

TESE

1020

A FEDERAL DE ENGENHARIA DE ITAJUBÁ

*Metodologia para a Automação de
Pequenas Centrais Hidrelétricas*

ERIC MORAIS ABRAHÃO

ITAJUBÁ - 1999



**ESCOLA FEDERAL DE ENGENHARIA DE
ITAJUBÁ**

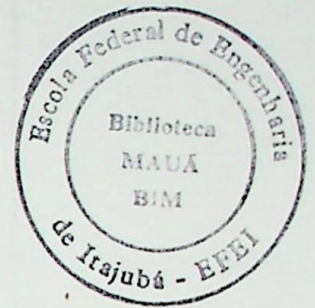
Departamento de Eletrônica



**METODOLOGIA PARA A
AUTOMAÇÃO DE PEQUENAS
CENTRAIS HIDRELÉTRICAS**

ERIC MORAIS ABRAHÃO

Metodologia para a Automação de Pequenas Centrais Hidrelétricas



ERIC MORAIS ABRAHÃO

Orientador: Dr. LUIZ EDIVAL DE SOUZA

Dissertação apresentada à Escola Federal de Engenharia de Itajubá, para a obtenção do título de Mestre em Ciências em Engenharia Elétrica.

ITAJUBÁ
Estado de Minas Gerais – Brasil
1999

Abrahão, Eric Morais.

Metodologia para Automação de Pequenas Centrais Hidrelétricas. / Eric Morais Abrahão. Itajubá : EFEI , 1999. 130p.

Monografia apresentada a EFEI para obtenção do grau de mestre em ciências em engenharia.

1. Centrais elétricas 2. Centrais hidrelétricas 3. PCHs.

I. Título.

Itajubá, 21 de janeiro de 1999

Prof. José Antônio Jardim
1º Examinador - USP-SP

Prof. Espinosa de Cople Santos
2º Examinador - EFEI

Prof. Dr. Evandro de Souza
3º Examinador - (Orientador) - EFEI




Ministério da Educação
ESCOLA FEDERAL DE ENGENHARIA DE ITAJUBÁ
Reconhecida Lei 3232 - 05/01/1917


ANEXO I

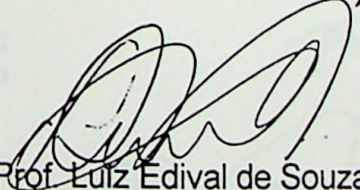
PRONUNCIAMENTO DA BANCA EXAMINADORA

A Banca Examinadora, abaixo assinada, nomeada pela Portaria nº 341 de 20/12/99, considerando o resultado do Julgamento da Prova de Defesa Pública da Dissertação de Mestrado intitulada: **“Metodologia para a Automação de Pequenas Centrais Hidrelétricas”** apresenta pronunciamento no sentido de que o Coordenador dos Cursos de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Escola Federal de Engenharia de Itajubá solicite ao DRA (Departamento de Registro Acadêmico) a expedição do título de **Mestre em Ciências em Engenharia Elétrica, na Área de Concentração Automação e Sistemas Elétricos Industriais**, satisfeitas as demais exigências regimentais, a **Eric Morais Abrahão**.

Itajubá, 20 de dezembro de 1999.


Prof. José Antônio Jardini
1º Examinador - USP-SP


Prof. Edson da Costa Bortoni
2º Examinador – EFEI


Prof. Luiz Edival de Souza
3º Examinador – (Orientador) – EFEI

Atitude de Aprender

Estamos inclinados a pensar que nossas idéias são criadas pela nossa própria inteligência, mas, na verdade, elas são consequência de experiências obtidas através do contato exterior.

Sem o estudo ou o ensino recebido de outros, não podemos expressar uma só idéia. As crianças aprendem com seus pais, os alunos com seus mestres, e os jovens com os mais velhos. Assim, através da influência e do direcionamento do pensamento das outras pessoas, nossas idéias tomam forma. Concluimos, portanto, que a capacidade de criação de idéias dignas de apreço está relacionada com o grande volume de ensinamentos e experiências assimiladas de nossos semelhantes.

Por sua vez, a sabedoria e a experiência de cada indivíduo são resultado da acumulação de conhecimentos disseminados pela natureza neste vasto universo – das pedras e das plantas que não falam; das nuvens do céu; da ancestral história da humanidade por insignificante que seja; do choro inocente dos bebês; da reprovação severa dos mais velhos; ou da crítica sincera da juventude. Com sinceridade podemos absorver sabedoria de todos os homens e de todas as coisas. A esta atitude se deve a criação de idéias frescas e brilhantes.

O desejo de aprender é o primeiro passo para a “prosperidade”.

Konosuke Matsushita.

Fundador e Conselheiro Executivo da Matsushita Electric Industrial Co. Ltda.

Osaka – Japão.

Agradecimentos

Dr. Luiz Edival de Souza – pela orientação, disponibilidade e incentivo para a realização do trabalho.

Dr. Edson Bortoni – pelas sugestões pertinentes, acompanhamento e apoio que contribuíram para o embasamento desse projeto.

Eng. André Coutinho – pelas informações, esclarecimentos e opiniões profissionais tão importantes.

Ms.C. Maria Christina Abrahão, pela grande ajuda nas revisões e pelo apoio.

CAPES – pelo voto de confiança e apoio financeiro.

Aos colegas de estudo e trabalho, principalmente os eng.s Leonardo de Mello, Eduardo Mendes e Anderson Henriques pela ajuda e pela convivência.

Aos professores e alunos do GAI / Labfield e CERPCH - EFEI pela colaboração.

Aos profissionais das empresas visitadas, pelas valiosas contribuições dadas para o sucesso desse projeto.

Aos funcionários da EFEI pela atenção.

A todos que de alguma forma contribuíram para a realização e conclusão deste trabalho, fica aqui a minha gratidão.

Dedicatória

A minha família e amigos.

Resumo

Esta pesquisa começa apresentando os possíveis benefícios advindos da automação de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs). Faz uma definição das PCHs que são objeto deste estudo, seguida de uma comparação com as centrais maiores e deixa claro quais os objetivos a serem alcançados.

O segundo capítulo apresenta novos conceitos e tecnologias no campo da automação. Mostra o resumo de um projeto de automação de pequenas centrais de uma empresa, o qual obteve excelentes resultados, quando de sua apresentação. Também, é descrito o histórico da central Luiz Dias, suas características gerais e a descrição de sua estrutura. Ao final, encontram-se conceitos fundamentais, para o entendimento do funcionamento e operação convencionais das PCHs.

O capítulo terceiro desenvolve a parte principal do trabalho. Constrói-se uma metodologia baseada no estudo de caso. São feitas as considerações preliminares do processo de modernização e as soluções escolhidas para o prosseguimento do trabalho.

Foi realizado um estudo das várias alternativas tecnológicas que poderiam ser utilizadas para automação de centrais e identificados três níveis de modernização do grupo turbina-gerador.

A última parte, refere-se a proposta de integração de todos os subsistemas, comenta sobre o desenvolvimento de sistemas supervisórios, sua filosofia de funcionamento e aspectos a serem considerados, para que o mesmo tenha o melhor desempenho possível.

Constatou-se, que o Brasil possui um grande número de PCHs que estão sendo reativadas, outras abandonadas e até mesmo existem aquelas que estão em situação desconhecida.

Para recuperação destas centrais, a automação é um fator fundamental. Em alguns casos, este trabalho necessita ser acompanhado da repotenciação, porque o total de pequenas centrais, representa apenas um pouco mais do que um por cento (1%) do potencial hidrelétrico total instalado. Como ponto de partida e referência para a execução do processo de aproveitamento das PCHs, a metodologia sugerida neste estudo pode ser uma ferramenta eficiente e eficaz diante da diversidade de opções existentes.

Abstract

This research begins presenting the possible benefits and advantages resulted from the automation of Small Central Hydroelectrics (PCHs). It makes a definition of PCHs which are the reason of this study, followed by a comparison with the large ones. After that, it leaves clearly which are the goals to be reached.

The second chapter presents what are the new concepts and technologies in the automation field. It shows a summary of an automation project from stations of a company, which obtained excellent results, after its presentation. It is also described the historical of Luiz Dias Central, its general characteristics and its structure description. At the end, it presents some fundamental concepts for the understanding of the operation and conventional of PCHs operation.

The following chapter develops the main part of the work. A methodology is built based on the study of case. It presents the preliminary considerations of the modernization process and the solutions, which were chosen, for the work proceeding.

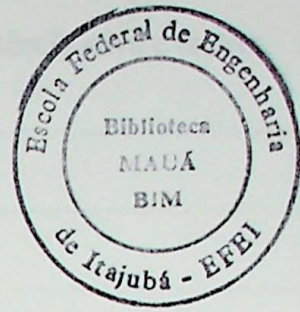
It was realized a study of several technological alternatives, which could be used to automates the power plant and it was also identified three modernization levels from the turbine-generator group.

The last part of the chapter refers to the integration proposal from all subsystems. It presents the developing of supervisory system, its philosophy of working and appearances to be considered the best performance of it.

From the studies which was done, it was discovered that Brazil has a large number of PCHs, which some have been revived, some have been abandoned and even some that have been in unknown situation.

For recuperation of these centrals, the automation seems a fundamental factor. In some cases, this work needs to be followed by a power increase, because the total of the small centrals express only a little more than 1% of the total hydroelectric potential. As point of departure and reference for the performance of improvement process of the PCHs, the methodology, suggested in this study, seems an efficient instrument before the variety options that exist.

Sumário



Resumo

Capítulo 1	1
Justificativa	1
1.1. Modernização de Centrais Hidrelétricas.....	1
1.2. Definições Operacionais.....	3
1.2.1. Pequenas Centrais Hidrelétricas - PCHs	3
1.2.2. Centrais Hidrelétricas de grande porte	6
1.3. Objetivos	7
Capítulo 2	8
Revisão da Literatura.....	8
2.1. Automação	8
2.1.1. A centralização da Supervisão e do Controle	10
2.1.2. Sistemas de supervisão e controle do sistema de potência	11
2.1.3. Características da automação do processo elétrico	13
2.1.4. Disponibilidade.....	14
2.1.5. Novas tecnologias.....	14
2.2. Exemplos de automação de pequenas centrais bem sucedidos.....	16
2.3. Histórico da Pequena Central Hidrelétrica de Luiz Dias (PCHLD).....	19
2.4. Descrição Básica da PCHLD.....	22
2.4.1. Situação atual da PCHLD.....	23
2.5. Operação de centrais.....	25
2.5.1. Partida do grupo gerador e execução do paralelo com o sistema.	25

2.5.2. Operação em paralelo – estratégias de controle da potência ativa e reativa	26
2.5.3. Parada do grupo gerador e desconexão com o sistema.	28
2.5.4. Filosofias de operação:	29
2.6. Reguladores de Velocidade:	31
Regulador Mecânico.....	32
2.7. Reguladores de Tensão	35
2.8. Proteção de redes elétricas	36
2.7.1. Proteção dos Geradores.....	37
2.7.2. Proteção dos Transformadores	37
Capítulo 3	38
Metodologia	38
3.1. Considerações preliminares para uma proposta de Automação de PCHs.....	38
3.2. Etapas do Projeto.....	40
3.2.1. Identificação dos objetivos.....	40
3.2.2. Avaliação de recursos existentes	42
Identificação dos serviços	42
3.2.3. Identificação das opções de equipamentos	43
3.2.4. Comparação entre as Opções de Equipamentos	46
Comparação entre CLP e o Regulador de Velocidade	53
3.2.5. Levantamento das variáveis monitoradas e controladas	55
3.3. Modernização do Sistema de Controle do Grupo Gerador-Turbina.....	58
3.3.1. Modernização e reforma do equipamento existente:	58
3.3.2. Automação com substituição Parcial (Partial Retrofit):	61
3.3.2.1. Automação dos procedimentos da operação na Substituição Parcial	63
3.3.2.2. Modernização do Regulador de Velocidade na Substituição Parcial.....	63
3.3.2.3. Regulador de Tensão.....	65
3.3.3. Automação com substituição Completa (Complete Retrofit)	66
3.3.3.1. Automação dos procedimentos da operação na Substituição Completa.....	67

3.3.3.2. Modernização do Regulador de Velocidade na Substituição Completa.....	68
3.3.3.3. Regulador de Tensão e Sistema de Excitação Estática.....	69
3.3.3.4. Sincronizador.....	71
3.3.3.5. Modernização da Unidade Hidráulica (HPU).....	71
3.3.4. Considerações gerais da instalação.....	75
3.4. Controle automático do nível de água do reservatório.....	77
3.5. Sistema Automático de Limpeza de Grade da Linha de Adução.....	79
3.6. Modernização da Proteção dos Sistemas Elétricos.....	79
Relés Digitais.....	79
3.7. Visão geral do Hardware de um Sistema Modernizado.....	81
Funções específicas dos elementos principais de um sistema automatizado de PCH.....	82
a) CLP.....	82
b) Regulador de Velocidade.....	83
c) Relés Digitais.....	83
3.8. Integração dos subsistemas automatizados.....	83
Levantamento das informações do Sistema Supervisório.....	85
3.9. Benefícios.....	88
3.9.1. Redução do tempo de indisponibilidade e Organização da manutenção.....	88
3.9.2. Redução dos custos de produção.....	88
Capítulo 4.....	90
4.1 Conclusões.....	90
4.2. Observações e Sugestões para novas pesquisas.....	93
Referências Bibliográficas.....	95
Bibliografia Recomendada.....	100

Anexos

1. Relação dos componentes elétricos existentes	105
1.1. Geradores.....	105
1.2. Equipamentos da estação.....	105
1.3. Painéis de Comando e Controle	108
1.4. Pannel de Serviço Auxiliar - CA	111
1.5. Circuitos de Iluminação	111
1.6. Circuito de telemetria do canal de adução	112
2. Hardware e Software propostos para a automação da PCH Luiz Dias	114
2.1. Hardware proposto.....	114
2.2. Descrição de alguns equipamentos de automação.....	114
2.2.1. Servoválvula eletro-hidráulica	114
2.2.2. Regulador de velocidade	116
2.2.3. Regulador de Tensão.....	117
2.3. Software proposto.....	117
Figura 17: a) Entrada e saída (I/O) distribuída b) Controle Distribuído	51
Figura 18: Sistema de controle baseado em PCs e CLPs	52
Figura 19: Diagrama de Blocos do Grupo Gerador sobria	58
Figura 20: Subestação Parcial (Parcial Retrátil)	61
Figura 21: Interface Eletro-hidráulica, Central Eloy Cheves	62
Figura 22: Regulador de Velocidade Distribuído de Woodward, Central Eloy Cheves	64
Figura 23: Sistema amplificado de controle do gerador	64
Figura 24: Regulador de Tensão Eletro-hidráulica da Siemens	65
Figura 25: Subestação Completa (Complete Retrátil)	66
Figura 26: Unidade Hidráulica Múltipla, Central Eloy Cheves	67
Figura 27: Regulador de Velocidade Distribuído de MOOG	69
Figura 28: Exemplos de tipos dos Controladores	70
Figura 29: Descrição Básica e Regulador de Tensão	75
Figura 30: Sincronizador Eletro-hidráulico conectado ao Regulador de Velocidade	71
Figura 31: Regulador de Velocidade e Unidade Hidráulica	72

Lista de Figuras

Figura 1: Pirâmide Hierárquica	9
Figura 2: Visão geral do Sítio Hidrológico da Central Luiz Dias	20
Figura 3: Interior da Casa de Máquinas da PCHLD	22
Figura 4: Conduitos Forçados.....	23
Figura 5: Reservatório e barragem da PCHLD	24
Figura 6: Curva de Capacidade de uma Máquina Elétrica [13].	27
Figura 7: Limites da Curva de Capacidade.	30
Figura 8: Regulador de velocidade mecânico, Rede Elétrica Piquete Itajubá (REPI).....	32
Figura 9: Regulador Mecânico [13].	34
Figura 10: Regulador com Queda de Velocidade [13]......	35
Figura 11: Subsistemas de uma central.....	39
Figura 12: Seqüência para automação de PCHs	41
Figura 13: Redes de uma Planta.....	45
Figura 14: Rede de Fibra Ótica conectando 2 CLPs	45
Figura 15: CLP Altus, Central Eloy Chaves.	47
Figura 16: Ciclo de Varredura.	48
Figura 17: a) Entrada e saída (I/O) distribuída b) Controle Distribuído.....	51
Figura 18: Sistemas de controle baseados em PCs e CLPs	52
Figura 19: Diagrama de Blocos do Grupo Gerador-turbina.....	58
Figura 20: Substituição Parcial (Partial Retrofit).....	61
Figura 21: Interface Eletro-hidráulica, Central Eloy Chaves.	62
Figura 22: Regulador de Velocidade Eletrônico da Woodward, Central Eloy Chaves.....	64
Figura 23: Sistema simplificado do controle do gerador.....	64
Figura 24: Regulador de Tensão Eletrônico da Siemens.....	65
Figura 25: Substituição Completa (Complete Retrofit).....	66
Figura 26: Unidade Hidráulica Moderna, Central Eloy Chaves.....	67
Figura 27: Regulador de Velocidade Eletrônico da MOOG.....	69
Figura 28: Excitação estática dos Geradores.....	69
Figura 29: Excitação Estática e Regulador de Tensão	70
Figura 30: Sincronizador Eletrônico conectado ao Regulador de Velocidade.	71
Figura 31: Regulador de Velocidade e Unidade Hidráulica.....	72

Figura 32: Esquema de uma unidade hidráulica.....	73
Figura 33: Unidade Hidráulica Moderna, HPU-Woodward 55069A.....	73
Figura 34: Servoválvula Eletro-hidráulica.....	74
Figura 35: Válvula proporcional bidirecional.....	74
Figura 36: Sistema de Controle do Grupo Gerador com a Substituição Completa.....	77
Figura 37: Sistema de Limpeza de Grade Automático, Central Eloy Chaves.....	79
Figura 38: Diagrama de blocos de um Relé Digital.....	80
Figura 39: Arquitetura do Sistema de Controle.....	81
Figura 40: Opção de controle distribuído com supervisão via CLP.....	82
Figura 41: Tela do Menu Geral.....	87
Figura 42: Tela do Gerador Dois (2).....	87
Figura 43: Válvula eletro-hidráulica.....	115
Figura 44: Regulador eletro-hidráulico.....	116
Figura 45: Regulador de Tensão eletrônico.....	117

Lista de Tabelas

Tabela 1: Situação das PCHs existentes no Brasil até 1997.....	6
Tabela 2: Os Custos da Automação em Reais no ano de 1993.....	18
Tabela 3: Dados Gerais da Automação da Central Eloy Chaves	19
Tabela 4: Funções dos Reguladores	36
Tabela 5: Identificação dos Objetivos para Modernização de PCHs	42
Tabela 6: Comparação entre Controladores baseados em PC e CLPs.	50
Tabela 7: Exemplo de levantamento das Variáveis do Processo de uma Central	57
Tabela 8: Variáveis de trabalho do Sistema Supervisório	86

Capítulo 1

Justificativa

1.1. Modernização de Centrais Hidrelétricas

A modernização dos sistemas de supervisão e controle de centrais hidrelétricas antigas, tem trazido muitas vantagens e benefícios. Nos sistemas implantados, a operação se apresenta mais confiável, e a manutenção se torna mais ágil e eficiente.

A utilização dos princípios básicos da automação, otimizados pelas recentes tecnologias incorporadas ao setor, pode não só melhorar as centrais antigas em atividade, como tornar viável a colocação das centrais desativadas em funcionamento.

O Brasil apresenta um cenário com um grande número de centrais, com idade média avançada de diferentes potências instaladas, e com escassez de recursos. A demanda de energia elétrica vem aumentando tornando a oferta e a qualidade da energia preocupações constantes. As Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) poderão ser úteis, para auxiliar o setor elétrico nessa tarefa, porém, elas precisam ser recuperadas, modernizadas e até repotenciadas, para que possam ser mais eficientes e competitivas [1, 18, 39].

Diante disso há que se dar prioridade e planejar a modernização, uma vez que especificar e implantar sistemas digitais para centrais velhas, em operação ou desativadas, pode apresentar dificuldades bem maiores que centrais novas [15].

Em termos de sistemas de supervisão e controle, as centrais antigas em geral, só apresentam painéis de comando locais, apenas com os alarmes e as sinalizações mais significativas, salas de comando centralizadas, com poucos recursos, e necessidade de equipes relativamente grandes de operadores, para garantir uma operação confiável.

A supervisão e controle de centrais com sistemas convencionais, exige uma demanda de recursos humanos experientes e especificamente treinados.

Na ocorrência de grandes distúrbios, a recolocação das unidades geradoras em serviço exige intensas atividades e deslocamento físicos dos operadores na casa de máquinas. Coletas de informações e sinalizações referentes às perturbações são precariamente executadas, prejudicando assim as análises pós-operação [26, 31].

Além disso, com os sistemas convencionais, gasta-se bastante tempo, no diagnóstico dos problemas que ocorrem nas instalações e equipamentos, o que traz, como consequência direta, o aumento de indisponibilidade das máquinas geradoras.

Para centrais de pequeno porte, que são o estudo de caso deste trabalho, o retorno do investimento é obtido preponderantemente através da operação desassistida.

Os benefícios citados foram comprovados em análises realizadas pela Cesp [1].

Outros benefícios não mensuráveis, como a melhoria e preservação da confiabilidade operacional das centrais e a amenização dos impactos sociais, causados pela carência energética atual, como a redução da duração de blecautes, também, devem ser considerados.

