2nd GCC CIGRÉ International Conference and Exhibition for Electric Power Generation, Transmission and Distribution**. Doha - Qatar: [s.n.], 2005.
- 64 LUNDQVIST, B.; AABO, Y. The cost benefit of modern substation automation in electrical high voltage installations. In: **39th Biennial CIGRÉ Session 2002 - 34-106**. Paris - France: [s.n.], 2002.
- 65 KEZUNOVIC, M.; TAYLOR, H. New solutions for substation sensing, signal processing and decision making. In: **37th HICSS - Hawaii International Conference on System Sciences**. Big Island - USA: [s.n.], 2004. ISBN 0-7695-2056-1.
- 66 BRAND, K.-P. The introduction of IEC 61850 and its impact on protection and automation within substations. **ELECTRA - CIGRÉ**, n. 233, p. 21–29, August 2007.
- 67 ANDERSSON, L.; BRAND, K.-P.; WIMMER, W. Some aspects of migration from present solutions to SA systems based on the communication standard IEC 61850. In: **2nd International Conference on Integrated Protection, Control and**

Communication Experience, Benefits and Trends. New Delhi - India: [s.n.], 2001. p. 24–33.

68 SENFTER, G. IEC 61850 - is it worth the trouble? In: **CIREN 2007 - 19th International Conference on Electricity Distribution**. Vienna - Austria: [s.n.], 2007. p. 1–4.

69 RIBEIRO, G. M.; FILHO, J. M. O. Perspectivas e cenários na área de proteção e controle local. In: **VI STPC - Seminário Técnico de Proteção e Controle**. Natal - Brasil: [s.n.], 1998.

70 DENNY, F. I. Prospective on computer applications in power. **IEEE Computer Applications in Power**, v. 15, n. 4, p. 24–29, October 2002. ISSN 0895-0156.

71 Electric Power Research Institute - EPRI. **Hydro Life Extension Modernization Guides - Volume 1: Overall Process**. [S.l.], December 1999.

72 FARIA, V. R. et al. STA - sistema para tratamento de alarmes - uma ferramenta de auxílio à operação. In: **3º SEPOCH - Simpósio de Especialistas em Operação de Centrais Hidrelétricas**. Foz do Iguaçu - Brasil: [s.n.], 2002.

73 ALVAREZ, V. A. G.; MIRANDA, F. S. Sistema de análises de alarmes em perturbações na UHE Itaipu. In: **XII ERIAC - Décimo Segundo Encontro Regional Ibero-americano do CIGRÉ**. Foz do Iguaçu - Brasil: [s.n.], 2007.

74 RODRIGUES, J. R. M. Primeira subestação em funcionamento com IEC 61850. In: **VI Simpase - Simpósio de Automação de Sistemas Elétricos**. São Paulo - Brasil: [s.n.], 2005.

75 DHUYVETTER, G.; MATHIEU, J.; SIMOENS, L. Guide lines for the refurbishment of the HV substations in Belgium. In: **36th Biennial CIGRÉ Session 1996 - 23-101**. Paris - France: [s.n.], 1996.

76 SCHWARZ, K. Standard IEC 61850 for substation automation and other power system applications. In: **Power Systems and Communications Infrastructures for the Future**. Beijing - China: [s.n.], 2002.

77 RODRIGUES, J. R. M.; HOGA, C. Protocolo IEC 61850. **O Setor Elétrico**, v. 2, n. 24, Janeiro 2008.

78 ALVES, E. F.; YANO, M. L.; HOFMANN, M. Integration of control, protection and supervisory systems in hydro power plants - state of art and trends. In: **T&D 2010**

Latin América - Transmission and Distribution Conference and Exposition (IEEE/PES). São Paulo - Brazil: [s.n.], 2010.

79 International Electrotechnical Commission - IEC. **Standard IEC 61850-7-410, Communication networks and systems for Power Utility Automation - Part 7-410: Hydroelectric power plants - Communication for monitoring and control.** [S.l.], 2007–08. Edition 1.0.