Em alguns artigos [16, 18] a modernização das centrais inclui uma repotenciação dos hidrogeradores, principalmente, em centrais muito antigas, com mais de 30 anos de operação, pois pode vir a ser antieconômico utilizá-los com a mesma capacidade original. E com a evolução tecnológica dos materiais essa tarefa tem se tornado mais fácil, podendo tornar viável economicamente a modernização de centrais de baixa potência, sem causar impactos ambientais, com a construção de novas centrais, além de necessitar de bem menos tempo.

A repotenciação pode ser feita, quando há sobra de recursos hídricos, e possibilidades de alteração das características dos hidrogeradores.



A norma IEEE St. 1147-1991 “Guia Para Reabilitação de Centrais Hidrelétricas” [17], foi o primeiro documento sobre repotenciação e foi publicada em 1992.

No Brasil os primeiros trabalhos sobre modernização e repotenciação surgiram a partir de 1993, como o projeto da central Eloy Chaves da Companhia Paulista de Força e Luz (CPFL), que é mostrado com mais detalhes no capítulo 2, item 2.2.

Porém, o presente trabalho não se aprofunda nesse importante aspecto da modernização, pelo menos de forma direta, pois, com o trabalho de modernização e recuperação dos geradores, geralmente há uma melhora do rendimento. O trabalho pretende dar ênfase à automação do sistema de operação e controle dos componentes da central.

Têm sido realizados estudos criteriosos de viabilidade técnico-econômica, análises da confiabilidade operativa, necessários para a qualidade da produção e fornecimento de energia dentro das normas e padrões estabelecidos [17]. Existem várias artigos apresentando metodologias, para a realização desse tipo de análise [17, 18, 22 – Anexo 3]. E, a maioria deles preconiza a grande possibilidade de obtenção de resultados satisfatórios.

1.2. Definições Operacionais

1.2.1. Pequenas Centrais Hidrelétricas - PCHs

As pequenas centrais hidrelétricas são unidades geradoras de energia elétrica que funcionam, em geral, com reservatórios mínimos ou derivações de curso d'água permanentes. Têm se destinado a suprir demandas locais ou demandas extraordinárias, como nos horários de pico ou falhas no sistema, entretanto podem ser uma alternativa, quando existem restrições a uma grande barragem, como as de ordem socioambiental [5, 7].

Inicialmente, as PCHs eram definidas, através da Portaria DNAEE 109, de 24 de novembro de 1982, pelas seguintes características:

- Operação em regime de fio d'água ou de regularização diária;
- Provisão de barragens e vertedouros com altura máxima de 10 m;
- Sistema adutor formado, apenas, por canais a céu aberto e / ou tubulações, não utilizando túneis;
- Suas estruturas hidráulicas de geração devem prever, no máximo, uma vazão turbinável de 20 m³/s;
- Dotação de unidades geradoras com potência individual de até 5MW;
- Potência total instalada de até 10 MW.

Pode-se perceber, que as principais diferenças entre uma PCH e uma central de maior porte estão relacionadas às dimensões das obras civis e equipamentos, assim sendo elas mantêm o mesmo princípio de funcionamento e operacionalidade das demais centrais.

O manual de Pequenas Centrais Hidrelétricas classificava as PCHs em três categorias:

- Microcentrais, até 100 kW e queda entre 15 m e 50 m;
- Minicentrais, entre 100 kW e 1000 kW e queda entre 20 m e 100 m;
- Pequenas centrais, entre 1 MW e 10 MW e queda entre 25 m e 130 m;

Recentemente a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) mudou o conceito de pequenas centrais hidrelétricas (PCHs), em resolução (394 e 395 de 4 de dezembro de 1998)

[20], que ampliou o potencial das plantas de 10 MW para 30 MW ($1\text{MW} \leq \text{Pot} \leq 30\text{MW}$).

A nova resolução, segundo a agência, deve incentivar a construção de centenas de novas PCHs em potenciais já identificados, porque a energia gerada por elas – seguindo outra resolução recente da ANEEL – tem 50% de descontos nas tarifas de transporte da eletricidade. Para as PCHs operarem, basta uma autorização da ANEEL, diferente das demais plantas, que exigem

uma licitação da concessão de funcionamento. A resolução 394 incorporou dois critérios, que inicialmente eram encarados como antagônicos por técnicos da própria autarquia. Agora, além de definir que PCHs é um empreendimento com capacidade entre 1 MW a 30 MW, também é fixado que as unidades são assim consideradas, se a área total do reservatório se limitar a no máximo 3 km². Outros empreendimentos, que se limitarem a 30 MW de potência, mas que excederem o limite da área alagada terão seus casos estudados isoladamente por esta Agência. Duas instituições de fomento à construção de PCHs, devem divulgar em breve pareceres sobre a nova legislação. Tanto o Centro de Apoio a Negócios com Pequenas Centrais Elétricas, da Eletrobrás, quanto o Centro Nacional de Referências em Pequenos Aproveitamentos Hidroenergéticos (CERPCH), da Escola Federal de Engenharia de Itajubá (MG) (www.cerpch.efei.br), preparam estudos que indicarão os impactos econômicos, energéticos e sociais da nova resolução. Os dois centros participaram da elaboração do texto da medida.

O Programa Nacional de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PNPCH) [7], da Eletrobrás, apoia a implantação desses empreendimentos, facilitando o estudo, projeto, construção e financiamento dessas centrais. O potencial brasileiro aproveitável através das PCHs é estimado em cerca de 1 GW.

Especialmente em regiões rurais, as PCHs podem melhorar a qualidade de vida dos moradores, permitir a instalação de pequenas indústrias e agregar elementos positivos para o funcionamento de escolas, centros de saúde, comunicações, comércio e muitos outros benefícios. O próprio desenvolvimento seria incentivado por usos agregados dos reservatórios, como por exemplo, o bombeamento elétrico d'água, também usado, para a aquicultura e para a irrigação.

A situação das PCHs no Brasil até 1997 pode ser vista na tabela 1. Verifica-se que existem em torno de 341 centrais em condições de operação, o que representa um potência

total instalada de 628,1 MW, ou seja, um pouco mais de 1% do parque total brasileiro, que em 1998 era de 58 GW.

Além disso, existem em torno de 1517 centrais abandonadas e/ou em situação desconhecidas. Entretanto, estas centrais totalizam 428,4 MW de potência instalada, o que corresponde à uma potência média por central de apenas 0,282 MW. Ou seja, na grande maioria estas centrais correspondem à minicentrais hidrelétricas que, geralmente, situam-se nas áreas rurais [23].

Tabela 1: Situação das PCHs existentes no Brasil até 1997.

SITUAÇÃO	QUANTIDADE	CAPC. TOTAL INSTALADA [MW]
Em operação	331	604,6
Em reforma	3	7,8
A serem reativadas	7	16,5
Sub total:	341	628,9

Situação de PCHs, minis e micro centrais

Abandonadas	428	154,5
Em situação desconhecida	1089	327,9
Subtotal	1517	482,4
Total	1858	1111,3

Fonte: Nascimento, 1997

1.2.2. Centrais Hidrelétricas de grande porte

As centrais de grande porte constituem a maioria do aproveitamento hidroenergético de nosso país. Sob o aspecto de potência a classificação das Grandes Centrais Hidrelétricas (GCHs ou UHEs) é de valores maiores que 30 MW (Pot >30MW).

Nas centrais de grande porte, geralmente a automação é feita utilizando-se projetos prontos de empresas especializadas. Esses projetos são concebidos de forma genérica, permitindo as devidas adaptações às necessidades do cliente. Esta abrangência faz com que os sistemas possuam capacidades e características muito superiores às necessárias de um modo geral. Para esse tipo de centrais, ainda assim, o desperdício de recursos ainda pode ser

admitido, devido as possibilidades de expansão e melhoria à curto prazo que estes sistemas apresentam. Em se tratando de situações onde pequenos aumentos no custo podem comprometer a viabilidade do sistema, como no caso das PCHs, essa prática se torna inadmissível.

Como exemplo de UHE de grande porte automatizada pode ser citada a UHE de Nova Ponte de 510 MW.

1.3. Objetivos

Pretende-se com este trabalho elaborar uma metodologia para a automação de pequenas centrais hidrelétricas (PCHs). Como estudo de caso, será feita uma análise para o projeto de automação da Pequena Central Hidrelétrica Luiz Dias, localizada no município de Itajubá. A partir dessa análise, do estudo de novas tecnologias na área e dos trabalhos que vêm sendo desenvolvidos em outras pequenas centrais, pretende-se criar uma roteiro genérico, realista e eficaz para a implantação de projetos de automação de PCHs.

Além disso, pretende-se levantar e documentar os procedimentos e conhecimentos afins de uma operação convencional e automatizada de PCHs.

Capítulo 2

Revisão da Literatura

Este capítulo se divide em quatro partes. Na primeira parte – Automação – procura-se delinear a aplicabilidade da automação atualmente e suas tendências futuras. Na Segunda parte – Exemplos de automação de PCHs bem sucedidos – mostra um exemplo de central automatizada. Na terceira parte - Histórico e a descrição física da estrutura da PCH Luiz Dias -, apresenta e descreve com detalhes a PCH. E, na quarta parte, são feitos esclarecimentos essenciais sobre o funcionamento normal de pequenas centrais, e uma descrição de seus principais componentes.

2.1. Automação

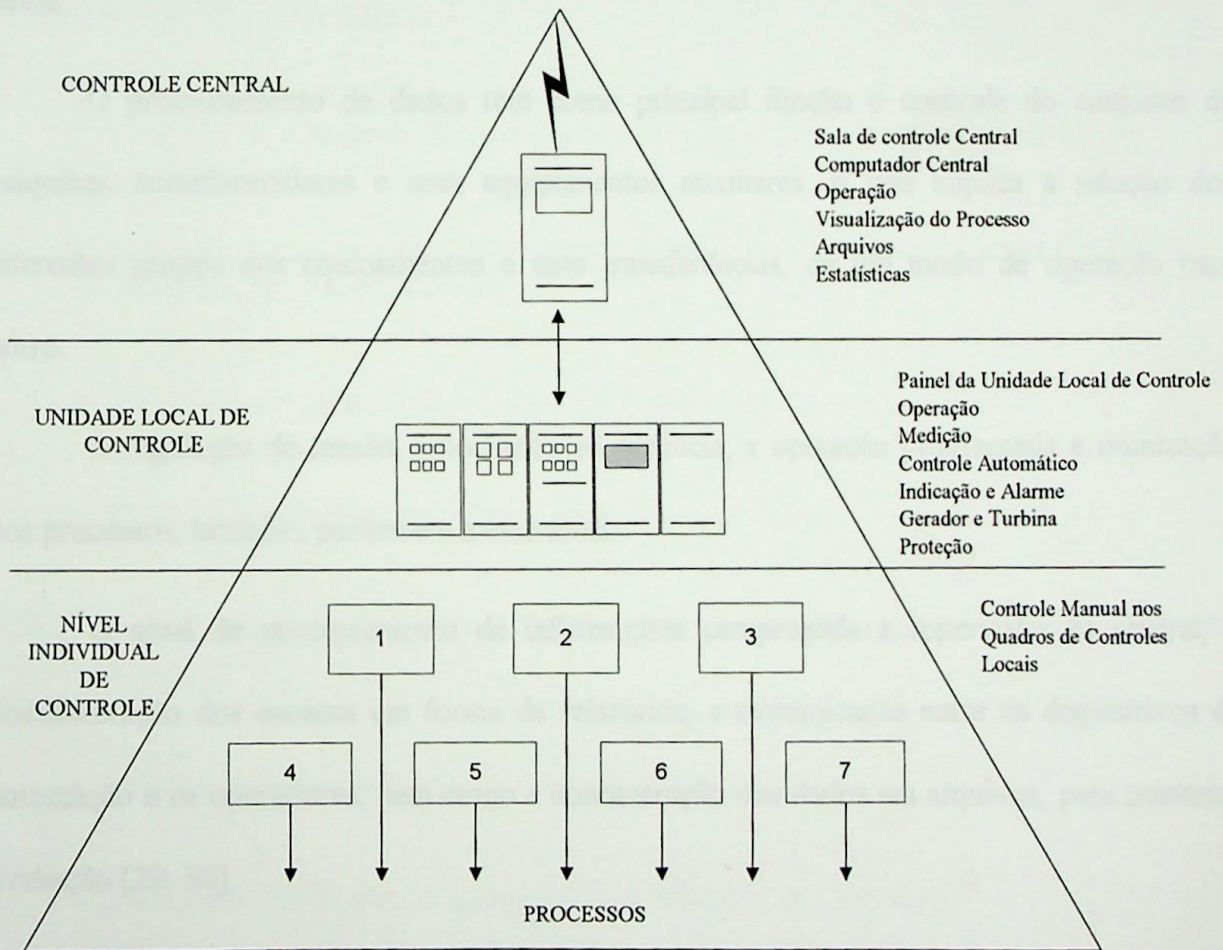
Dentre as instalações para geração de energia, as centrais hidrelétricas foram as primeiras a receber equipamentos de automação, o que visou a transferência de determinadas tarefas realizadas por operadores aos equipamentos. Inicialmente, tratava-se de tarefas rotineiras para os operadores. Com o aumento de recursos na área de automação, tarefas mais complexas, que exigiam atividades combinatórias, foram automatizadas. Hoje, a automação, abrange tarefas com lógicas extensas e padrões de segurança elevados.

No início, surgiram dispositivos que possibilitavam a operação automática parcial de processos em diferentes pontos das instalações. Essas tarefas eram executadas isoladamente, e em algumas instalações subsistem até hoje.

Atualmente, é imprescindível que se chegue a uma estreita interligação entre os processos parciais, facilitando a coordenação de uma central em sua totalidade. A centralização exige uma supervisão automática e completa da operação e dos dispositivos envolvidos e, conseqüentemente, uma grande troca de informação entre as unidades funcionais.

Os princípios básicos da automação de processos industriais são praticamente comuns a todas as aplicações. Também, no caso das centrais hidrelétricas, destacam-se três níveis hierárquicos nos sistemas de automação:

- o nível da aquisição de dados,
- o nível do processamento de dados e do controle,
- o nível do processamento de informações.



1- Sistema de excitação 2- Regulador de Velocidade 3- Conversor Estático 4- Serviço Auxiliar
5- Quadro de Controle das turbinas 6- Quadro de controle das comportas 7- Painéis de Potência.

Figura 1: Pirâmide Hierárquica

O nível de aquisição de dados é semelhante ao encontrado em outros processos e compreende a aquisição de sinais analógicos, digitais e binários dos equipamentos elétricos e hidráulicos.

Assim, no nível de aquisição de dados, empregam-se relés, acopladores ópticos e transdutores de medição, para a captação e a primeira transformação dos sinais nos equipamentos hidráulicos e elétricos da central. Dispositivos de automação com microprocessadores, como controladores lógicos programáveis, também são aplicados nesta tarefa.

O processamento de dados tem como principal função o controle do conjunto de máquinas, transformadores e seus equipamentos auxiliares, o que implica a seleção dos diferentes grupos dos equipamentos e suas transferências, de um modo de operação para outro.

A regulação de tensão, velocidade ou potência, a operação programada e otimização dos processos, também, pertencem a este nível.

O nível de processamento de informações compreende a supervisão da central, a documentação dos eventos em forma de relatórios, a comunicação entre os dispositivos de automação e os operadores, bem como a concentração dos dados em arquivos, para posterior avaliação [29, 30].

2.1.1. A centralização da Supervisão e do Controle

A centralização permite que os eventos em uma central hidrelétrica sejam apresentados ao pessoal de operação de forma transparente. É possível, através da centralização, supervisionar a instalação em funcionamento normal, prever falhas no processo ou corrigir as já ocorridas. A interligação entre as unidades funcionais, em nível físico e hierárquico, permite

a troca de informações dentro da instalação, o que possibilita a automação das ocorrências do processo que influem em um maior número de unidades funcionais.

Como grande proveito deste sistema, há a redução ao mínimo de cabos entre casa de máquinas e monitoração, facilitando a montagem e reduzindo custos, além de permitir a troca de dados entre os sistemas descentralizados individuais, sem interferência do nível hierárquico superior.

Através da técnica de gerenciamento em uma central hidrelétrica, pode-se automatizar as seguintes tarefas, entre outras:

- comando de diferentes dispositivos da central em diversos estados de operação;
- aquisição e representação dos estados instantâneos de funcionamento de cada parte da instalação, individualmente;
- supervisão de todas as partes da instalação para prever possíveis falhas;
- indicação instantânea de falhas ocorridas e suas causas;
- otimização do emprego e serviço das máquinas e equipamentos auxiliares pertinentes à geração;
- protocolos, relatórios e dados estatísticos;
- racionalização do uso da água através de filosofias de operação;
- regulação de frequência e de potência.

2.1.2. Sistemas de supervisão e controle do sistema de potência

O sistema de supervisão e controle (SSC), também chamado de despacho de carga, ou sistema de gerenciamento da energia, fornece os meios para a coordenação da operação e da manutenção do sistema elétrico, de maneira global [22].

O SSC possui vários níveis hierárquicos de ação, são eles:

- UAC – Unidade de Aquisição de Dados e Controle;
- COR – Centro de Operação Regional;
- COS – Centro de Operação do Sistema.

As UACs, localizadas nas centrais, são responsáveis pela aquisição de dados do processo e pelo comando dos equipamentos, representam a interface com o processo. Na central existe um sistema computacional como interface homem-máquina (IHM) adequada à monitoração e operação local.

Os dados relativos às UACs são comunicados ao COR através de canais de telecomunicações, normalmente microondas.

Nem todos os dados das centrais são de interesse para as atividades do SSC, apenas os mais significativos, tais como o estado dos disjuntores das linhas, geradores e transformadores, as potências ativas e reativas em cada elemento, e a tensão nos vários trechos da barra.

No COR ocorrem a operação e o atendimento às usinas e subestações de uma região do SSC. Nele chegam todos os dados coletados nas UACs, e dele partem sinais de telecomando dos disjuntores, sinais para partida e conexão com o sistema de um determinado gerador de uma central, e outros.

O COR possui um sistema supervisorio (SCADA: Supervisory Control and Data Acquisition), com as funções necessárias à operação da rede regional, essa IHM permite que se tome o conhecimento dos alarmes, eventos, medições, e execute telecomandos.

No COS estão as funções para a operação global centralizada do sistema e a coordenação da geração e da carga. Nele existe um sistema digital, com funções de alto nível, que obtêm

informações necessárias a operação adequada e segura de todo o sistema. Algumas dessas funções são:

- Previsão de carga, em base horária;
- Programação hidro-energética, previsão de cheias e vazões efluentes nos reservatórios;
- Fluxo de potência;
- Otimização da geração;
- Controle automático de geração, controle de carga e frequência;
- Coordenação da manutenção, etc.

Também no COS são ligadas as UACs correspondentes à malha principal do sistema, portanto ele também possui as funções de supervisão e controle.

2.1.3. Características da automação do processo elétrico

Ao se automatizar um processo elétrico deve-se considerar alguns aspectos importantes que o caracterizam [9]:

1. São utilizados vários tipos de equipamentos digitais, com funções distintas, mas também, com a existência de grande superposição, principalmente, na aquisição de dados e na atuação sobre o processo.
2. O número de fornecedores destes equipamentos específicos é reduzido e sua obsolescência é rápida;

3. O ambiente possui grandes influências eletromagnéticas, o que inspira cuidados especiais no projeto dos equipamentos, na instalação, testes e na escolha de sua localização junto ao processo;
4. Existe a possibilidade de expansão física do processo, de seu controle, ou mesmo aprimoramento de funções, o que justifica a opção por soluções de *hardware* e *software* modulares e expansíveis.

2.1.4. Disponibilidade

Atualmente, os sistemas de controle contam com sistemas redundantes, na tentativa de aumentar a confiabilidade da supervisão do processo. Numa planta hidrelétrica, a disponibilidade é um requisito muito importante, porém deve-se dar sempre prioridade à disponibilidade da geração de energia à disponibilidade do sistema de controle. Geralmente a maioria das indisponibilidades é causada pelo mau funcionamento dos componentes do sistema de controle como: sensores, válvulas, chaves fim-de-curso e outros. Com a utilização da estrutura hierárquica, descrita anteriormente, é possível manter a disponibilidade da geração através da previsão de controles manuais e dispositivos de proteção, independentes do sistema de controle.

2.1.5. Novas tecnologias

Nos últimos anos, vêm sendo amplamente utilizados equipamentos digitais com lógica programável, tais como os Controladores Lógicos Programáveis (CLPs) e os Computadores de Processo.

Para a proteção dos sistemas elétricos, em substituição aos vários tipos de relés de proteção convencionais, são propostos os relés digitais de proteção. Esses relés além de absorverem mais de uma proteção em um só equipamento, possuem outras funções, tais como auto – teste (watch dog), registro de eventos, controle de fator de potência, etc., que facilitam muito a integração com o sistema de supervisão.

São utilizadas também as redes de comunicação de alta velocidade, permitindo um controle sincronizados entre vários controladores, comunicação com microcomputadores e outros sistemas situados em um nível funcional superior. Com isto foi possível combinar o desempenho do controlador programável com a capacidade de controle distribuído de alta velocidade e interface com computadores, resultando em uma grande potencialidade de controle e supervisão [9].

Esses equipamentos tiveram um substancial desenvolvimento tecnológico, devido à sua grande utilização e aceitação. E, já se encontram, totalmente, digitalizados.

Atualmente, existem softwares genéricos configuráveis para supervisão em tempo real, que são extremamente poderosos, flexíveis, em ambientes bastante amigáveis, com recursos de multimídia, e de fácil interfaceamento com a maioria dos equipamentos de automação [1] .

Existem também os “pacotes” que fornecem o software e o hardware, que geralmente são chamados de sistemas digitais de controle distribuídos (SDCDs), ou Sistemas digitais de supervisão e controle (SDSCs), mas sua utilização é mais adequada às instalações com muitos pontos a serem controlados, através de malhas de controles que operam de forma contínua no tempo.

A central poderá ser supervisionada à distância, o que diz respeito ao conceito de Teleprocessamento, ou seja, a troca de informações em sistemas de computação utilizando as facilidades das telecomunicações [41]. Isto possibilitará, que o funcionamento da central seja

assistido à distância, permitindo uma análise mais detalhada dos dados obtidos através da utilização de equipamentos com recursos computacionais mais poderosos, tais como: estações de trabalho e supercomputadores, os quais normalmente não se encontram no local do processo. Também, pode ser feita a transmissão de imagens do processo, aumentando a confiabilidade da supervisão à distância [10].

Considerando as tecnologias utilizadas nos sistemas de proteção, e automação das centrais, que usam arquitetura distribuída, a comunicação de dados é de extrema importância.

Para a comunicação do sistema como um todo é necessária a utilização de protocolos de comunicação que não sejam específicos à determinadas partes ou só atendam alguns fabricantes.

Deve-se considerar o fator de interoperabilidade, entre os subsistemas garantindo uma boa comunicação independentemente de um determinado fornecedor.

Para alcançar este objetivo têm sido proposta a adoção de protocolos padrão para cada nível funcional dos sistemas, como por exemplo, o “Distributed Network Protocol (DNP 3.0)” inicialmente desenvolvido pela Harris Controls Division dos EUA que é baseado na norma internacional IEC 870-5. O DNP já se tornou um protocolo aberto e público, o que permite sua adoção como padrão [8].

2.2. Exemplos de automação de pequenas centrais bem sucedidos

A Central Hidrelétrica Eloy Chaves (CSEC), propriedade da Companhia Paulista de Força e Luz (CPFL), localiza-se no município de Espírito Santo do Pinhal, no Rio Mogi Guaçu. Foi construída em 1954, com capacidade de 8,8 MW.

A central encontrava-se desativada desde 1970, passou por um processo de recuperação e voltou a operar comercialmente em fevereiro de 1979.

Em 1988, iniciaram-se os estudos, para sua ampliação, visando atingir a atual capacidade de 19,2 MW.

Eloy Chaves é a primeira pequena central hidrelétrica do Brasil a ser totalmente automatizada. O Sistema executa automaticamente partida / parada das duas máquinas, controle do reservatório pelo acionamento das comportas e monitoração do Sistema Limpagrades [2].

Permite ainda, telediagnóstico, supervisão da proteção, emissão de relatórios, programação maximizada de geração e controle remoto de reativo pelo COA-SUL Campinas.

A comunicação com o COA-SUL é feita através de um enlace de microondas.

Os custos da automação, podem ser vistos na tabela 2, com a inclusão das adaptações eletromecânicas e das modernizações necessárias para a máquina nº 1 de concepção antiga.

Tabela 2: Os Custos da Automação em Reais no ano de 1993

Itens	Custo em reais
Mão-de-obra	280.415,00
Material	312.039,00
Serviços de terceiros	19.138,00
Diversos	18.028,00
Indiretos	233.675,00
TOTAL	863.295,00

Fonte: CPFL - Automação da Usina Hidrelétrica Eloy Chaves, 1993.

O sistema é configurado com 2 CLPs, um microcomputador industrial e periféricos interligados através de uma rede industrial.

A máquina nº 2 já foi adquirida com a concepção de automação e máquina nº 1 foi modernizada e preparada para receber os instrumentos de automação, sendo a principal modernização o regulador de velocidade.

Os benefícios alcançados com a automação foram:

- Economia de mão-de-obra;
- Redução nos custos de manutenção;
- Otimização do uso da água no período seco;
- Melhor gerenciamento da Operação;
- Padronização dos procedimentos operativos.

Na tabela 3 pode-se ver algumas das características técnicas da automação realizada na CSEC.

Tabela 3: Dados Gerais da Automação da Central Eloy Chaves

Equipamentos	Funções	Dispositivos/Grandezas controlados
CLP da Barragem	Supervisão, controle e comando	<ul style="list-style-type: none"> • Comportas de Setor • Comportas Volet • Limpa – grades • Nível d'água • Comporta de entrada dos condutos
CLP da Casa de Máquinas	Supervisão, controle e comando	<ul style="list-style-type: none"> • Temperaturas • Pressões • Nível de óleo e água • Partida/Parada de Máquinas • SE
Microcomputador Industrial		
Sensores		250 pontos
Comandos Digitais/Analógicos		80 pontos

Fonte: CPFL – Automação da Usina Hidrelétrica Eloy Chaves, 1993.

A automação da CSEC, foi o modelo mais completo de automatismo da CPFL. A central funciona com eliminação total de operadores, maximização de sua capacidade de geração a cada instante e um seguro controle do nível de água do reservatório.

Através desse resumo do projeto de automação da central Eloy Chaves percebe-se como o processo de adaptação dos equipamentos antigos para os dispositivos de automação é importante e necessita de ser feito de maneira particular, e mostra ser pouco viável a utilização de sistemas monolíticos de uso geral.

2.3. Histórico da Pequena Central Hidrelétrica de Luiz Dias (PCHLD)

A PCH Luiz Dias foi construída em 1914 no Rio Lourenço Velho, na Sub-bacia hidrográfica do Rio Sapucaí, Bacia do Rio Grande, no município de Itajubá, a 18 km do Campus universitário da EFEI, sendo destes, 8 km de asfalto e 5 km de estrada de terra, em médio estado de conservação.

É constituída por um sítio com 38,96 ha de terras rurais, com matas nativas, vegetação de Mata Atlântica. A PCH é classificada como de desvio, possui 2,40 [MW] de potência instalada, é dotada de um pequeno reservatório, um canal de adução, tubulação forçada e três grupos geradores, do tipo Francis - Gêmea, com 800 [KW] cada [24].

Dentro do sítio da central encontram-se construídas cinco (5) residências, um (1) depósito e um grupo escolar, além das casas de máquinas e de controle. Todas elas com instalação elétrica.



Figura 2: Visão geral do Sítio Hidrológico da Central Luiz Dias

Em 1994, através de um convênio com a Prefeitura Municipal de Itajubá, a EFEI recebeu da Cia. Energética de Minas Gerais - CEMIG, a PCH Luiz Dias em regime de comodato.

O uso dos recursos naturais e energéticos do Sítio Hidrológico da PCH Luiz Dias propiciará meios para criar um Centro de Inovações Tecnológicas em Energia e Meio Ambiente - CITEMA, que tem como objetivo o desenvolvimento de pesquisa, treinamento e a capacitação em todas as áreas de energia, recursos hídricos e meio ambiente [24].

A EFEI pretende fazer uso da PCH Luiz Dias como um Campus Avançado, o que dará condições para criação de novos cursos em áreas de tradicional atuação da escola, como energia, centrais hidrelétricas, hidromecânica, transmissão e distribuição de energia elétrica, e em novas áreas que envolvam recursos hídricos e meio ambiente. Também é de interesse a construção de laboratórios de grande porte, como laboratório para ensaios e certificação de bombas hidráulicas até 300 KW de potência, aferição de medidores de vazão e molinetes e laboratório de alta tensão.

Com o apoio de indústrias, da iniciativa privada, pretende-se automatizar a PCH Luiz Dias, podendo esta servir como referência para projetos futuros e desenvolvimento de equipamentos, sejam eles hidromecânicos, elétricos ou eletrônicos, que são indispensáveis à confiabilidade operacional automatizada de uma Central Hidrelétrica.

Além disso, com a automatização da PCH Luiz Dias, pretende-se criar um laboratório de automação, onde os alunos terão a oportunidade de verificar o funcionamento (controle e supervisão) de um sistema automatizado. Esse mesmo laboratório, poderá vir a ser um centro de treinamento para funcionários das concessionárias, onde os mesmos poderão conhecer como funciona de uma central automatizada, observando as vantagens que a automatização pode trazer.

2.4. Descrição Básica da PCHLD

Pode-se dividir a PCHLD em dois módulos: o *reservatório* e a *casa de máquinas*; na casa de máquinas se encontra, também, a subestação elevadora.

O reservatório é constituído de uma barragem de concreto armado de 43 metros de comprimento com um vertedouro de 36 m de comprimento, com duas comportas ao fundo com 5 m de altura, do tipo setor circular e uma comporta de superfície que possuem acionamento manual. Seu volume é de aproximadamente 25 mil m³. Saindo da comporta de superfície, existe um canal adutor de 4 metros de diâmetro e comprimento de 80 metros até a câmara de carga. Da câmara de carga partem dois condutos forçados feitos de aço carbono rebitado com diâmetro de 1,40 m, com 23 m de comprimento, paralelos que se ramificam, para alimentar as três máquinas [12, 24].

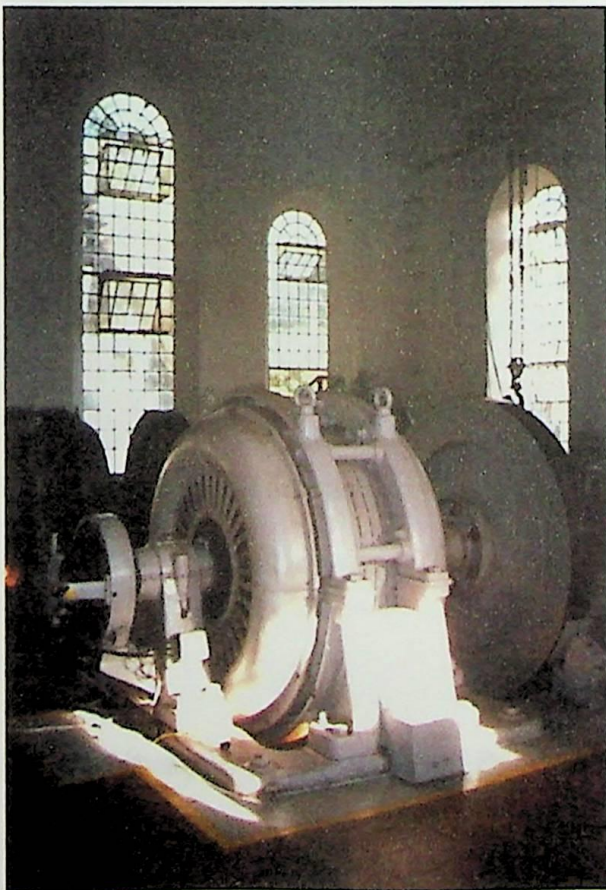


Figura 3: Interior da Casa de Máquinas da PCHLD

A casa de máquinas é construída em alvenaria, abriga três grupos geradores, com potência de 810 kW cada. As turbinas são do tipo Francis dupla, com eixo horizontal, fabricadas pela AMME Giesecke, operam a uma vazão de $3,75 \text{ m}^3/\text{s}$, 28 m de queda e 720 rpm. Nela localizam-se, também, os painéis de comando e controle, o painel de serviço auxiliar, e os componentes da subestação elevadora.

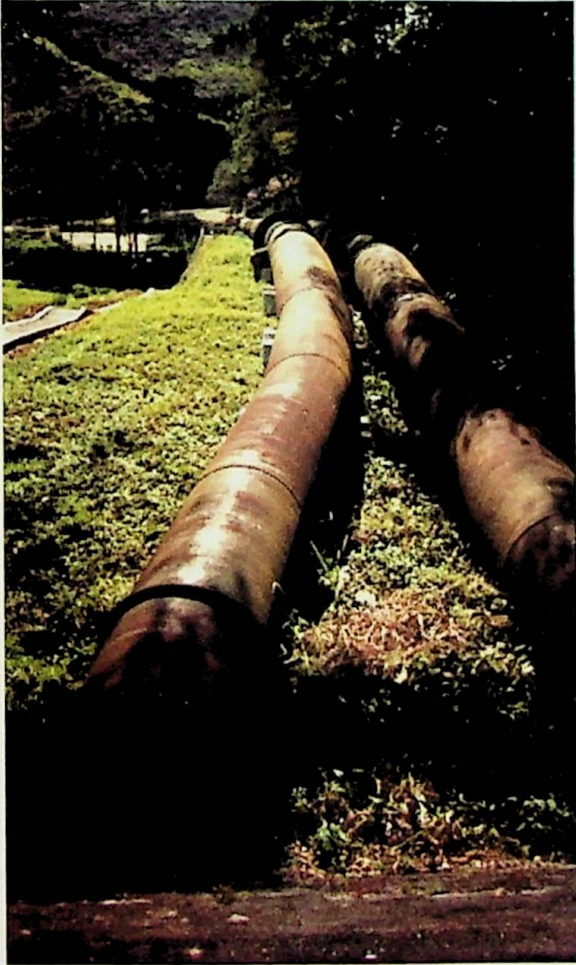


Figura 4: Conduitos Forçados

Outros detalhes técnicos dos componentes anteriormente citados são descritos no anexo um (1).

2.4.1. Situação atual da PCHLD

Atualmente, a central não está com sua capacidade total de operação disponível. As máquinas um (1) e dois (2) estão em plenas condições de entrar em operação, e estavam sendo

colocadas em funcionamento com a finalidade de testes, ou ajustes, e a máquina três (3) não se encontra em condições técnicas de entrar em operação.

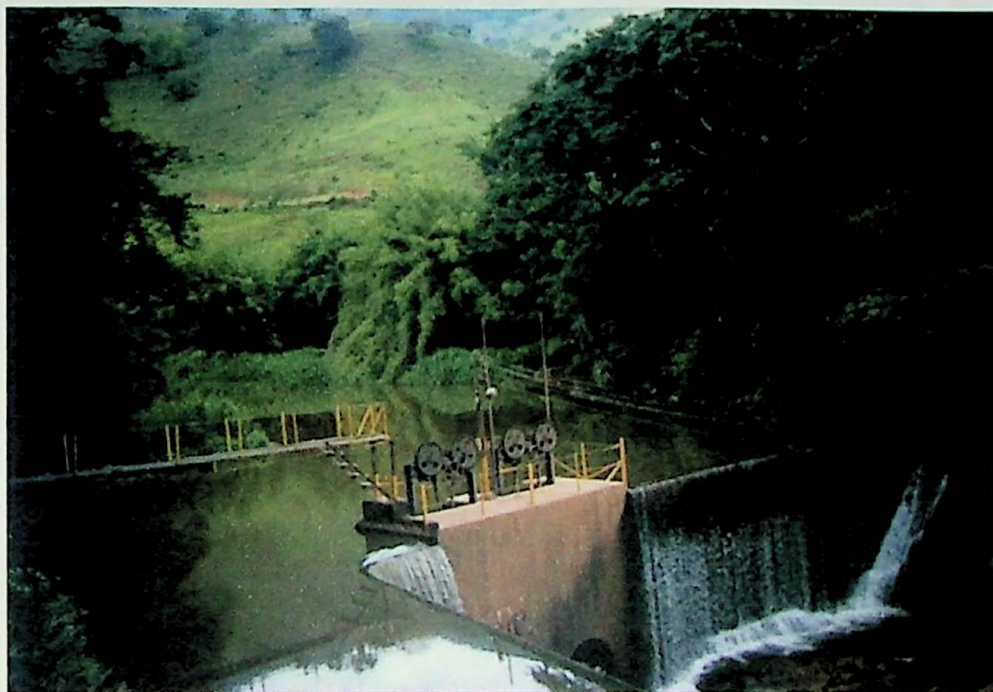


Figura 5: Reservatório e barragem da PCHLD

O reservatório só possui controle de nível manual, os motores de acionamento das comportas foram retirados, permanecendo, somente, suas conexões elétricas e suportes.

A central não conta com nenhum tipo de sistema automatizado ou semelhante. O regulador de velocidade é mecânico, com regulador de Watt e acionamento hidráulico convencional. A excitação é rotativa. O regulador de tensão é manual, e o sistema de proteção é convencional.

Para alcançar a viabilidade financeira e operacional da PCHLD e das atividades que se espera desenvolver, foi assinado um contrato de operação e manutenção da central para operação em paralelo com sistema CEMIG. Recentemente em junho de 1999, uma das duas máquinas operantes foi colocada em regime de funcionamento contínuo, de maneira convencional, já gerando e vendendo energia para o sistema da concessionária.

A viabilização específica da automação, pretende ser feita com o apoio da iniciativa privada, tornando a PCHLD como referência para projetos futuros e desenvolvimento de equipamentos que são indispensáveis à confiabilidade operacional automatizada de uma Central Hidrelétrica. Além disso, com a automatização, pretende-se criar um laboratório de automação, onde poderão ser ministrados cursos para pessoas afins como alunos e funcionários de concessionárias, tornando-se um centro de treinamento.

2.5. Operação de centrais

Para se automatizar uma central é essencial o conhecimento do seu modo de operação. O procedimento correto na colocação de um grupo gerador em funcionamento e a monitoração e controle das condições adequadas são fundamentais, para a estabilidade e otimização do sistema [13].

A automatização deve estar em conformidade com os procedimentos de operação, bem como informar de maneira clara e precisa cada passo no seu sistema supervisorio, visando cada vez mais o aumento da confiabilidade.

A operação convencional das centrais pode ser dividida em três etapas principais:

- 1 - Partida do grupo gerador e execução do paralelo com o sistema.
- 2 - Operação do grupo gerador em paralelo e estratégia de controle da potência ativa e reativa.
- 3 - Parada do grupo gerador e desconexão com o sistema em condições normais e de emergência.

2.5.1. Partida do grupo gerador e execução do paralelo com o sistema.

Nesta etapa, as operações a serem implementadas consistem em:

- abrir a válvula de entrada da turbina;
- abrir o distribuidor, observando a velocidade da máquina até que se alcance um valor próximo à velocidade síncrona;
- aplicar a excitação no gerador e ajustar novamente a velocidade síncrona;
- verificar as condições necessárias para ligação em paralelo de um gerador com a rede:
 1. A tensão do gerador e a do sistema devem apresentar a mesma forma de onda;
 2. Valores iguais de tensão entre o barramento do sistema e os terminais da máquina;
 3. Valores de frequência iguais;
 4. Tensões em fase;
 5. Mesma seqüência de fases.
- Fechar o disjuntor de paralelo, no momento exato em que todas as condições forem satisfeitas segundo os instrumentos de painel.

2.5.2. Operação em paralelo – estratégias de controle da potência ativa e reativa

Após feita a partida e executado o paralelo, a máquina dever ser operada de maneira que possa fornecer o que for solicitado pelo sistema, dentro de suas possibilidades. As condições de temperatura no rotor e no estator, a potência no eixo e o ângulo entre o rotor e o campo de reação da armadura, tem que estar dentro dos limites de estabilidade do gerador. A figura 6 mostra um exemplo de curva de capacidade de um gerador.

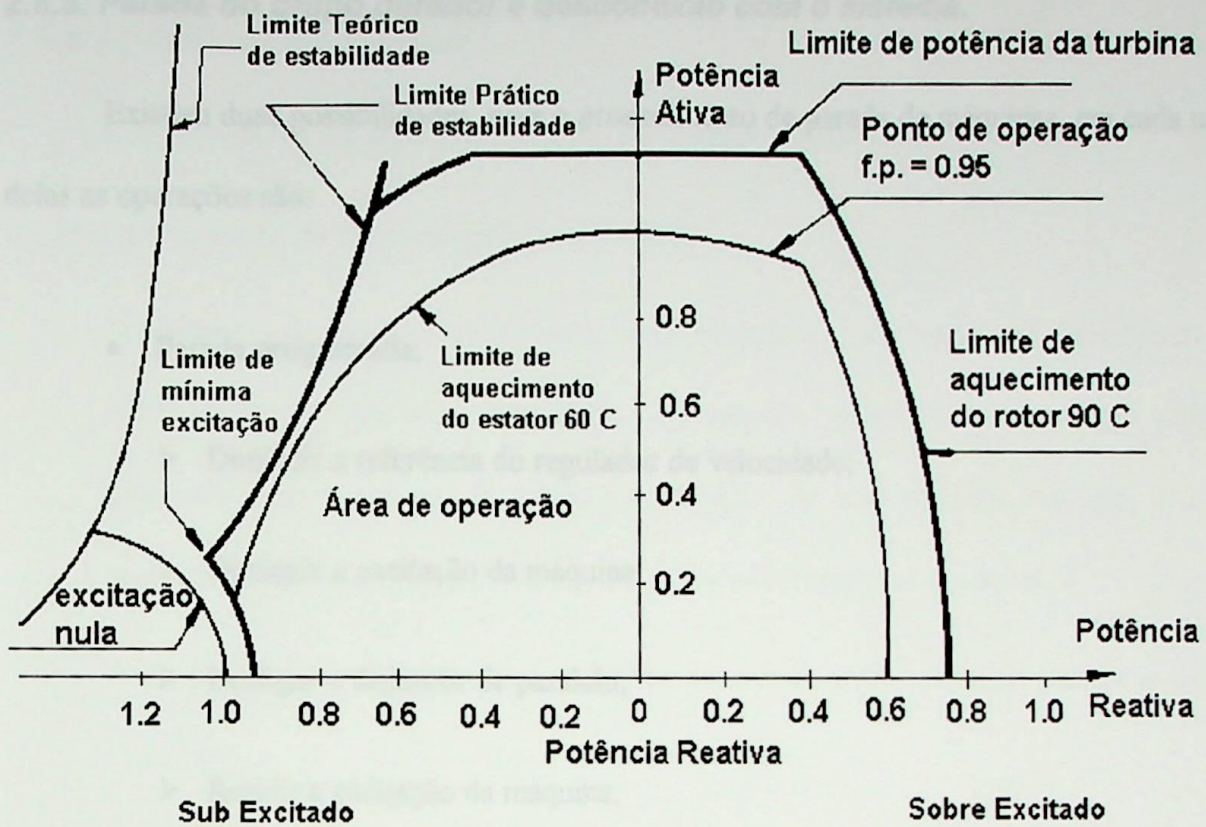


Figura 6: Curva de Capacidade de uma Máquina Elétrica [13].