80 APOSTOLOV, A. Communications in IEC 61850 based substation automation systems. In: **Power Systems Conference: Advanced Metering, Protection, Control, Communication, and Distributed Resources 2006 - PS 06.** Clemson - USA: [s.n.], 2006. p. 51–56. ISBN 0-615-13280-4.

81 SCHWARZ, K. Impact of IEC 61850 on system engineering, tools, peopleware, and the role of the system integrator. In: **DistribuTECH - Automation and Technology Conference for Utilities.** San Diego - USA: [s.n.], 2007.

82 HOSSENLOPP, L.; GUIMOND, E. IEC 61850: Impact on substation automation products and architectures. In: **41st Biennial CIGRÉ Session 2006 - B5-101.** Paris - France: [s.n.], 2006.

83 Electric Power Research Institute - EPRI. **Guidelines for Implementing Substation Automation Using IEC 61850, the International Power System Information Modeling Standard.** [S.l.], December 2004.

84 AMANTEGUI, J. et al. The University City SAS - first project within Iberdrola Group using IEC 61850 for a complete substation: Final experiences and future expectations. In: **41st Biennial CIGRÉ Session 2006 - B5-108.** Paris - France: [s.n.], 2006.

85 BRUNELLO, G. Microprocessor-based relays - an enabler to SCADA integration. **Electricity Today**, v. 15, n. 4, p. 10–11, 2003. ISSN 0843-7343.

86 RIETMANN, P. et al. Guidelines for specification and evaluation of substation automation systems. **ELECTRA - CIGRÉ**, n. 233, p. 31–39, August 2007.

87 LAEDERACH, S. et al. Experience with IEC 61850 in the refurbishment of an important european 380 kV substation. In: **41st Biennial CIGRÉ Session 2006 - B5-109.** Paris - France: [s.n.], 2006.

- 88 HOGA, C.; WONG, G. Utilities and industries of today: leading by following IEC 61850. In: **15th Power Systems Computation Conference - PSCC**. Liège - Belgium: [s.n.], 2005.
- 89 RODRIGUES, J.; SOLDANI, L.; WONG, G. First substation with IEC 61850 commissioned in the americas. In: **T&D 2006 Latin América - Transmission and Distribution Conference and Exposition (IEEE/PES)**. Caracas - Venezuela: [s.n.], 2006. p. 1–5. ISBN 1-4244-0287-5.
- 90 FLORES, V. M. et al. Case study: Design and implementation of IEC 61850 from multiple vendors at CFE La Venta II. In: **60th Annual Conference for Protective Relay Engineers**. College Station - USA: [s.n.], 2007. p. 307–320. ISBN 1-4244-0994-2.
- 91 RODRIGUES, J. R. M.; HOGA, C. Tendências tecnológicas em automação de energia. In: **VII Simpase - Simpósio de Automação de Sistemas Elétricos**. Salvador - Brasil: [s.n.], 2007.
- 92 CARVALHO, A.; HANSSON, J. State of the art electrical integration for a refinery utilizing system 800xA and IEC 61850. In: **ABB Review - The corporate technical journal of the ABB Group**. Zürich - Switzerland: [s.n.], 4 / 2009. p. 47–52. ISSN 1013-3119.
- 93 LIDÉN, J. **Design and Implementation of an IEC 61850 Gateway for PLC Systems**. March 2006. 45 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) — School of Electrical Engineering, Royal Institute of Technology (KTH), Stockholm - Sweden, March 2006.
- 94 De SIMONE, E. G. T. Normas servem para quê? **O Setor Elétrico**, Ano 2, n. 24, Janeiro 2008.
- 95 International Electrotechnical Commission - IEC. **Standard IEC 61850-8-1, Communication networks and systems in substations - Part 8-1: Specific Communication Service Mapping (SCSM) - Mappings to MMS (ISO 9506-1 and ISO 9506-2) and to ISO/IEC 8802-3**. [S.l.], 2004–05. Edition 1.0.
- 96 International Electrotechnical Commission - IEC. **Standard IEC 61850-9-1, Communication networks and systems in substations - Part 9-1: Specific Communication Service Mapping (SCSM) - Sampled values over serial unidirectional multidrop point to point link**. [S.l.], 2003–05. Edition 1.0.

- 97 International Electrotechnical Commission - IEC. **Standard IEC 61850-9-2, Communication networks and systems in substations - Part 9-2: Specific Communication Service Mapping (SCSM) - Sampled values over ISO/IEC 8802-3**. [S.l.], 2004–04. Edition 1.0.
- 98 CARDOSO, C. A. V. et al. Experiência na aplicação do IEC 61850 na especificação de um bay de linha. In: **VI Simpase - Simpósio de Automação de Sistemas Elétricos**. São Paulo - Brasil: [s.n.], 2005.
- 99 International Electrotechnical Commission - IEC. **Standard IEC 61850-5, Communication networks and systems in substations - Part 5: Communication requirements for functions and device models**. [S.l.], 2003–07. Edition 1.0.
- 100 International Electrotechnical Commission - IEC. **Standard IEC 61850-7-1, Communication networks and systems in substations - Part 7-1: Basic communication structure for substation and feeder equipment - Principles and models**. [S.l.], 2003–07. Edition 1.0.
- 101 International Electrotechnical Commission - IEC. **Standard IEC 61850-7-2, Communication networks and systems in substations - Part 7-2: Basic communication structure for substation and feeder equipment - Abstract communication service interface (ACSI)**. [S.l.], 2003–05. Edition 1.0.
- 102 International Electrotechnical Commission - IEC. **Standard IEC 61850-7-4, Communication networks and systems in substations - Part 7-4: Basic communication structure for substation and feeder equipment - Compatible logical node classes and data classes**. [S.l.], 2003–05. Edition 1.0.
- 103 International Electrotechnical Commission - IEC. **Standard IEC 61970-3, Energy Management System Application Program Interface (EMS-API) - Part 301: Common Information Model (CIM) Base**. [S.l.], November 2003. Edition 1.0.
- 104 International Electrotechnical Commission - IEC. **Standard IEC 61850-7-3, Communication networks and systems in substations - Part 7-3: Basic communication structure for substation and feeder equipment - Common data classes**. [S.l.], 2003–05. Edition 1.0.
- 105 ANDERSSON, L.; BRAND, K.-P.; FUECHSLE, D. Optimized architectures for process bus with IEC 61850-9-2. In: **42th Biennial CIGRÉ Session 2008 - B5-101**. Paris - France: [s.n.], 2008.