O controle da potência ativa gerada é feito pelo regulador de velocidade, o qual está descrito em detalhes no item 2.6, atuando na referência do regulador.

Para controlar-se a potência reativa gerada é necessário atuar na excitação da máquina, alterando, assim, a força eletromotriz gerada. Este controle é feito pelos reguladores de tensão que podem ser automáticos ou manuais, e serão descritos em detalhes no item 2.7.

Resumindo, pode-se dizer que: após feita a partida, o controle se faz necessário para:

- Manter a máquina funcionando dentro dos seus limites nominais de operação;
- Ajustar o ponto de operação de acordo com a solicitação do sistema;
- Atuar na referência do regulador de velocidade para controlar a potência ativa gerada;
- Atuar na tensão de excitação da máquina para controlar a potência reativa gerada.

2.5.3. Parada do grupo gerador e desconexão com o sistema.

Existem duas possibilidades, para o procedimento de parada de máquinas, em cada uma delas as operações são:

- Parada programada;
 - Diminuir a referência do regulador de velocidade;
 - Diminuir a excitação da máquina;
 - Desligar o disjuntor de paralelo;
 - Retirar a excitação da máquina;
 - Fechar o distribuidor.

- Parada de emergência.

Ocorrendo o desligamento do disjuntor de paralelo, deve-se:

- Retirar a excitação da máquina.
- Fechar o distribuidor ;



2.5.4. Filosofias de operação:

Com relação às propostas de filosofias de operação destacam-se:

- Mínimo consumo de água (máximo rendimento);

O algoritmo de controle deve prever, periodicamente, para cada nível estabilizado do reservatório, a máxima capacidade de geração possível. O sistema verifica automaticamente o ponto de máximo rendimento de cada máquina, ou seja, o valor máximo de abertura do distribuidor, que será a referência para o regulador.

Pode-se utilizar um controle em conjunto, otimizado entre unidades geradoras (Joint Control).

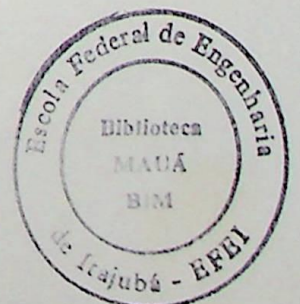
- Nível de montante dentro de uma faixa;

Armazena-se uma quantidade de água, que seja suficiente, para suprir a geração máxima, a partir de um determinado horário e durante um intervalo de tempo. Como, por exemplo, para atender demandas extraordinárias, em horários de pico, falha ou manutenção do sistema principal de geração. (Prever geração máxima no horário de pico.)

- Operação com fator de potência constante

O controle da geração é feito de maneira que o gerador mantenha, sempre, o mesmo fator de potência respeitando as limitações de sua curva de capacidade.

Os reguladores de tensão sofisticados usados nos grandes geradores, têm a característica de manter o grupo funcionando dentro dos limites da curva de capacidade. Porém os reguladores usuais em PCHs geralmente não possuem essa capacidade, em todas as condições de funcionamento.



Uma solução encontrada, indicada para auto-produtores interligados é uma adaptação dos reguladores de tensão convencionais. Ao invés de se comparar a tensão nos terminais do gerador com o sinal de tensão de referência, faz-se a comparação do fator de potência do gerador ($\cos \varphi$), com um sinal de $\cos \varphi$ de referência, ou seja, o valor de projeto do gerador (normalmente 0,8 indutivo).

Desta maneira, se houver uma diminuição da potência ativa, o regulador de fator de potência atuará na excitação, fazendo com que o valor de potência reativa gerada diminua.

Assim o gerador se manterá sobre a reta de $\cos \varphi$ constante, mantendo sempre uma geração de ativo proporcional à de reativo. Este sistema garante o funcionamento dentro da curva de capacidade, além de gerar reativo indutivo, que é uma exigência da concessionária.

Quando o gerador não estiver conectado à rede, haverá o bloqueio do sinal de fator de potência e o regulador de tensão continuará fazendo o controle normalmente, até que se feche o paralelo [21, 28].

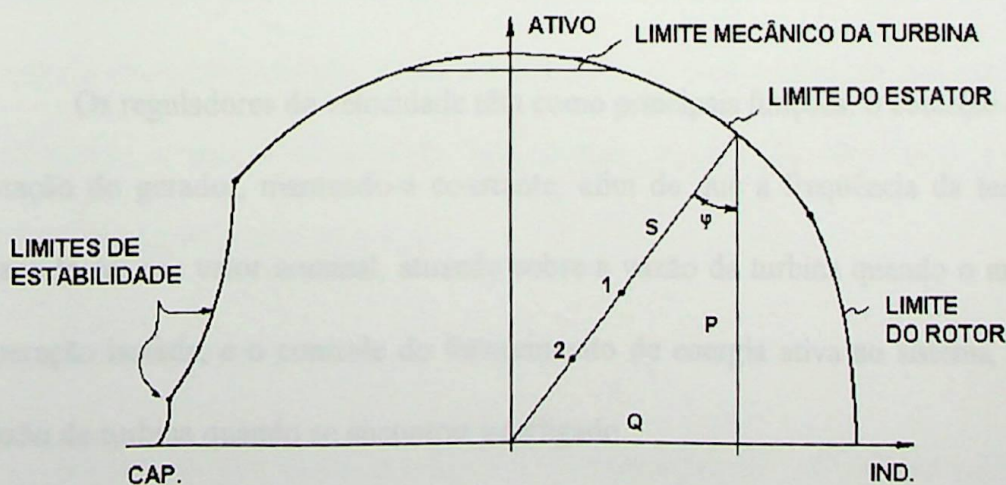


Figura 7: Limites da Curva de Capacidade.

Para facilitar a implementação das estratégias de operação deve-se usar os recursos da operação telecomandada.

Desta maneira, todo o processo da central é detalhadamente representado graficamente, nas telas do sistema supervisório, que pode ser observado no PC local ou remotamente. Qualquer anormalidade detectada por um sensor é mostrada na representação na tela e uma indicação de alarme também aparece [41].

É possível, à distância, serem feitas análises e atuações respeitando-se determinados níveis de segurança prescritos. Como exemplo pode ser citado o controle da potência reativa gerada, atuando-se remotamente na excitação da máquina.

- Supervisionar os elementos sensorizados da central;
- Telecontrole dos elementos acionáveis;
- Controle do reativo;
- Emissão de relatórios;
- Receber alarmes rapidamente.

2.6. Reguladores de Velocidade:

Os reguladores de velocidade têm como principais funções: o controle da velocidade de rotação do gerador, mantendo-a constante, afim de que a frequência da tensão gerada seja mantida em seu valor nominal, atuando sobre a vazão da turbina quando o mesmo estiver em operação isolada; e o controle do fornecimento de energia ativa ao sistema, atuando sobre a vazão da turbina quando se encontrar interligado.

A utilização dos reguladores de velocidade óleo-hidráulicos convencionais tem sido discutida devido ao seu alto custo, atingindo valores semelhantes ao da turbina. Muito se tem

feito para solucionar tal problema. Têm sido propostos outros reguladores, que venham a assumir essa função, tais como os reguladores de carga. Foi sugerido, também, a utilização de motores elétricos, para o acionamento das pás do distribuidor. Porém, a melhor opção encontrada, até o momento, ainda, continua sendo os reguladores eletro-hidráulicos por se mostrarem eficientes sem alterar drasticamente as características do sistema do grupo gerador-turbina como um todo [13, 40].

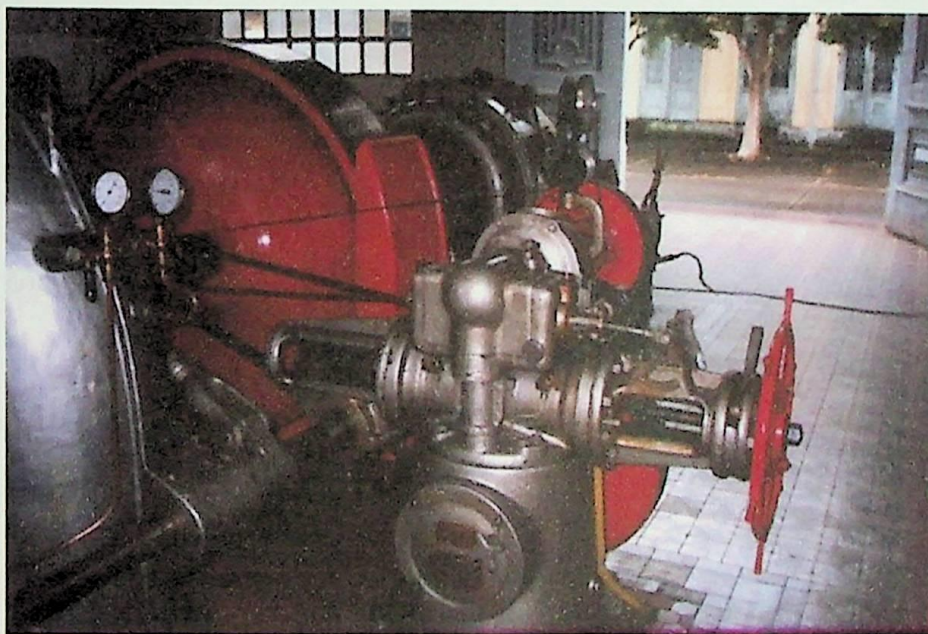


Figura 8: Regulador de velocidade mecânico, Rede Elétrica Piquete Itajubá (REPI)

Nos últimos anos os reguladores de velocidade eletro-hidráulicos têm tido um rápido desenvolvimento de suas funções periféricas, estendendo suas funções de controle. Como resultado esses equipamentos estão comunicando-se com o ambiente dos microcomputadores, melhorando a sua confiabilidade operacional, através da supervisão e mantendo suas tradicionais capacidades de controle.

Regulador Mecânico

Na maioria dos casos, o regulador de velocidade de turbinas hidráulicas é de atuação indireta, ou seja, a força das massas não é a que atua na abertura ou fechamento da alimentação de água, mas sobre uma válvula direcional de um circuito hidráulico que

controlará a ação de abrir ou fechar. O funcionamento se assemelha à um amplificador mecânico da força das massas.

Na figura 9, pode-se ver claramente, que em função do movimento das massas e da posição da referência, a válvula direcional sairá da sua posição central permitindo a passagem da pressão para câmara direita ou para câmara esquerda do pistão de atuação, ou servomotor, como é conhecido, o qual irá deslocar-se no sentido de fechar ou abrir o distribuidor.

Regulador Isócrono

São os reguladores que mantêm a mesma velocidade para qualquer carga. Pela figura 9, considerando que a referência, seja o ponto 3, pode-se perceber que, enquanto as massas não retornarem à sua posição inicial, a válvula direcional não estará na sua posição neutra, alcançando estabilidade. Portanto em regime transitório ele apresenta péssimas características de estabilidade.

Como este regulador mantém a velocidade constante, a sua aplicação é fortemente indicada para controle em sistemas isolados. Essa característica, no entanto, o torna inadequado para trabalhar em paralelo, acarretando problemas de instabilidade.



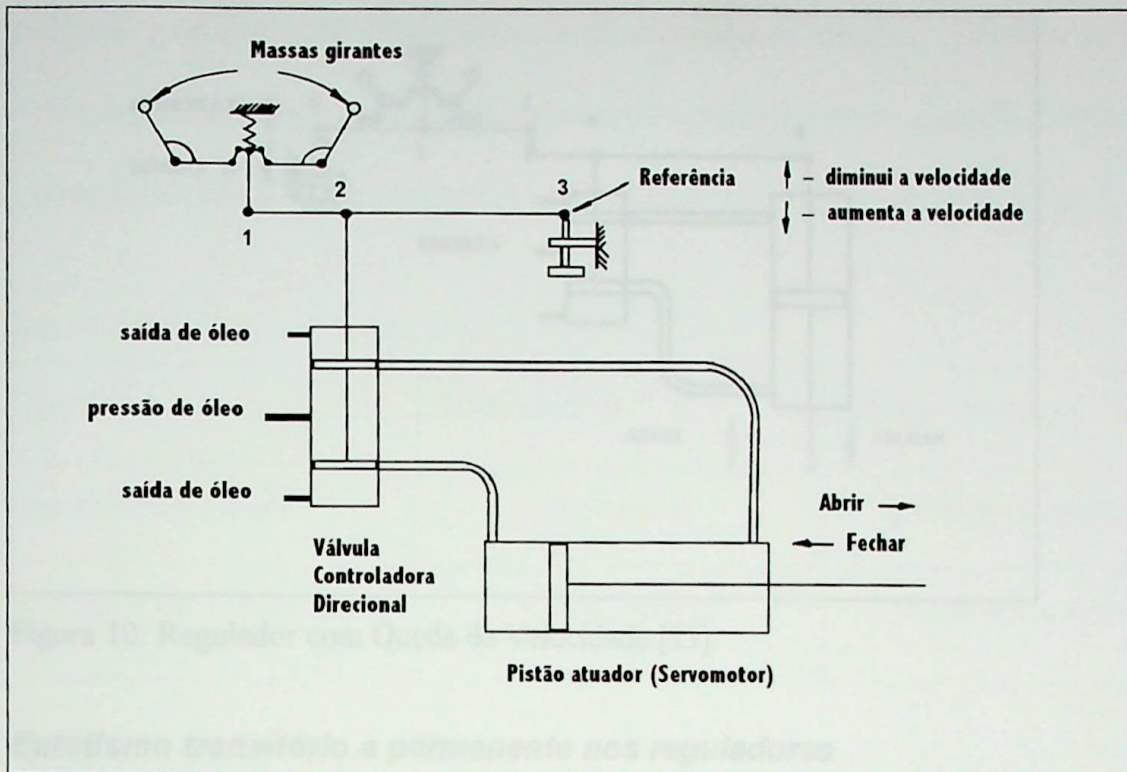


Figura 9: Regulador Mecânico [13].

Regulador com queda de velocidade

Para possibilitar a operação em paralelo, os reguladores com queda de velocidade apresentam uma mudança de velocidade dependente da carga.

Pode-se observar pelo modelo de um regulador com queda de velocidade, figura 10, que após a atuação, a válvula direcional fecha-se alcançando sua posição neutra, mesmo que as massas não retornem à sua posição inicial, ou seja, com uma rotação diferente da inicial. Se a máquina estiver presa à uma rotação, como no caso da máquina em paralelo, ao se elevar a referência há um aumento na potência, possibilitando assim o suprimento das necessidades de carga sem a alteração da velocidade e frequência.

gerada e o regulador de velocidade controla a rotação da máquina. Quando o gerador está funcionando interligado a um grande sistema, o regulador de tensão controla a energia reativa e o regulador de velocidade controla a potência gerada como pode-se ver na tabela 4.

Tabela 4: Funções dos Reguladores

Dispositivo	Sistema Isolado	Sistema Interligado
Regulador de Tensão	V (tensão)	Q (Potência reativa)
Regulador de Velocidade	n (velocidade)	P (Potência ativa)

2.8. Proteção de redes elétricas

No sistema elétrico, podem ocorrer distúrbios (sobretensões ou sobrecorrentes) que podem danificar os equipamentos. Portanto, o sistema elétrico possui proteções adequadas e precisas, para eliminar esses distúrbios o mais rápido possível, sem prejudicar o fornecimento de energia [4, 22] .

As proteções são feitas através de “relés” que operam com base em certos princípios físicos. Os primeiros relés utilizados, possuem partes móveis e funcionam pelos princípios de conversão de energia elétrica em mecânica (motor, solenóide). Em seguida, foram substituídos pelos estáticos, construídos por componentes eletrônicos, o que permitiu um grande aperfeiçoamento de algumas características. A geração mais recente de relés de proteção é a que usa microprocessadores e medição de sinais, sendo denominados relés digitais, ou numéricos, que serão descritos na metodologia.

Com o avanço tecnológico, que permite automatizar o sistema de controle das subestações, existem estudos de controle do carregamento por temperatura, para transformadores em subestações automatizadas.

2.7.1. Proteção dos Geradores

O geradores síncronos de corrente alternada constituem uma das peças mais caras no sistema de potência, e são sujeitos à vários tipos de defeitos, portanto sua proteção deve ser cuidadosamente analisada [4] . Em centrais geradoras com operadores, a proteção é feita contra dois tipos de faltas:

- a) falha de isolamento, conduzindo a curto-circuitos;
- b) condições anormais de funcionamento como perda de campo, carga desequilibrada do estator, sobrevelocidade, vibrações, sobrecarga, etc.

Além disso, a proteção deve funcionar rápido, para faltas internas, ser insensível às faltas externas, à zona de proteção estabelecida, assinalar condições anormais e eliminá-las quando perigosas.

Para a realização das funções de proteção, normalmente, são necessários um grande número de relés, cada um com características específicas para cada função. Hoje, já conta-se com a nova classe dos relés digitais microprocessados, que somente com um dispositivo, são capazes de implementar as mais diferentes funções. Existe também a possibilidade da proteção ser implementada através de computadores. Entretanto deve-se ter muito cuidado ao se modernizar as proteções já existentes, verificando se o hardware próprio da proteção oferece uma segurança compatível com a que teria com uma proteção convencional.

2.7.2. Proteção dos Transformadores

Os defeitos a que os transformadores estão sujeitos são: o curto-circuito nos enrolamentos, sobreaquecimento e circuito aberto. Atualmente, devido ao elevado nível técnico aplicado em sua construção, são considerados muito seguros, e requerem basicamente, a proteção contra curto-circuito interno e a proteção de retaguarda, contra faltas externas.

Capítulo 3

Metodologia

O capítulo começa com as considerações iniciais a serem feitas para a proposição de um projeto de automação de PCHs. A partir dessa análise inicial, começa a desenvolver uma metodologia que pretende ser realista e eficaz para a implantação de projetos de automação de PCHs.

3.1. Considerações preliminares para uma proposta de Automação de PCHs

Após o conhecimento da classificação e da descrição básica da central como foi feito para PCH Luiz Dias no capítulo 2, itens 2.3 e 2.4, o primeiro ponto a ser analisado no processo de automação de centrais, é a identificação dos objetivos a serem alcançados com a automação, tais como: as funções a serem automatizadas; como será o funcionamento da central, se ela será interligada a outros sistemas de energia elétrica ou não. A partir da definição dos objetivos ter-se-á mais claramente, quais os equipamentos necessários e quais os dispensáveis, evitando sofisticações desnecessárias, que podem encarecer ou reduzir a confiabilidade dos projetos.

Em grande parte das centrais hidrelétricas atuais que foram automatizadas, foram instalados sistemas conhecidos como semi-automação.

Em alguns processos pesquisados [2, 15], foi feita a manutenção de partida manual ou convencional da central, o que permite a partir da leitura de elementos de proteção previamente selecionados, executar automaticamente a parada de máquinas. Com isso reduz-se substancialmente o número de operadores necessários à operação da central. A central semi-automatizada deve ser inspecionada a cada 24 horas. Como exemplo pode-se citar a Central Hidrelétrica Salto Grande de 2,4 MW no município de Campinas S.P. que é semi-automatizada. A central possui um CLP que monitora ininterruptamente os seguintes eventos:

- Regulação automática de carga em função de nível de água do reservatório;
- Controle das temperaturas de mancais e estatores de geradores;
- Controle da rotação das máquinas;
- Controle do funcionamento das correias;
- Verificação da pressão dos reguladores de velocidade.

A figura 11 apresenta os vários subsistemas em uma central que podem vir a ser automatizados. Esta automação pode acontecer progressivamente, a partir da automação de um ou mais sub-sistemas, ou seja, uma semi-automação, podendo atingir a automação total.

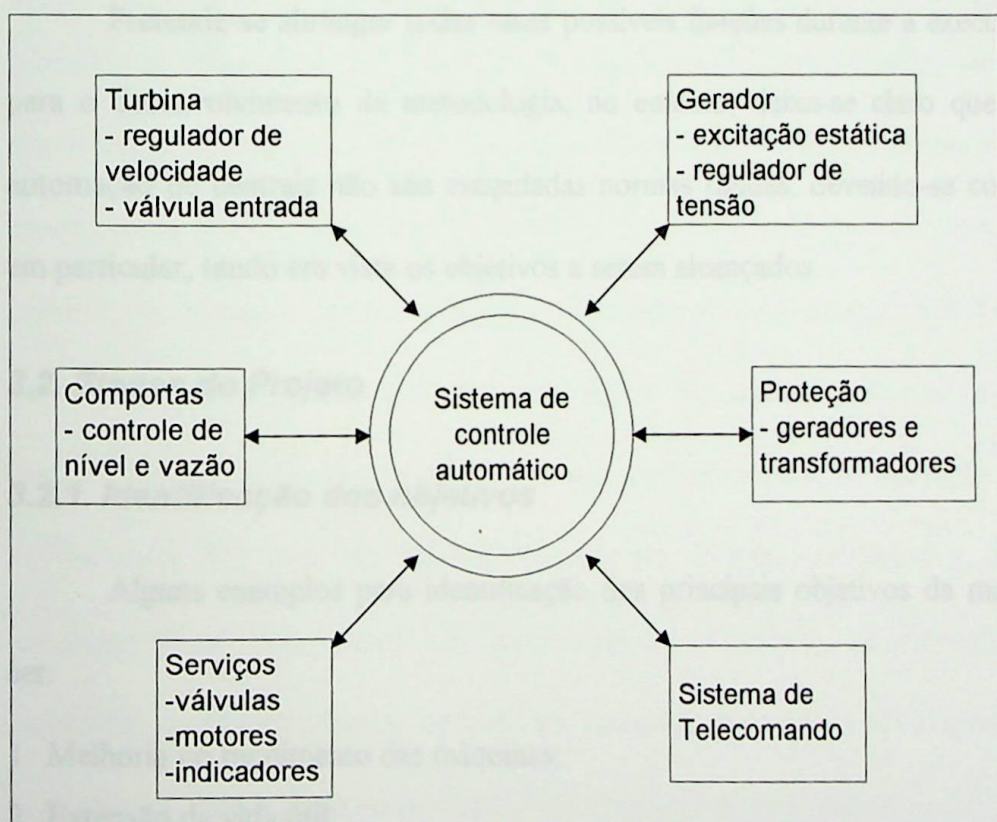


Figura 11: Subsistemas de uma central

Para uma automação completa a proposta é muito mais ampla, englobando as funções de semi-automação, possibilitando o controle de todos os sistemas componentes do processo de geração e transformação de energia [25].

As principais funções de uma PCH que podem ser implementadas são:

1. Controle automático do nível de água do reservatório;
2. Partida e parada das máquinas automaticamente;
3. Programação da geração;
4. Supervisão e comando da proteção elétrica e mecânica;
5. Análise de dados;
6. Supervisão e controle à distância.
7. Programação automática da manutenção.

Pretende-se abranger todas essas possíveis funções durante a execução de um projeto para o desenvolvimento da metodologia, no entanto, deixa-se claro que num processo de automação de centrais não são estipuladas normas rígidas, devendo-se considerar cada caso em particular, tendo em vista os objetivos a serem alcançados.

3.2. Etapas do Projeto

3.2.1. Identificação dos objetivos

Alguns exemplos para identificação dos principais objetivos da modernização podem ser:

1. Melhoria no rendimento das máquinas;
2. Extensão da vida útil;
3. Aumento da potência;
4. Melhoria da disponibilidade;
5. Otimização da capacidade hídrica;
6. Obtenção de uma operação totalmente desassistida, ou seja, telecomandada;
7. Redução dos custos de operação, geração;
8. Necessidades da operação;

9. Necessidades da manutenção, etc.

Respeitando-se as necessidades de acordo com os objetivos, pode-se dizer que existe uma seqüência de passos a se percorrer na automação de uma central, são eles: monitoração, automação e a operação remota da central, conectada à um sistema de despacho regional. A figura 12, ilustra esta seqüência.

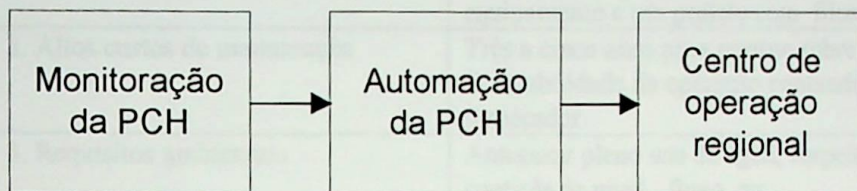


Figura 12: Seqüência para automação de PCHs

Um dos objetivos importantes na automação de PCHs, atualmente, é a operação desassistida, ou seja, não necessitar de quaisquer operadores ou barrageiros, para sua operação normal, ou minimizar ao máximo sua participação. No entanto, deve ser prevista a interferência destes, para o caso de modos de operação particularizados, porque em situações emergenciais (chuva, enchentes) e até mesmo interferência de outros fatores como a entrada de animais, o operador estará presente. O operador será responsável pela conservação e manutenção das máquinas e do ambiente físico. Em casos como esse considera-se prudente que a operação automatizada da central seja uma alternativa. A operação convencional pode ser mantida. No caso de indisponibilidade do sistema eletrônico a central não precisa necessariamente interromper seu funcionamento. Portanto, os dispositivos convencionais (sensores, comandos manuais) podem ser mantidos, ou podem ser previstos dispositivos que permitam a operação convencional, principalmente nos casos onde a operação não é totalmente desassistida [3, 25].

Outros artigos [16, 18, 19], preconizam que devem ser incluídos como objetivos prioritários no processo de modernização, o aumento da potência e do rendimento das unidades geradoras. Porém somente com a automação não é possível atingir a tais objetivos. O

que pode-se conseguir é um aumento do rendimento dos geradores em virtude da reforma, modernização ou troca de seus componentes, sem ultrapassar os valores de projeto.

Tabela 5: Identificação dos Objetivos para Modernização de PCHs

Razão para modernizar	Expectativa
1. Reduzir custos de operação	Operação desassistida confiável, incluindo monitoração do equipamento e um projeto com filosofia falha-segura .
2. Altos custos de manutenção	Três a cinco anos para retorno sobre novos equipamentos. Confiabilidade da operação contando com assistência do fornecedor.
3. Requisitos ambientais	Assegurar pleno uso da água, respeitando as imposições do controle de nível , fluxo, etc.
4. Performance e Eficiência	Aumento do MW instalado através da melhoria da dinâmica e otimização dos algoritmos tais como: sequenciamento das agulhas ;otimização de um controle conjunto de carga; correto posicionamento das pás etc.

Fonte: Coutinho, 1998

3.2.2. Avaliação de recursos existentes

Deve ser dada uma atenção especial para esta etapa do projeto, devido à sua singularidade em se tratando de adaptar equipamentos já existentes, sendo alguns deles muito antigos. Uma avaliação precipitada dos recursos existentes pode causar gastos inúteis, bem como mal funcionamento ou perda da eficiência do conjunto.

Esta avaliação consiste no levantamento da situação atual dos equipamentos existentes; do modo de operação convencional da central e na análise, para verificar se haverá aproveitamento, alteração ou aquisição de equipamentos para se implantar a automação.

Identificação dos serviços

A tarefa de análise dos serviços tem como objetivos verificar:

1. Modificações, recuperações ou substituições necessárias dos equipamentos existentes.
2. Disponibilidade de transdutores necessários para os automatismos escolhidos.

Essa tarefa é facilitada dividindo-se o processo em sistemas e subsistemas que efetuam determinada função, ou seja, fazendo uma setorização das áreas de levantamento.

Alguns exemplos de sistemas são:

- Grupo Gerador;
- Subestação elevadora;
- Sistema de comportas, etc;

E os subsistemas podem ser:

- Regulador de velocidade;
- Proteções elétricas;
- Frenagem da turbina, etc.

Exemplos das verificações que devem ser feitas para a identificação dos serviços:

- Qual o estado dos servomotores do regulador de velocidade?
- Existe perda de pressão de óleo no seu sistema hidráulico?

Ao final desse levantamento, ter-se-á de forma clara as necessidades básicas, para obtenção dos objetivos definidos. Pode-se analisar modularmente cada subsistema, uma vez que a maioria das soluções, também, se apresenta dessa maneira [19].

3.2.3. Identificação das opções de equipamentos

Essa etapa, consiste em identificar as opções dos equipamentos a serem usados, segundo as considerações feitas nos tópicos anteriores e fazer a escolha. Começa aqui o trabalho de especificações técnicas.

De início pode-se dividir as opções de equipamentos de automação em dois grandes grupos:

1. Sistemas abertos compostos por dispositivos de uso geral, que dispõem de considerável interoperabilidade e modularidade. Podem ser representados por alguns tipos de CLPs mais recentes, geralmente os de médio e grande porte,

microcontroladores de uso geral e os computadores (controladores) industriais com estrutura PC ;

2. Sistemas fechados, caracterizados por dispositivos específicos, para realizar determinadas funções do processo. Ex: Microcontroladores dedicados ou não com estruturas de hardware e programação fechadas, como o regulador digital de velocidade dedicado, alguns CLPs, principalmente os de pequeno porte, e alguns tipos de relés digitais.

Encontra-se muito na literatura de automação [1, 2, 9, 15] os termos unidades terminais remotas (UTRs) ou unidades remotas (URs) para designar os conjuntos de equipamentos de controle e aquisição de dados, acondicionados em um mesmo gabinete, que se localizam próximos ao campo. As UTRs ou URs podem limitar-se a digitalização, multiplexação e comunicação dos dados, sem o processamento desses dados, ou incluir comando de equipamentos, execução de automatismos e intertravamentos, ou seja, o controle.

Também, devem ser consideradas as redes de comunicação de dados, responsáveis pelo intercâmbio das informações em alta velocidade entre os diversos módulos dos sistema [6]. Geralmente são usadas redes Ethernet de 10Mbps que podem ser em meio metálico ou fibras óticas dependendo do ambiente de instalação. Além de gateways para comunicação entre os níveis da rede se for o caso, como ilustra a figura 13.

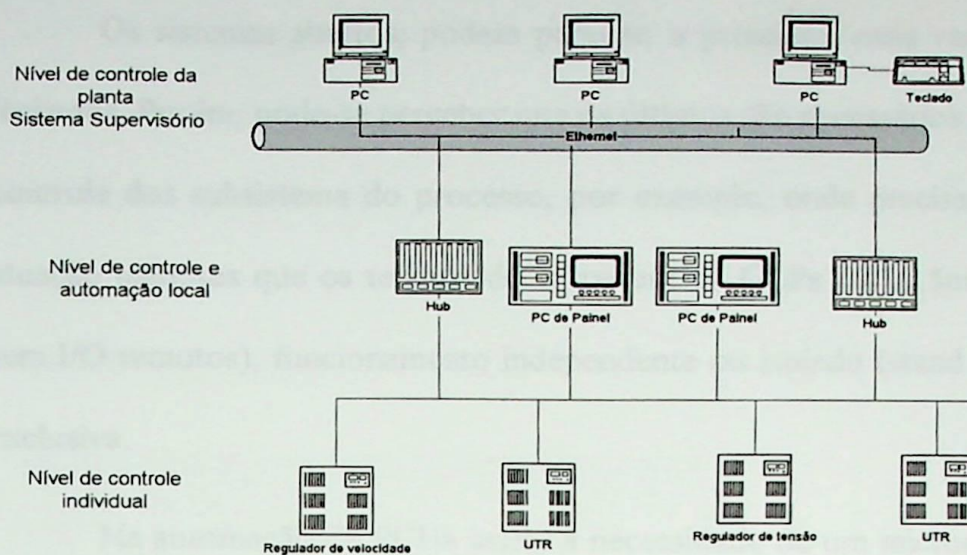


Figura 13: Redes de uma Planta

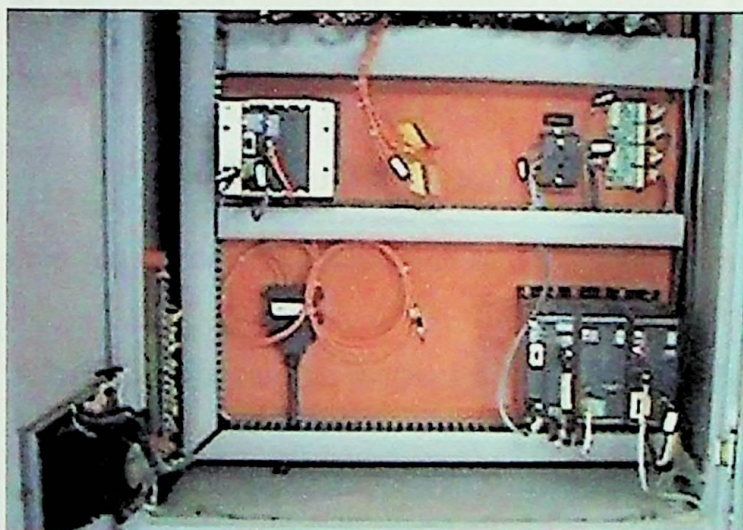


Figura 14: Rede de Fibra Óptica conectando 2 CLPs

O processo de uma central hidrelétrica é considerado lento no tempo do ponto de vista computacional. A partida de uma máquina (até 4 minutos), a atuação em uma comporta de setor (1 minuto), a acomodação do nível após uma abertura mínima da comporta de setor (10 minutos), entre outras. Essas funções são perfeitamente atendidas pelos CLPs, na execução de sua lógica seqüencial. Para funções críticas no tempo, deve-se optar por equipamentos específicos, tais como o regulador eletrônico de velocidade, sincronizador automático, relés digitais, e outros [9 , 27].

Os sistemas abertos, podem parecer, a princípio, mais vantajosos do que os sistemas fechados. Porém, pode-se perceber que os últimos são necessários em determinadas funções de controle dos subsistema do processo, por exemplo, onde precisa-se de pequenos tempos de atuação menores que os tempos de varredura de CLPs (<16.5ms para um programa de 3K sem I/O remotos), funcionamento independente ou isolado (stand alone) ou uma monitoração exclusiva.

Na automação de PCHs existe a necessidade de um microcontrolador dedicado para o controle do grupo gerador-turbina, pois tal função é importante e vital para o funcionamento do sistema, seu tempo de execução é reduzido, e o controle está vinculado à muitas variáveis do processo, portanto não pode ser incluído na fila de espera do SCAN do CLP .

Para uma solução ótima, a melhor proposta parece ser a combinação dos dois sistemas (abertos e fechados), dando-se sempre prioridade à utilização dos sistemas abertos.

3.2.4. Comparação entre as Opções de Equipamentos

Dentro dos dois grupos (abertos e fechados), anteriormente identificados, existem outros critérios a serem analisados, que serão discutidos neste capítulo. Pretende-se iniciar com a comparação entre os equipamentos de controle com estrutura baseada em CLP e em PCs.

Observa-se que a arquitetura de um controlador programável (CLP) é basicamente, a mesma, que um computador de propósito geral. Entretanto existem algumas características importantes, que diferem o CLP dos computadores. Pode-se dizer que todos os CLPs são computadores por definição, mas nem todos computadores são CLPs. A diferença está nos métodos de programação, operação, considerações ambientais e manutenção [11].

Os CLPs foram especificamente projetados para operar em ambientes industriais. Um CLP pode operar em áreas com quantidades substanciais de ruídos elétricos, interferências eletromagnéticas, vibrações mecânicas, ou temperaturas elevadas e condições de umidade diversas. Uma especificação típica de CLP inclui temperaturas na faixa de 0 a 60°C e umidade relativa de 5 a 95 %.

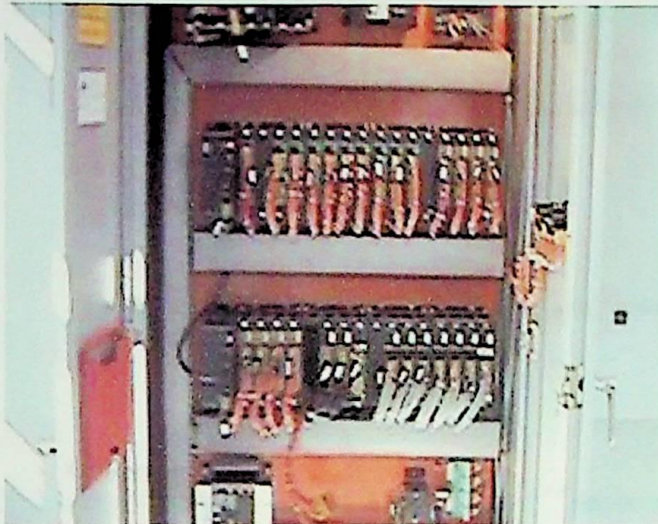


Figura 15: CLP Altus, Central Eloy Chaves.

Outra distinção dos CLPs é que o hardware e o software foram projetados, para serem operados por técnicos não especializados. Usualmente, a manutenção é feita por troca de módulos e existe software, que auxilia a localização de defeitos. As interfaces de hardware para conexão dos dispositivos de campo estão prontas para uso e facilmente conectados (estrutura modular). Os circuitos de interface são modulares e com auto-diagnose facilitando a troca e localização de defeitos. A programação é feita em uma linguagem parecida com os diagramas de relés ou outra linguagem de fácil aprendizagem.

O software residente, desenvolvido pelo fabricante, e que determina o modo de funcionamento do controlador, também, caracteriza uma diferença fundamental entre o PC e o CLP. Este software realiza funções de acesso ao hardware, diagnósticos, comunicações e

determina o funcionamento do controlador em um modo de operação dedicado (ciclo de varredura).

O Controlador Programável tem uma forma particular de trabalhar, que caracteriza o seu funcionamento. Ele opera executando uma seqüência de atividades definidas e controlada pelo programa Executivo. Este modo de operação ocorre em um ciclo, chamado de Ciclo de Varredura ("Scan"), que consiste em :

- leitura das entradas externas (discretas);
- execução da lógica programada; e
- atualização das saídas externas (discretas).

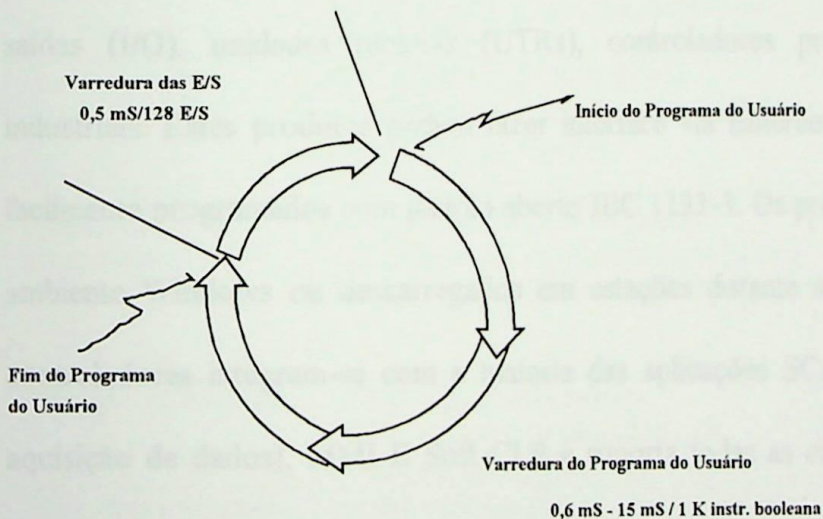


Figura 16: Ciclo de Varredura.

O tempo necessário para a varredura varia de controlador para controlador e depende de muitos fatores: tamanho da palavra, clock, instruções programadas, e outros. O fabricante especifica este tempo, baseado na quantidade de instruções, normalmente instruções booleanas, e em quantidade de entradas/saídas. Qualquer outra função programada aumenta este tempo de varredura.

Este processo de varredura pode ser inadequado para entradas rápidas, isto é, entradas com frequência acima de 10 Hz. Neste caso deve-se utilizar funções especiais do CLP para

interromper a varredura do programa, e atualizar, imediatamente, o estado de uma entrada ou de uma saída. Este processo é realizado por software e também está limitado a execução do programa do usuário. Em aplicações de alta velocidade, como, nos sensores eletrônicos por pulsos, é aconselhável o uso de módulos específicos (contadores de alta velocidade).

Os CLPs podem executar diversas funções em uma central Hidrelétrica. Dentre as principais, pode-se destacar: o controle do nível do reservatório, intertravamentos dos procedimentos de operação e indicação das variáveis do processo em painéis.

Atualmente, fala-se muito em controladores baseados em PC. As empresas oferecem equipamentos com várias linhas de entradas e saídas (I/O) industriais, para aquisição de dados e controle. Isto inclui dispositivos tais como: conector modular (padrão DIN rail) de entradas e saídas (I/O), unidades remotas (UTRs), controladores programáveis (PCs) e modems industriais. Estes produtos podem fazer interface via Ethernet ou RS232/422/485. Eles são facilmente programados com padrão aberto IEC 1131-3. Os programas devem ser rodados em ambiente Windows ou descarregados em estações durante a execução (on the fly). Esses controladores integram-se com a maioria das aplicações SCADA (Controle supervisorio e aquisição de dados), MMI E Soft CLP e suporta todas as cinco linguagens IEC 1131 – 3, (SFC – Sequential Function Chart, Diagrama Ladder, Texto Estruturado, Lista de Instruções e Diagrama de Blocos Funcionais) [34].

Na tabela 6, pode-se ver uma comparação entre os controladores baseados em PC e os CLPs, sob o ponto de vista de um fabricante de controladores baseados em PC.

Características de projeto	Projeto simples, rápido, em linguagem de alto nível, com possibilidade de programação de rotina	Projeto complexo, lento, em linguagem de baixo nível, com possibilidade de programação de rotina
Tolerância de falhas	30 a 50 mil horas, com possibilidade de manutenção e substituição de componentes	10 a 20 mil horas, com possibilidade de manutenção e substituição de componentes

Tabela 6: Comparação entre Controladores baseados em PC e CLPs.