- 106 JANSSEN, M. C.; APOSTOLOV, A. IEC 61850 impact on substation design. In: **T&D 2008 - Transmission and Distribution Conference and Exposition (IEEE/PES)**. Chicago - USA: [s.n.], 2008. p. 1–7. ISBN 978-1-4244-1903-6.
- 107 International Electrotechnical Commission - IEC. **Standard IEC 61850-6, Communication networks and systems in substations - Part 6: Configuration description language for communication in electrical substations related to IEDs**. [S.l.], 2004–03. Edition 1.0.
- 108 WIMMER, W. IEC 61850 SCL - more than interoperable data exchange between engineering tools. In: **15th Power Systems Computation Conference - PSCC**. Liège - Belgium: [s.n.], 2005.
- 109 HOLZNER, S. **XML - A Beginner's Guide**. Berkeley - USA: Osborne - McGraw-Hill, 2009. 456 p. ISBN 0-0716-0626-2.
- 110 THOLOMIER, D.; CHATREFOU, D. IEC 61850 process bus - it is real! **PAC World Magazine**, Winter Issue, p. 48–53, May 2008.
- 111 MENDES, M. F. Desvendando o transformador de corrente óptico com interferômetro Sagnac em linha. In: **C3N - Congresso da Academia Trinacional de Ciências**. Foz do Iguaçu - Brasil: [s.n.], 2008. ISSN 1982-2758.
- 112 CREMA, L. et al. Atualização tecnológica de Itaipu: Diretrizes, critérios e análise de alternativas. In: **XIII ERIAC - Décimo Tercer Encuentro Regional Ibero-americano del CIGRÉ**. Misiones - Argentina: [s.n.], 2009.
- 113 PACHECO, S. A.; NORONHA, F. J.; SANTOS, P. R. da S. Modernização da UHE Três Marias: Estratégias e resultados. In: **XIX SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica**. Rio de Janeiro - Brasil: [s.n.], 2007.
- 114 AGUIAR, H. M. G. et al. Modernização tecnológica do sistema de gerenciamento de energia da Chesf. In: **XIII SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica**. Florianópolis - Brasil: [s.n.], 1995.
- 115 TROGNEUX, F.; DUBOIS, J.; FLEURY, P.-A. Decision-making process for replacement versus refurbishment: RTE's experience. In: **41st Biennial CIGRÉ Session 2006 - C1-303**. Paris - France: [s.n.], 2006.
- 116 LANGUILLE, M. et al. Refurbishment of substations. In: **39th Biennial CIGRÉ Session 2002 - 23-307**. Paris - France: [s.n.], 2002.

- 117 NUNES, E. L. **Sistematização do Processo de Modernização em Empresas de Geração Hidrelétrica**. Dezembro 2007. 247 p. Tese (Doutorado em Engenharia Mecânica) — Centro Tecnológico, Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC), Florianópolis - Brasil, Dezembro 2007.
- 118 VEIGA, J. R. C. da. **Oportunidade de Negócio com a Repotenciação de Usinas - Aspectos Técnicos Econômicos e Ambientais**. 2001. 119 p. Dissertação (Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia) — Instituto de Eletrotécnica e Energia, Universidade de São Paulo (USP), São Paulo - Brasil, 2001.
- 119 STOCKS, C. Focus on refurbishment. **International Water Power & Dam Construction**, v. 62, n. 6, p. 26–30, June 2010.
- 120 NGUYEN, V. T.; MARTIN, P.; VANDAL, M. Refurbishment of control systems - Hydro-Québec's experience and strategies. In: **39th Biennial CIGRÉ Session 2002 - 34-206**. Paris - France: [s.n.], 2002.
- 121 AVIZ, C. A. de M. et al. Digitalização do sistema de proteção, supervisão e controle da UHE Tucuruí. In: **3º SEPOCH - Simpósio de Especialistas em Operação de Centrais Hidrelétricas**. Foz do Iguaçu - Brasil: [s.n.], 2002.
- 122 YIN, R. K. **Estudo de Caso: planejamento e métodos**. Porto Alegre - Brasil: Artmed Editora S.A., 2005. 212 p. ISBN 85-363-0462-6.
- 123 SEVERINO, A. J. **Metodologia do Trabalho Científico**. São Paulo - Brasil: Cortez, 2007. 304 p. ISBN 8-5249-1311-8.
- 124 SAATY, T. L. Decision making with the analytic hierarchy process. **International Journal of Services Sciences**, v. 1, n. 1, p. 83–98, 2008.
- 125 FREITAS, Y. et al. Automação de centros de operação e de atendimento - aspectos a serem considerados em modernização de salas de controle de centros de operação. In: **VII Simpase - Simpósio de Automação de Sistemas Elétricos**. Salvador - Brasil: [s.n.], 2007.
- 126 PEREIRA, A. C. **Integração dos Sistemas de Proteção, Controle e Automação de Subestações e Usinas - Estado da Arte e Tendências**. Abril 2005. Dissertação (Mestrado) — Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-graduação e Pesquisa de Engenharia - COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ), Rio de Janeiro - Brasil, Abril 2005.