Característica	Controladores baseados em PC (soft CLP)	Controlador Lógico Programável (CLP)
Razão original p/ existir	Para ser uma extensão em tempo real de SCADA e Sistemas de Controle baseados em Windows (1995)	Para substituir relés mecânicos em painéis de controle de máquinas (1974)
Missão primária hoje	Sistemas integrados combinando aquisição e controle de dados com Windows baseados em redes abertas.	Controle de máquinas Stand-alone mais links de comunicação
Capacidade de I/Os Analógicas	16 bits analógica (4-20 mA, tensão, & termopares – todos em um módulo), também sensores RTD (PT100)	Variável – tipicamente 12 bits com módulos dedicados para cada tipo de sinal
Capacidade de I/Os Discretas	5 VDC para 260 VAC, contatos secos, e contadores de alta velocidade (incluindo taxa de pulso e sinais de encoder)	Variável – geralmente uma ampla variedade de I/Os disponíveis.
Máximos de Canais de I/O	1024 (qualquer combinação de analógicas e discretas) mais expansão ilimitada através de pontos de I/O móveis.	Variável – necessita de substituição para um modelo maior no caso de necessidade de expansão de I/O.
Funcionamento de atualização de I/Os	Determinístico. Taxa de varredura variável para cada módulo.	Determinístico. Varredura fixa para I/O
Funcionamento de atualização de saídas	Somente atualizações das saídas que foram trocadas. Permitem o controle a partir de qualquer programa ou nó de rede. (Arquitetura distribuída real – desempenho DCS)	Atualiza todas as saídas após cada varredura. O programa local tem que controlar todas as saídas. (É difícil controlar saídas a partir de outros nós de rede)
Capacidades do Processador	32 bits, memória RAM com Flash permanente e com bateria de 10 anos. Total suporte de ponto flutuante.	Variável – a maioria 8 e 16 bits com EPROM convencional e memória RAM de curta duração. Ponto flutuante somente nos modelos top de linha.
Linguagens de programação	Todas as cinco IEC 1131-3 padrões incluindo ladder, function blocks, sequential flow charts, statements and instruction lists	A maioria usa ladder proprietário ou lista de instruções. Outras linguagens são suportadas por alguns CLPs. (IEC-1131-3 no futuro ou hoje parcialmente)
Execução do Programa	Múltiplos programas rodando simultaneamente em tempo real com multitarefa preemptiva	Tipicamente um sistema com programas de execução exclusiva.
Capacidades de acesso a dados	Fornecer registros de I/O e arquivos de dados compatíveis com o computador (para registro de eventos de dados, etc.)	Todos os dados são acessados somente através dos registros de I/O.
Acesso do computador aos dados	Acesso simultâneo através de múltiplos programas em qualquer nó de rede de um recurso de base de dados compartilhado.	Links um a um para programas particulares com drivers de I/O específicos.
Atualização do Produto	Campos instaláveis por arquivos descarregados dentro de memória Flash. Atualização Gratuita.	Não se pode atualizar a maioria dos CLPs. Tecnologia obsoleta com poucas características oferecidas.
Condições de instalação	Padrão DIN rail – qualquer orientação e posicionamento para distâncias acima de 300 metros da CPU	Fixação traseira ou posicionamento fixo pelo DIN rail – tipicamente a alguns metros da CPU
Condições de ligação	Fiação direta do campo, que elimina a maioria da fiação de painel e separa os terminais de campo.	Conexões de I/O que devem ser combinadas nos terminais de campo externos.
Tolerância de Temperatura	-30 a 70 graus C (uso externo sem aquecedores e não necessita de ar condicionado em gabinetes quentes)	Variável – tipicamente -10 a 60 graus C (pode necessitar de ambiente controlado)

Fonte: SIXNET, 1998

Como pode-se observar na tabela 6, o fabricante do controlador baseado em PC, apresenta o seu equipamento como possuidor de características melhores ou ausentes ao CLP. Porém, já há algum tempo, os CLPs mais recentes, principalmente os chamados “topo de linha”, já possuem, muitas das características ausentes na tabela. Portanto, o que deve-se perceber é que ambos possuem pontos fortes e fracos e a escolha entre eles deve ser feita criteriosamente de acordo com cada aplicação.

Os controladores baseados em PC, geralmente trabalham com um sistema de entradas e saídas distribuídas, ligadas diretamente ao microcomputador. A supervisão e o controle são executados por programas rodando no mesmo microcomputador, como mostra a figura 17 a). No caso de sobrecarga da rede de distribuição ou travamento do software de supervisão, o controle do sistema é perdido. Entretanto, mesmo optando-se pelo uso de um sistema baseado em PC, pode-se seguir a filosofia de controle distribuído, para não comprometer a confiabilidade do controle como pode ser visto na figura 17 b).

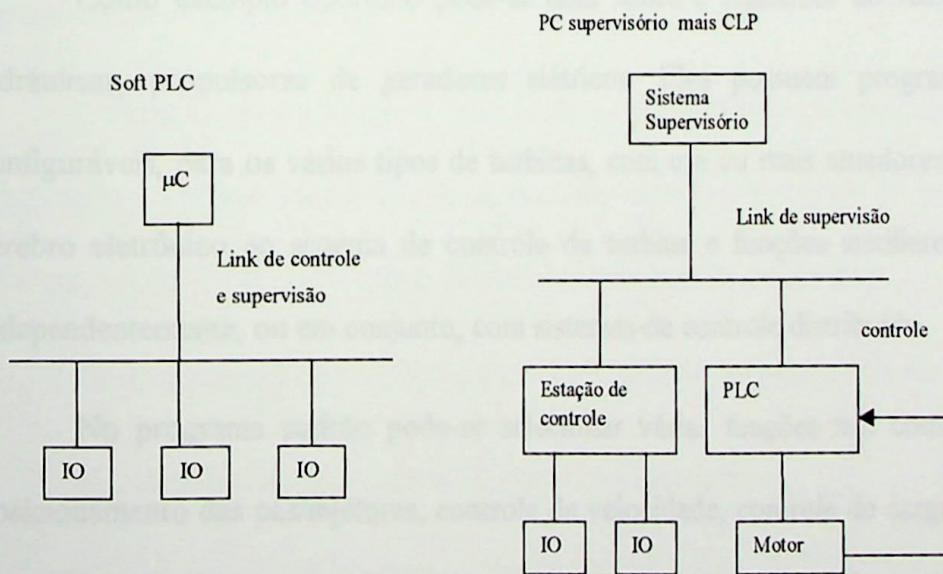


Figura 17: a) Entrada e saída (I/O) distribuída b) Controle Distribuído

A figura 18 apresenta uma combinação de sistemas baseados em PCs e CLPs.

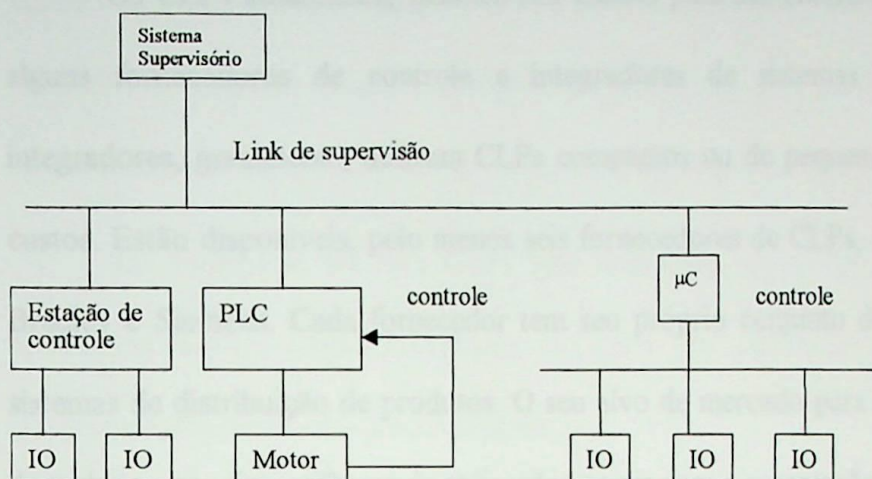


Figura 18: Sistemas de controle baseados em PCs e CLPs

Uma outra modalidade de equipamentos a ser mencionada são os controladores ou reguladores dedicados. Esses equipamentos combinam características dos CLPs e dos soft CLPs, fornecendo excelentes resultados, quando da necessidade de controles críticos com características muito específicas de determinados processos.

Como exemplo oportuno pode-se falar sobre o regulador de velocidade de turbinas hidráulicas, propulsoras de geradores elétricos. Eles possuem programas com padrões configuráveis, para os vários tipos de turbinas, com um ou mais atuadores. Estes fornecem o cérebro eletrônico ao sistema de controle da turbina e funções auxiliares, podendo operar independentemente, ou em conjunto, com sistemas de controle distribuído.

No programa padrão pode-se selecionar várias funções tais como: partida, parada, posicionamento das pás/injetores, controle de velocidade, controle de carga, controle do nível do reservatório e operação automática/manual ou local/remota. O menu acionador do software permite a configuração de um controle, para uma aplicação específica.

Comparação entre CLP e o Regulador de Velocidade

Os CLPs atualmente, também são usados para um controle completo de turbinas por alguns fornecedores de controle e integradores de sistemas [35, 36, 37, 38]. Esses integradores, geralmente, utilizam CLPs compactos ou de pequeno porte para viabilidade de custos. Estão disponíveis, pelo menos seis fornecedores de CLPs, entre eles GE Fanuc, Allen Bradley e Siemens. Cada fornecedor tem seu próprio conjunto de módulos e seus próprios sistemas de distribuição de produtos. O seu alvo de mercado para o projeto, não é o controle de turbina, mas sim, milhares de aplicações gerais para a automação industrial.

Em geral, só estão disponíveis para venda, módulos de entradas e saídas padrões para os CLPs. Um controle de turbinas completo, necessita de alguns módulos especiais, como: sensores de velocidade, termopares com proteção rápida, transdutores de posição (LVDTs), acionadores de servomotores, interfaces de vibração, e interfaces seriais especiais. Alguns desses módulos são disponíveis em alguns fabricantes, ou podem ser fabricados por especificação de projeto.

Utilizar CLPs em qualquer cenário de controle, envolve seleção do hardware de CLP apropriado e a programação apropriada no ambiente de programação do fabricante. Em outras palavras, a questão do hardware e do software tem que ser analisada.

Os atrativos gerais dos CLPs, para o controle de turbinas podem ser:

- Baixo custo de compra, devido à padronização;
- Comando do projeto do sistema de controle pelo comprador, devido à modularização e da flexibilidade de programação;
- Suporte local para o sistema de controle, devido à larga disponibilidade, pelo menos, dos maiores fabricantes de CLP.

Alguns fornecedores dificultam o acesso a certas linhas de produtos para muitos CLPs, em seu sistema de distribuição. Fornecem somente uma parte dos módulos necessários para o controle de turbinas. Alguns módulos especiais tem que ser comprados diretamente do fabricante, pois não são disponíveis através dos distribuidores de CLPs.

Os processadores dos CLPs têm limitações específicas de entrada e saída. Para aplicações maiores e mais complexas, um único processador não é suficiente e unidades de processamento adicionais são necessárias.

A maioria das necessidades de programação usuais para CLPs são alcançadas com o ambiente lógico Ladder. Alguns tipos de funções analógicas, também são fornecidos com este tipo de estrutura de trabalho. Para funcionalidades adicionais, requeridas em sistemas de controle de turbinas, são necessárias as linguagens Basic ou C.

A solução para a necessidade de software para um sistema de controle de turbina, envolve a verificação dos tempos de execução, para obter o tempo crítico de funções necessárias para implementação de PIDs, rampas e outros. O software responsável por cada temporização, é geralmente embutido na estrutura de software do CLP. Para um sistema de controle de turbina, o usuário programador, tem que acessar esta parte central do programa, e modificar as interrupções programáveis com o código do CLP para estabelecer estas estruturas de tempo de execução. Estas modificações serão escritas em Basic ou C.

Geralmente, mudanças no tamanho da aplicação, podem causar mudanças no tempo de varredura do CLP.

Por causa do projeto e as diferenças módulo-capacidade entre os muitos fabricantes de CLPs, usualmente, não é pratico para um integrador de CLPs estar familiarizado, ou trabalhar e dar suporte com mais de um fabricante. Isto pode levar a problemas no abastecimento dos usuários que possam estar padronizados em um fornecedor de CLP diferente.

Os custos de um hardware básico e entradas e saídas (I/O) para um CLP é relativamente baixo. Porém, um controle completo de turbinas com CLP, requer:

- Peças adicionais, a um preço e disponibilidade bons, além do hardware básico;
- Desenvolvimento de software específico;
- Processadores adicionais de acordo com o tamanho da aplicação;
- Grandes quantidade de sistemas e perícia em controle de turbinas para adaptar o hardware e o software dentro de um projeto em andamento, viável, de sistema de controle que servirá por muitos anos;
- Capacidade de teste do fabricante.

Baseando-se em comparações de vários documentos disponíveis e ordens de compra, as evidências indicam que pelo tempo que o sistema de controle completo é totalmente projetado, as aparentes vantagens de custo do CLP, tem desaparecido [3].

3.3.5. Levantamento das variáveis monitoradas e controladas

Um dos primeiros passos na etapa de especificação do projeto de automação, é o levantamento geral das variáveis ou pontos de supervisão e controle. Para se definir a especificação dos equipamentos de hardware, sistema supervisorio e sensores é imprescindível, o levantamento das variáveis, a serem controladas e as monitoradas. Porém, a preocupação inicial deve ser em avaliar, quais são as variáveis importantes, para a monitoração e qual sua ordem de grandeza [22] .

Para se iniciar a identificação pode-se observar:

- Entradas de dados

- variáveis analógicas: aquisição de valores de tensão, corrente, temperaturas, níveis de reservatório, e outros;
 - variáveis digitais: aquisição de informação sobre o estado ou posição de disjuntores(aberto ou fechado), de chaves, ou de equipamentos ligado ou desligado.
- Saídas de dados
 - Variáveis digitais: Mudança de posição de contatos aberto/fechado permitindo o telecomando de equipamentos e dispositivos;
 - Variáveis analógicas: fornecimento de valores contínuos para ajustes da referência de componentes eletrônicos de controle, como os reguladores de tensão e velocidade de geradores e sinais para medidores analógicos como amperímetros.
 - Equipamentos

A partir da identificação das variáveis e suas características pode ser feita a identificação de qual, ou quais equipamentos vão ser responsáveis por determinada variável, e se haverá redundância ou não no tratamento da variável. Para o levantamento, pode-se usar uma tabela, para facilitar a organização e visualização geral do projeto, evitando a superposição de funções, o que ajudará muito no momento da integração pelo sistema supervisorio. A tabela 7, mostra um exemplo deste trabalho.

Tabela 7: Exemplo de levantamento das Variáveis do Processo de uma Central

Variáveis monitoradas	Ordem de grandeza	Entrada / Saída	Tipo	Possíveis Equipamentos
Casa das Máquinas				
Temperatura ambiente	10 - 40 C	Entrada	Analógica	CLP ou Controlador baseado em PC
<i>Geradores</i>				
Velocidade	0 - 3600 rpm	Entrada	Analógica	Regulador de Velocidade
Posição do servomotor	0-100%	Entrada / Saída	Analógica	Regulador de Velocidade
Tensão gerada	1000-4000 Volts	Entrada	Analógica	CLP ou Controlador baseado em PC
Temperatura Mancal	30-80 C	Entrada	Analógica	CLP ou Controlador baseado em PC
Temperatura Estator	30-80 C	Entrada		CLP ou Controlador baseado em PC
Válvula entrada turbina	ON / OFF	Entrada	Digital	CLP ou Controlador baseado em PC
Sincronismo		Entrada	Analógica	Sincronizador Eletrônico
Cos ϕ	0-1	Entrada	Analógica	Sincronizador Eletrônico
Frequência	0-60 Hz	Entrada / Saída	Analógica / Digital	Sincronizador Eletrônico
Vazão na entrada da máquina		Entrada	Analógica	CLP ou Controlador baseado em PC
Vazão a montante	1-50m ³ /s	Entrada	Analógica	CLP ou Controlador baseado em PC
Vazão a jusante	1-30m ³ /s	Entrada	Analógica	CLP ou Controlador baseado em PC
Vibração	0-100 μ m	Entrada	Analógica	CLP, Controlador baseado em PC ou medidor de vibração
<i>Unidades hidráulicas</i>				
Pressão do óleo	10 bar	Entrada	Analógica	Unidade Hidráulica e CLP ou Controlador baseado em PC
Nível de óleo	0-100%	Entrada	Analógica / Digital	Unidade Hidráulica e CLP ou Controlador baseado em PC
Temperatura da unidade	10-40 C	Entrada	Analógica	Unidade Hidráulica e CLP ou Controlador baseado em PC
Barragem				
Nível reservatório	0-100%	Entrada	Analógica / Digital	CLP ou Controlador baseado em PC
Nível acumulador	0-100%	Entrada	Analógica / Digital	CLP ou Controlador baseado em PC
Posição comporta do vertedouro	0-100%	Entrada / Saída	Analógica / Digital	CLP ou Controlador baseado em PC
Posição comporta do canal de adução	0-100%	Entrada / Saída	Analógica / Digital	CLP ou Controlador baseado em PC
Vazão da comporta	1-100m ³ /s	Entrada	Analógica	CLP ou Controlador baseado em PC
Vazão do canal	1-100m ³ /s	Entrada	Analógica	CLP ou Controlador baseado em PC

Uma exemplo mais completo de uma lista de pontos monitorados e de controle em centrais hidrelétricas pode ser encontrado na referência [22 - Anexo 2].

3.3. Modernização do Sistema de Controle do Grupo Gerador-Turbina

O esquema abaixo, ilustra os componentes e as grandezas do Sistema de Controle do Subsistema Grupo Gerador-turbina.

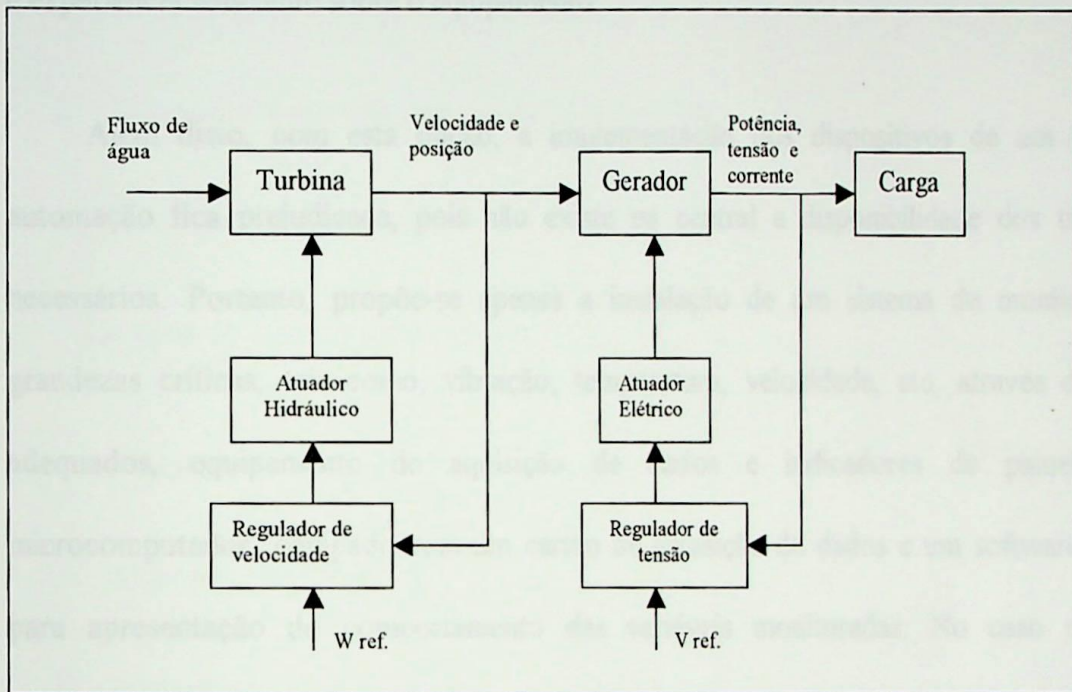


Figura 19: Diagrama de Blocos do Grupo Gerador-turbina.

As opções para a modernização dos sistemas de Controle e Atuação dos Grupos Geradores, podem ser resumidamente apresentadas como:

1. Modernização e reforma do equipamento existente;
2. Automação com substituição Parcial (Partial Retrofit);
3. Automação com substituição Completa (Complete Retrofit).

3.3.1. Modernização e reforma do equipamento existente:

Uma reforma completa no equipamento existente trazendo-o à condição de "novo", poderá demandar um grande tempo e um custo elevado para ser realizada. Considerando que o equipamento da maioria das PCHs antigas foi fabricado na década de 50, as peças para reposição necessitarão de ser fabricadas por encomenda. Portanto, dependerão do

conhecimento e da experiência do fornecedor. Mesmo com a substituição de peças há que se considerar a vida útil das que foram substituídas e das partes não reformadas.

Para a manutenção e operação da unidade reformada, a equipe precisa ter conhecimento e experiência suficiente sobre o equipamento.

Além disto, com esta opção, a implementação dos dispositivos de um sistema de automação fica prejudicada, pois não existe na central a disponibilidade dos transdutores necessários. Portanto, propõe-se apenas a instalação de um sistema de monitoração das grandezas críticas, tais como, vibração, temperatura, velocidade, etc, através de sensores adequados, equipamento de aquisição de dados e indicadores de painel, ou um microcomputador equipado com um cartão de aquisição de dados e um software dedicado, para apresentação do comportamento das variáveis monitoradas. No caso do uso do microcomputador, opcionalmente, pode ser feita a utilização de um sistema supervisorio simples, onde o comportamento das variáveis, pode ser mostrado de maneira mais elaborada, tais como: registro de eventos, gráficos de tendência, sistemas de alarme, etc.

Apesar da sua limitação essa opção, também, traz vantagens. De posse de um sistema indicador do funcionamento do sistema, mais moderno, o trabalho do operador se torna mais confiável e eficiente, promovendo a diminuição do numero de operações manuais na central.

Na Central São Bernardo, das Centrais Elétricas de Minas Gerais (CEMIG) existe um sistema chamado de semi-automação, que pode ser enquadrado, nessa opção. Somente algumas grandezas principais do processo são monitoradas através de sensores e indicadores de painel do tipo display de sete (7) segmentos. Os indicadores são capazes de armazenar e mostrar o valor normal da grandeza, o valor atual e um limite, que se atingido aciona um

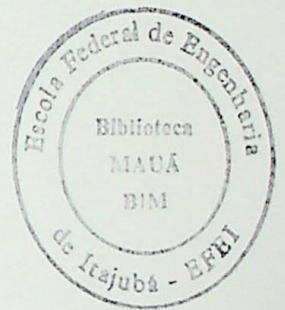
alarme sonoro. Existe, também, um quadro indicador com a designação dos alarmes com sinalização luminosa, que facilita a identificação do alarme pelo operador. As grandezas monitoradas são:

1. Temperatura do estator;
2. Temperatura dos três mancais de cada máquina;
3. Velocidade do gerador.

Os tipos de alarmes indicados são:

1. Alta temperatura dos mancais;
2. Alta temperatura do óleo;
3. Alta pressão do óleo;
4. Falta no circuito dos relés;
5. Falta no carregador de baterias;
6. Falta de corrente contínua no painel de comando local da válvula de admissão;
7. Falta de corrente contínua no painel de comando local da válvula de fechamento rápido do injetor (turbina Pelton).