- 127 BRAND, K.-P.; BRUNNER, C.; WIMMER, W. Design of IEC 61850 based substation automation systems according to customer requirements. In: **40th Biennial CIGRÉ Session 2004 - B5-103**. Paris - France: [s.n.], 2004.
- 128 MOORE, R. Time synchronization with IEEE 1588. **PAC World Magazine**, Summer Issue, p. 46–51, October 2009.
- 129 SANTOS, L. F. dos; PEREIRA, M. Uma abordagem prática do IEC 61850 para automação, proteção e controle de subestações. In: **VII Simpase - Simpósio de Automação de Sistemas Elétricos**. Salvador - Brasil: [s.n.], 2007.
- 130 IGARASHI, G. Estudo para a implementação de funções de proteção utilizando a IEC 61850: Análise de desempenho e de comportamento frente a problemas de comunicação. In: **IX STPC - Seminário Técnico de Proteção e Controle**. Belo Horizonte - Brasil: [s.n.], 2008.
- 131 PEREIRA JUNIOR, P. S. et al. Experimento de sobrecarga com 15.000 mensagens GOOSE por segundo em uma rede IEC 61850, e a investigação de suas conseqüências. In: **XX SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica**. Recife - Brasil: [s.n.], 2009.
- 132 International Electrotechnical Commission - IEC. **Standard IEC 62439-3, Industrial communication networks - High availability automation networks - Part 3: Parallel Redundancy Protocol (PRP) and High-availability Seamless Redundancy (HSR)**. [S.l.], February 2010. Edition 1.0.
- 133 KIRRMANN, H.; RIETMANN, P.; KUNSMAN, S. Standard network redundancy using IEC 62439. **PAC World Magazine**, Autumn Issue, p. 38–44, May 2008.
- 134 International Electrotechnical Commission - IEC. **Standard IEC 61850-3, Communication networks and systems in substations - Part 3: General requirements**. [S.l.], 2002–01. Edition 1.0.
- 135 HERMELING, C. Sistema de informação gerencial - compartilhando informações da automação na rede corporativa. In: **VIII Simpase - Simpósio de Automação de Sistemas Elétricos**. Rio de Janeiro - Brasil: [s.n.], 2009.
- 136 MAURO, D. R.; SCHMIDT, K. **Essential SNMP**. Sebastopol - USA: O'Reilly Media, Inc., 2005. 464 p. ISBN 0-5960-0840-6.

- 137 BRAND, K.-P. et al. First experiences with customer specifications of IEC 61850 based substation automation systems. In: **Study Committee B5 Colloquium**. Calgary - Canada: [s.n.], 2005.
- 138 International Electrotechnical Commission - IEC. **Standard IEC 61850-4, Communication networks and systems in substations - Part 4: System and project management**. [S.l.], 2002–01. Edition 1.0.
- 139 International Electrotechnical Commission - IEC. **Standard IEC 61850-10, Communication networks and systems in substations - Part 10: Conformance testing**. [S.l.], 2005–05. Edition 1.0.
- 140 PAULINO, M. E. de C.; SIQUEIRA, I. P. de; CARMO, U. A. do. Requisitos para interoperabilidade de IEDs e sistemas baseados na norma IEC 61850. In: **X STPC - Seminário Técnico de Proteção e Controle**. Recife - Brasil: [s.n.], 2010.
- 141 PAULINO, M. E. de C.; SIQUEIRA, I. P. de; PEREIRA, A. C. Diretrizes para ensaios de interoperabilidade e testes funcionais em relés multifuncionais baseados na norma IEC 61850. In: **IX STPC - Seminário Técnico de Proteção e Controle**. Belo Horizonte - Brasil: [s.n.], 2008.