Nesta automação existem ainda dois comandos, que são acionados pelo painel indicador, são eles: o fechamento da válvula de admissão da turbina e o acionamento da válvula de fechamento rápido do injetor da turbina, para casos de emergência. Esses automatismos simples, sem necessidade de controles automáticos ou substituições nos dispositivos dos equipamentos tradicionais, ainda podem ser admitidos nesse nível –



“Modernização e Reforma do Equipamento Existente”. A medida que se adiciona um sistema de controle eletrônico e uma substituição, seja ela parcial ou total, de um dispositivo convencional, o tipo de automação já se aproxima mais do nível – automação com substituição parcial - que é discutida no próximo item.

3.3.2. Automação com substituição Parcial (Partial Retrofit):

Na substituição parcial são substituídas somente as partes destacadas na figura 20:

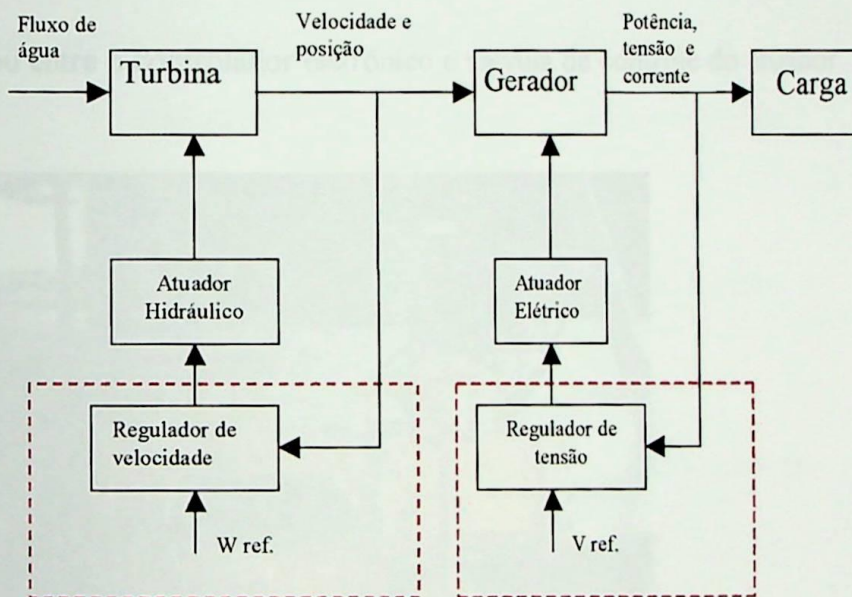


Figura 20: Substituição Parcial (Partial Retrofit)

O regulador de velocidade mecânico de massas girantes e seu sistema de realimentação, são substituídos por um controlador eletrônico, realimentado por um sensor digital de velocidade informando a velocidade de rotação da máquina, e um sensor de posição com a informação da posição do dispositivo de atuação hidráulico. O regulador de tensão manual de excitação da máquina, também, deve ser substituído por um regulador eletrônico automático, mantendo-se o dispositivo de excitação rotativo convencional.

Com essa opção, há a necessidade de uma interface eletro-hidráulica, a fim de informar o sinal de controle do regulador eletrônico, ao sistema hidráulico original. Esse sistema é

composto pelo equipamento fornecedor de pressão de óleo existente (baixa pressão), uma nova válvula hidráulica que será acionada por um servomotor, e o pistão hidráulico existente (conhecido como servomotor) que atua no distribuidor. Assim pode-se conseguir uma melhora considerável do controle, bem como da supervisão do sistema, facilitando o processo de automação. Entretanto, com a manutenção do sistema de atuação hidráulico original, o desempenho geral do sistema de controle ainda não estaria satisfatório, pois as atuações do sistema antigo podem não conseguir responder efetivamente aos sinais de controle de maneira eficiente, devido às diferenças entre a inércia do atuador antigo e a interface eletro-hidráulica, ou entre o controlador eletrônico e válvula de controle do atuador.

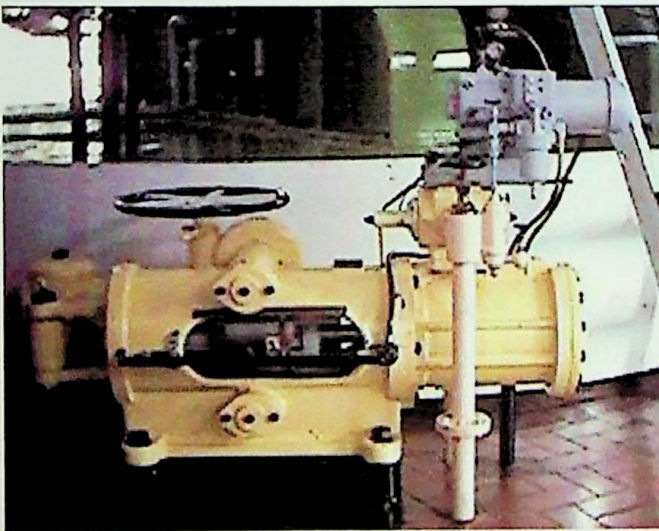


Figura 21: Interface Eletro-hidráulica, Central Eloy Chaves.

Como o sistema de excitação convencional rotativo será mantido, poderá ser necessário desenvolver uma interface entre a excitação e o regulador de tensão automático, se o mesmo for totalmente eletrônico.

Acredita-se que esta opção pode ser indicada para instalações relativamente novas (de 10 à 20 anos), nas quais as partes do sistema de controle ainda funcionam bem, ou possuem recursos aproveitáveis [3].

3.3.2.1. Automação dos procedimentos da operação na Substituição Parcial

As operações a serem automatizadas na Substituição Parcial, podem ser:

1. Parada automática do gerador;
2. Operação do grupo após a conexão com o sistema (Controle de potência ativa e reativa gerada);
3. Monitoração;
4. Sinalização das proteções.

Para a automação dos procedimentos acima pode-se dizer de maneira resumida que será usada a combinação dos seguintes módulos:

1. Regulador digital de velocidade turbinas hidráulicas;
2. Regulador automático de tensão;
3. Automatização da válvula de admissão da turbina.
4. Interface eletro-hidráulica.

É importante ressaltar, que estes equipamentos são individualizados por grupo gerador/turbina.

3.3.2.2. Modernização do Regulador de Velocidade na Substituição Parcial

Deve-se fazer o uso dos reguladores de velocidade eletrônicos digitais, realimentado por um sensor digital informando a velocidade de rotação da máquina, um sensor de posição com a informação da posição do dispositivo de atuação hidráulico (servomotor), e com o sinal do regulador de tensão.

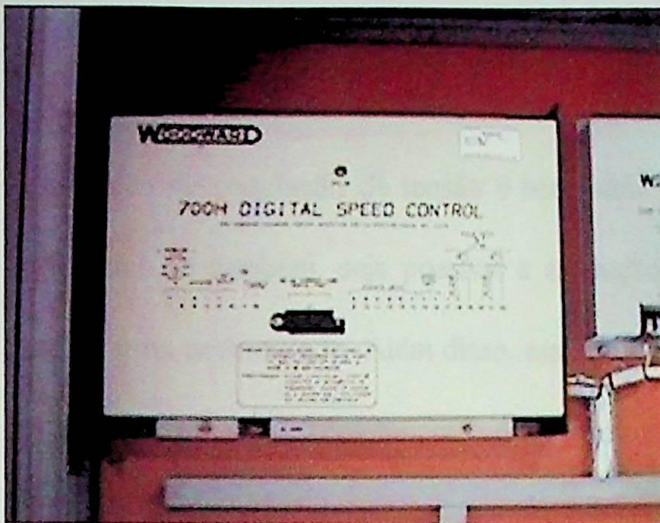


Figura 22: Regulador de Velocidade Eletrônico da Woodward, Central Eloy Chaves

Os reguladores eletrônicos digitais atuais utilizam outras grandezas e referências para formular suas ações de controle além da velocidade, da posição do distribuidor que são fundamentais, são usadas: o sincronismo, o nível de água, limitação de abertura e potência, etc.

Numa substituição parcial, apenas as grandezas e referências fundamentais podem ser usadas gerando uma ação de controle menos elaborada.

Observa-se na figura abaixo as ações de controle que geralmente são realizadas pelos reguladores de velocidade modernos.

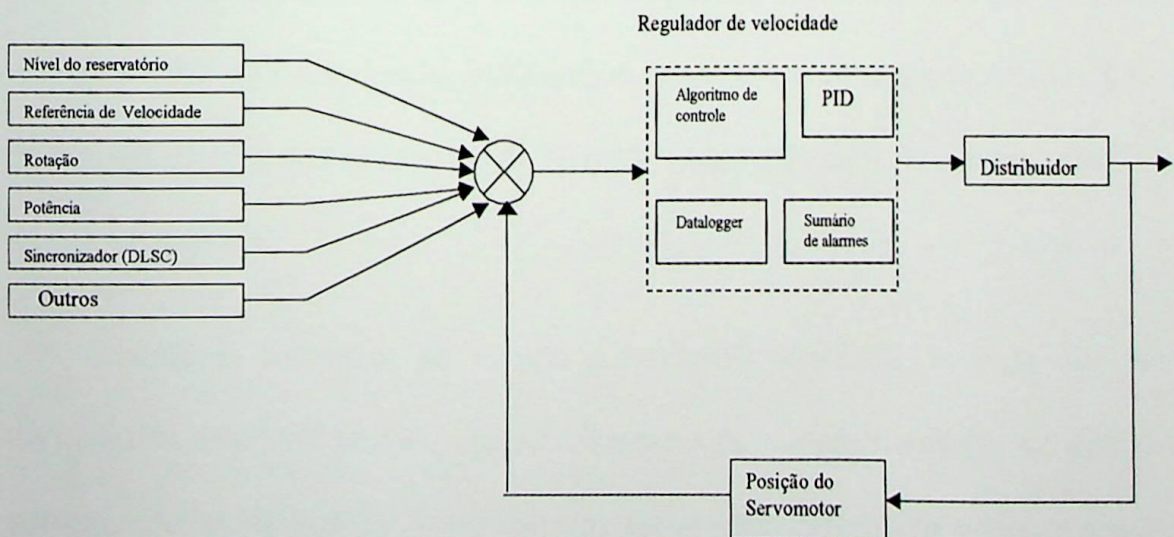


Figura 23: Sistema simplificado do controle do gerador.

3.3.2.3. Regulador de Tensão

Para o caso da automação com substituição parcial, a utilização de um sistema automático de regulação de tensão é necessária para que o controle da potência reativa seja automático, e também, seja possível a execução de uma parada automática da máquina, no caso de uma necessidade. Além disso, esses reguladores de tensão controlam a excitação a fim de garantir que a máquina funcione dentro de sua curva de capacidade, preservando a vida útil da máquina.

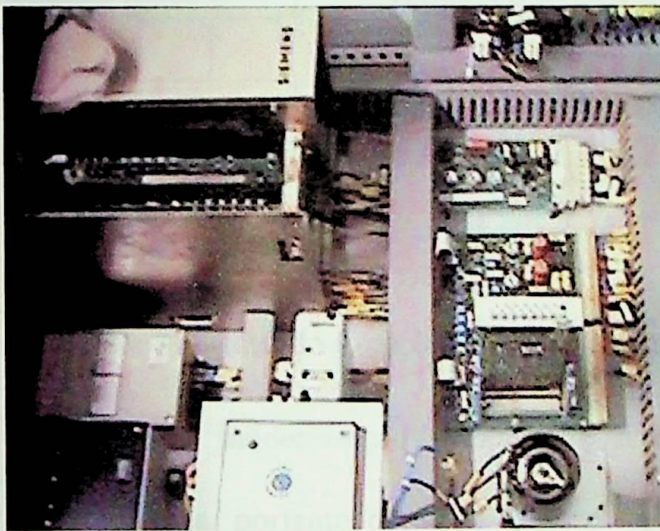


Figura 24: Regulador de Tensão Eletrônico da Siemens

3.3.3. Automação com substituição Completa (Complete Retrofit)

Substituições com a modernização completa:

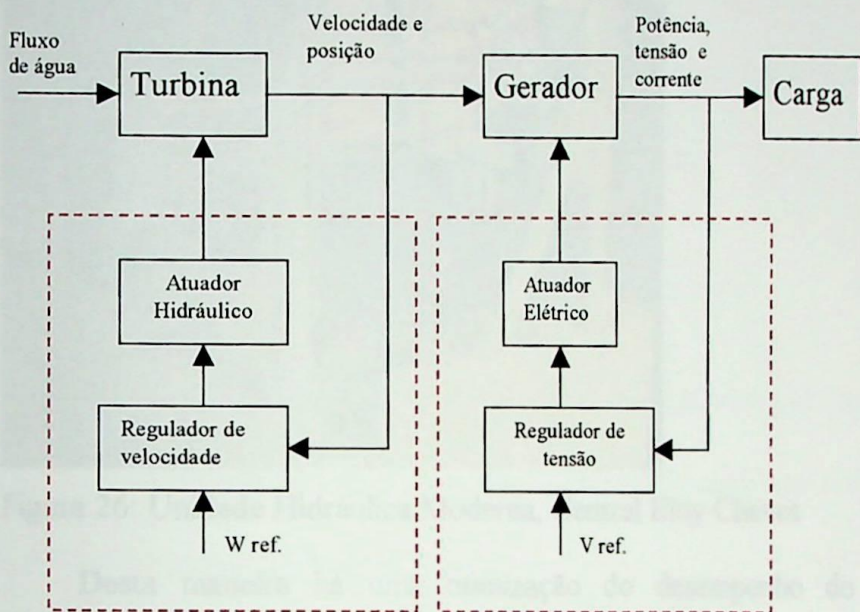


Figura 25: Substituição Completa (Complete Retrofit)

Com a modernização completa, é feita a substituição dos reguladores e suas realimentações, portanto obtém-se todos os benefícios da modernização parcial, ou seja o controle digital.

Com relação ao sistema de excitação do gerador, nesse nível de automação propõe-se o uso de sistemas de excitação estática em substituição aos de excitação rotativa [2,3], que podem ser interligados ao sistema de controle e supervisão mais facilmente e diminuem as perdas de potência.

A unidade hidráulica de atuação é totalmente substituída. É usada uma válvula distribuidora proporcional, que já possui a interface com o sistema eletrônico. A pressão para o sistema é fornecida através motobombas de alta pressão, substituindo o sistema original de baixa pressão e o servomotor é substituído por um novo compatível com a válvula

proporcional e especificado segundo a capacidade de trabalho, imposta pelo anel distribuidor, utilizando equipamentos já desenvolvidos e encontrados no mercado [3].

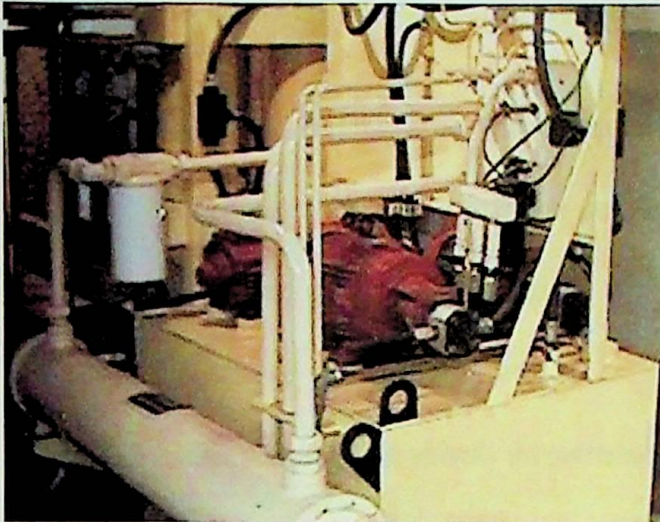


Figura 26: Unidade Hidráulica Moderna, Central Eloy Chaves

Desta maneira há uma otimização do desempenho do sistema, devido à maior compatibilidade entre os sistemas de atuação e controle. A monitoração do sistema hidráulico e do distribuidor da turbina é facilitada, proporcionando um sistema supervisorio mais completo e eficaz.

3.3.3.1. Automação dos procedimentos da operação na Substituição Completa

As operações a serem automatizadas com uma Substituição Completa, podem ser:

1. Partida e parada automática do gerador;
2. Conexão automática com o sistema da concessionária;
3. Operação do grupo após a conexão com o sistema (Controle de potência ativa e reativa gerada);
4. Controle automático do nível do reservatório;
5. Programação da geração e manutenção;
6. Supervisão e controle a distância;
7. Processamento de dados;

8. Supervisão e comando da proteção;
9. Limpeza de grade de entrada do canal de adução.

Para a automação dos procedimentos acima descritos poderá ser usada a combinação dos módulos básicos:

1. Regulador digital de velocidade para turbinas hidráulicas;
2. Sincronizador e/ou Controlador de Carga;
3. Regulador de tensão automático;
4. Sistema de excitação estática;
5. Automatização da válvula de entrada da turbina e do freio de emergência;
6. Unidade Hidráulica moderna com válvula eletrônica proporcional e atuador hidráulico moderno.

Para cada grupo gerador-turbina deve haver um sistema de controle com os equipamentos e funções descritas acima.

3.3.3.2. Modernização do Regulador de Velocidade na Substituição Completa

Na automação completa pode-se fornecer o máximo de informações e grandezas ao regulador de velocidade, para que ele formule suas ações de controle, uma vez que seu funcionamento englobará a execução de outras funções de grande importância para o funcionamento da central. São usadas as funções fundamentais: velocidade do gerador e posição do distribuidor, além de outras funções como a sincronização, o nível de água, potência gerada, referências de limitação de abertura do distribuidor, de potência entre outras variáveis.

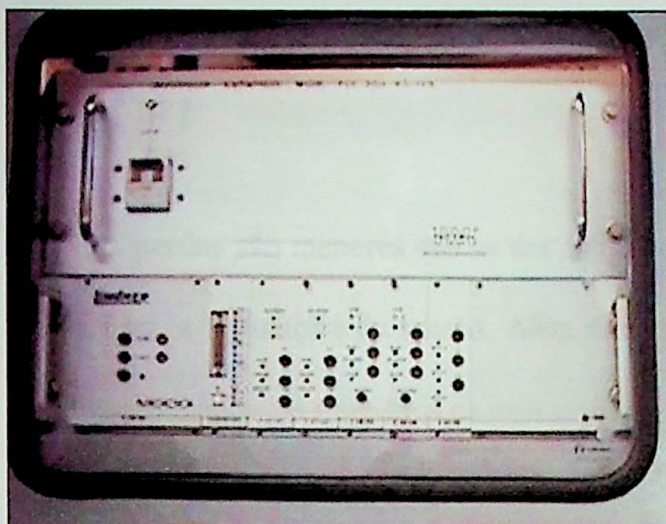


Figura 27: Regulador de Velocidade Eletrônico da MOOG.

3.3.3.3. Regulador de Tensão e Sistema de Excitação Estática.

Na automação completa, além da existência de um sistema regulador de tensão automático como foi descrito no item 3.3.2.3 deve-se seguir a tendência atual dos sistemas de excitação que é a de se utilizar equipamentos de excitação estática, digitalmente controlados.

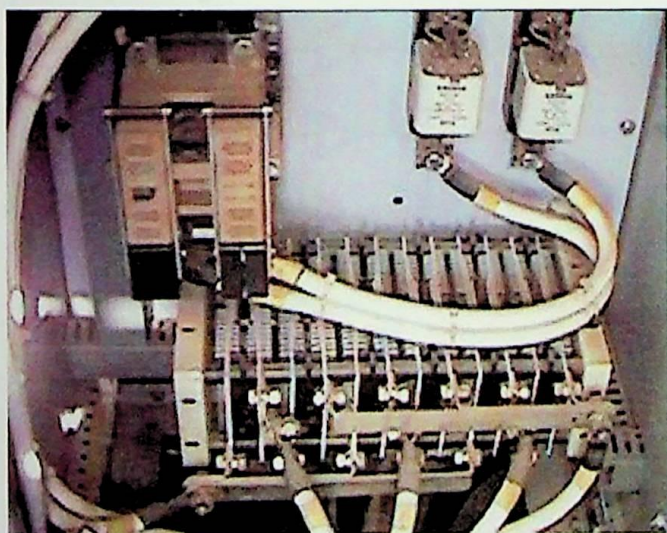


Figura 28: Excitação estática dos Geradores

Os sistemas de atuação mais modernos são baseados em pontes tiristorizadas, onde a mudança de estado é conseguida com a variação do ângulo de disparo dos tiristores, e que esse controle seja feito automaticamente. Assim a interface entre regulador de tensão e o excitador torna-se facilitada, pois o mesmo é eletronicamente controlado, facilitando a programação e adequação dos sistemas de excitação às exigências do sistema elétrico. A excitação estática

pode ser facilmente monitorada pelo sistema supervisorio aumentando a confiabilidade do sistema [14].

As perdas são menores que as das antigas excitatrizes e contam com uma resposta mais rápida para a regulação da tensão. Além disso apresentam-se como investimentos de baixo custo preenchendo os requisitos de uma automação com substituição completa.

Pode-se compreender o equipamento de regulação eletrônica de tensão e excitação estática, analisando a figura 29.

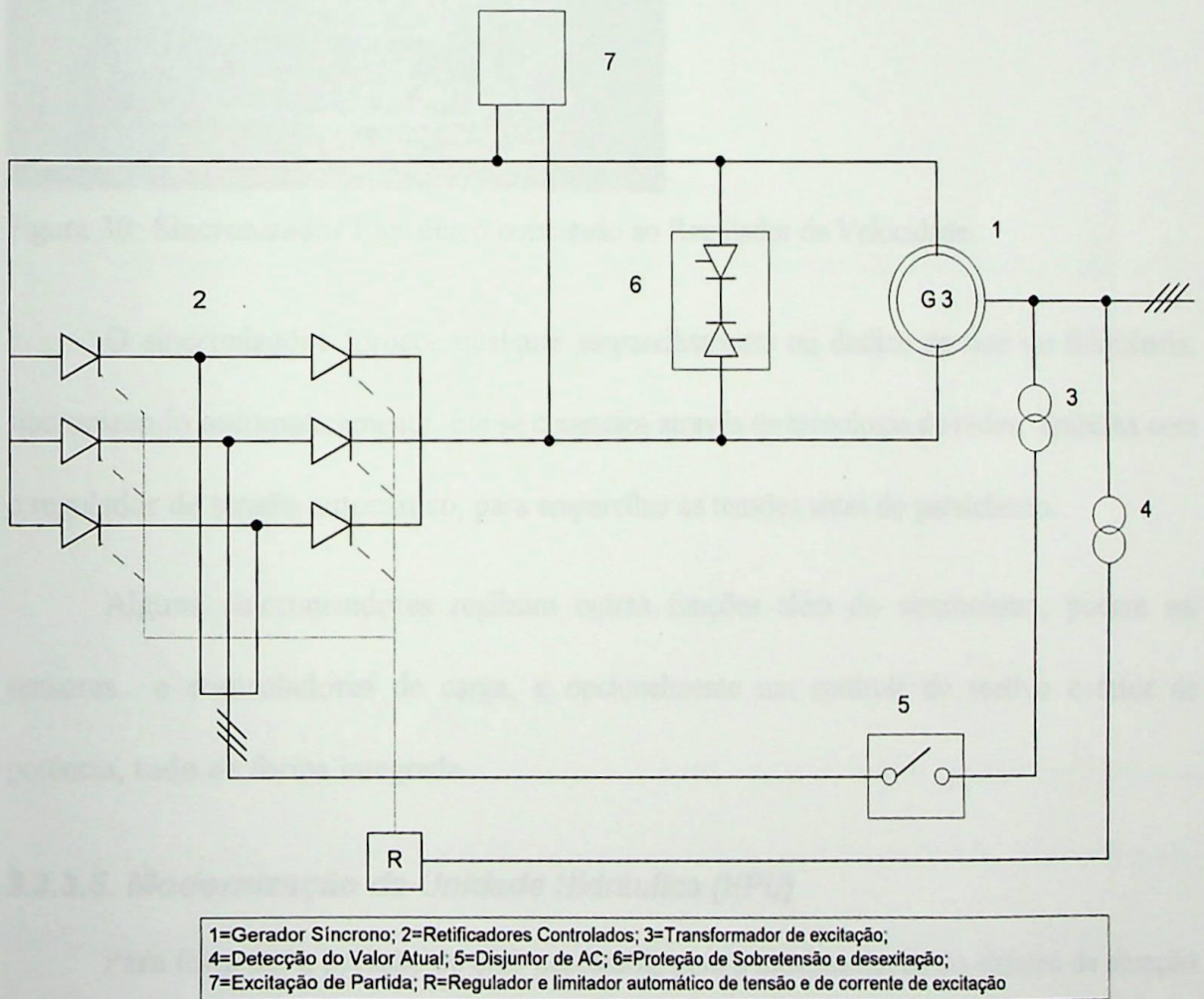


Figura 29: Excitação Estática e Regulador de Tensão

3.3.3.4. Sincronizador

O sincronizador e controlador de carga é um equipamento baseado em microprocessador projetado para uso em geradores trifásicos AC equipados com reguladores de velocidade eletrônicos e reguladores de tensão automáticos.

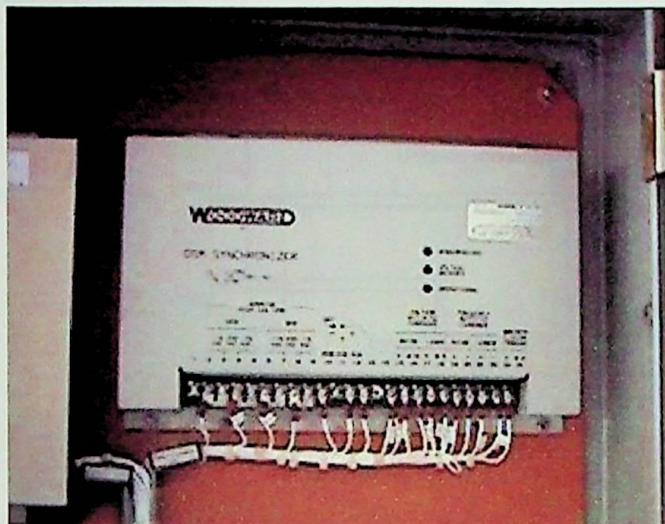


Figura 30: Sincronizador Eletrônico conectado ao Regulador de Velocidade.

O sincronizador fornece qualquer emparelhamento ou deslize de fase ou frequência, sincronizando automaticamente. Ele se comunica através de tecnologia de redes. Trabalha com o regulador de tensão automático, para emparelhar as tensões antes do paralelismo.

Alguns sincronizadores realizam outras funções além do sincronismo, podem ser sensores e controladores de carga, e opcionalmente um controle de reativo e fator de potência, tudo de forma integrada.

3.3.3.5. Modernização da Unidade Hidráulica (HPU)

Para fornecer a pressão de óleo necessária, para a movimentação do sistema de atuação (válvula distribuidora proporcional e servomotor), existe uma unidade hidráulica de baixa pressão, e normalmente é fornecida pelo próprio fabricante do grupo gerador.

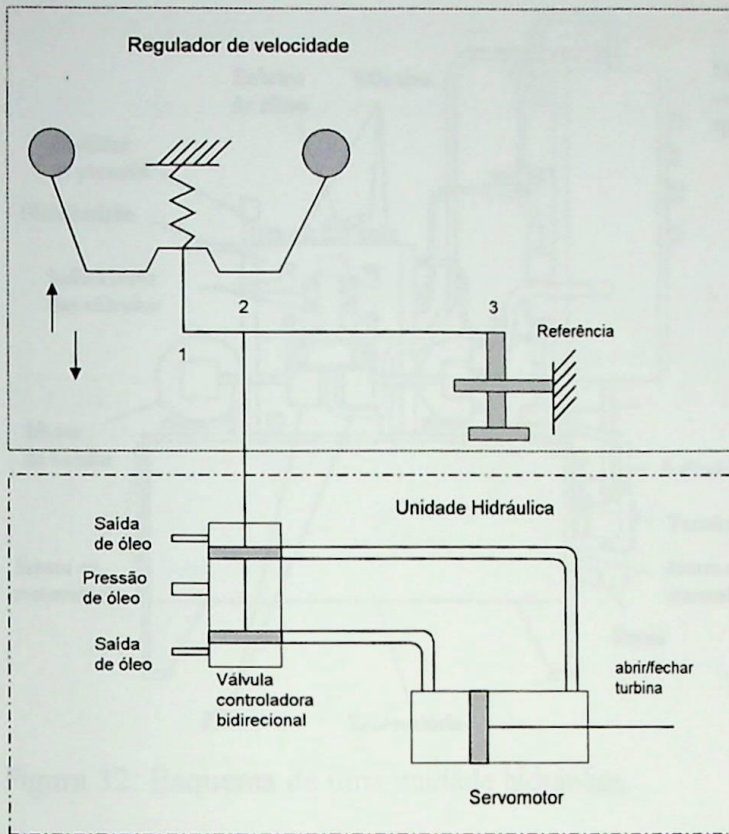


Figura 31: Regulador de Velocidade e Unidade Hidráulica

Em centrais antigas, geralmente, o grupo gerador e a unidade hidráulica estão muito desgastados pelo uso. Assim, as unidades hidráulicas estão sujeitas à perdas de pressão, mal funcionamento, além de trabalhar com baixa pressão, o que pode ocasionar a diminuição da precisão do sistema.

Para resolver esse problema e garantir um funcionamento otimizado do sistema de atuação, propõe-se o uso de uma nova unidade hidráulica de alta pressão, controlada eletronicamente e que deve substituir todo o sistema antigo de baixa pressão. As chamadas Unidades de Potência Hidráulica (UPHs) como as da Woodward e da Parker, provêm pressão hidráulica para operar atuadores eletrohidráulicos para sistemas de controle de turbinas.

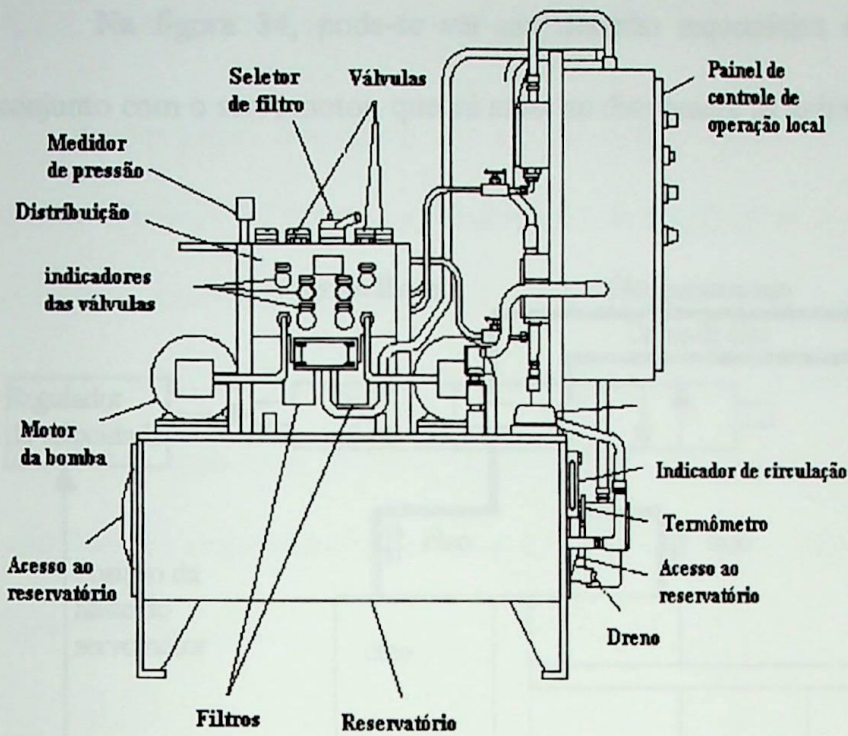


Figura 32: Esquema de uma unidade hidráulica.

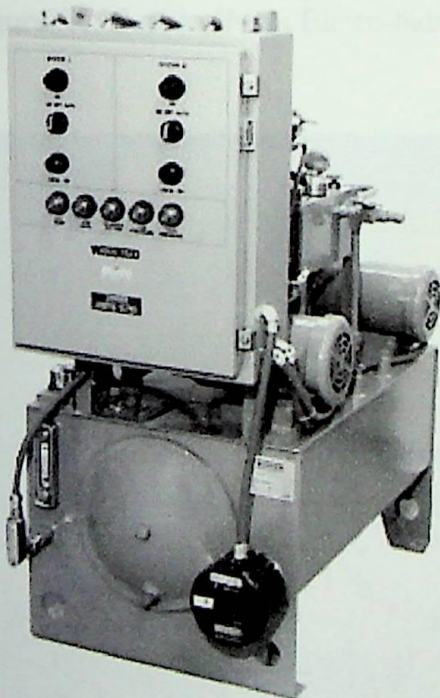


Figura 33: Unidade Hidráulica Moderna, HPU-Woodward 55069A

Servoválvula eletro-hidráulica (atuador)

A unidade hidráulica possui uma válvula eletro-hidráulica que controla o fluxo de óleo para o pistão atuador (servomotor). A válvula recebe o sinal de controle diretamente do regulador de velocidade e atua sobre o pistão com uma ação proporcional.

Na figura 34, pode-se ver um desenho esquemático da operação da válvula em conjunto com o servomotor, que irá atuar no distribuidor da turbina.

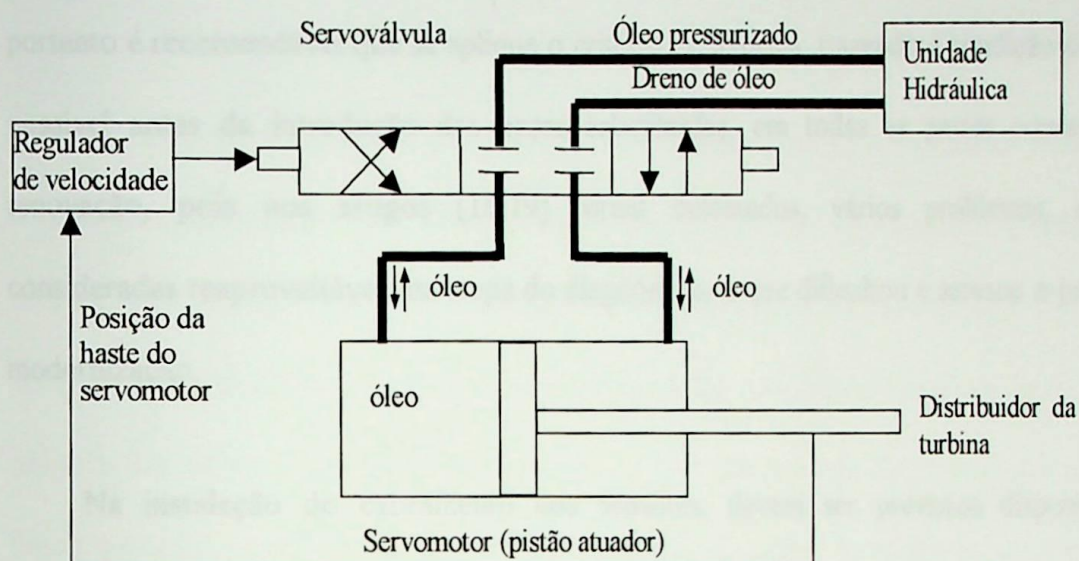


Figura 34: Servoválvula Eletro-hidráulica

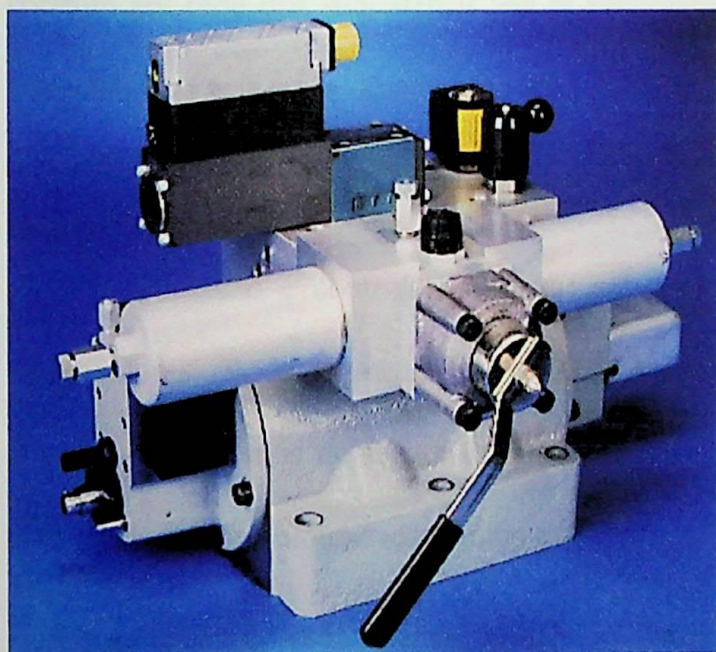


Figura 35: Válvula proporcional bidirecional

O anexo dois (2) traz o desenho detalhado da válvula eletro-hidráulica proporcional.

3.3.4. Considerações gerais da instalação

É importante considerar que mesmo com as opções de substituição, ainda assim um grande número de partes da instalação e de peças serão aproveitadas na modernização, portanto é recomendável que se aplique o critério de reforma, trazendo à condição de novo, se possível antes da introdução das peças substituídas, em todas as partes conservadas na renovação, pois nos artigos [16,19] foram detectados, vários problemas, em peças consideradas reaproveitáveis na etapa do diagnóstico, o que dificultou e atrasou o processo de modernização.

Na instalação do cabeamento dos sensores, devem ser previstos dispositivos que promovam a redução dos cabos, tais como: redes de distribuição de entrada e saída, e a imunidade contra as interferências eletromagnéticas do ambiente da central (shielding). Para a conexão em rede dos subsistemas tem-se empregado o uso da fibra ótica, e dependendo da necessidade, a utilização de uma rede fieldbus.

O Fieldbus é uma rede de transmissão de dados, para comunicação com equipamentos de instrumentação e controle de plantas industriais, tais como: transmissores, atuadores e controladores. Pode-se, inclusive, utilizá-lo em aplicações, que requeiram especificações quanto aos requisitos de segurança intrínseca. Esta rede é do tipo digital, serial, semi-duplex (half-duplex) e de comunicação múltipla (multi-drop).

- É uma rede digital, porque as informações são transmitidas em forma de mensagens, de acordo com as camadas de comunicação definidas pelo protocolo Fieldbus;
- Serial, porque as informações são transmitidas e recebidas bit a bit;

- Half-duplex, porque a comunicação é bidirecional, porém, em um único sentido a cada instante;
- Multidrop, porque é permitida a comunicação simultânea com os vários equipamentos conectados à rede.

O fieldbus surgiu com o objetivo de interligar e operar os instrumentos de campo com características diferentes e de diversos fabricantes. Usufruindo de toda sua inteligência através de uma rede, proporciona a descentralização das tarefas. Esta interligação incorpora vantagens como: maior imunidade a ruídos, pré-processamento em dados específicos, transmissão de informações adicionais dos dados capacitando o diagnóstico do dispositivo e a previsão de falhas, redução dos custos de projeto, de fiação, de instalação e de expansão, entre outras.

A descentralização das tarefas, é muitas vezes, vista como uma possibilidade de espalhar entre vários dispositivos, um determinado programa ou processo de controle na busca de melhor uso de suas características.

Para alcançar uma maior confiabilidade foi prevista a capacidade de, em caso de pane do dispositivo, sua substituição imediata por outro implementando o mesmo programa. Como os dispositivos podem ser diferentes e de diferentes fabricantes, a padronização das funções a serem distribuídas nos mesmos foi necessária. Estas funções são chamadas de Blocos Funcionais (FB-Function Blocks). A interligação desses blocos funcionais é que define a estratégia de controle e programação do processo a ser controlado. Na configuração especifica-se a escolha do FB e em que dispositivo será executado.

A figura 36 apresenta uma visão geral dos equipamentos utilizados numa automação com substituição completa e suas interconexões, onde pode-se perceber o grande volume de cabeamento necessário.

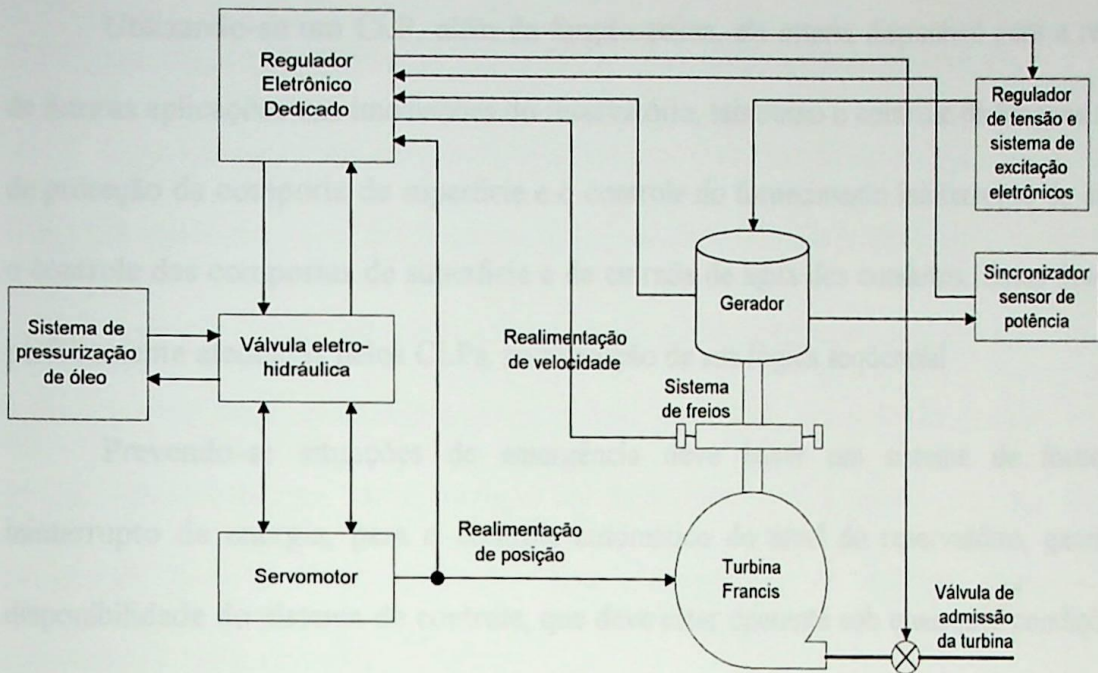


Figura 36: Sistema de Controle do Grupo Gerador com a Substituição Completa

3.4. Controle automático do nível de água do reservatório

O sistema irá controlar desde variações muito lentas do nível do reservatório até situações emergenciais como estiagens prolongadas ou grandes enchentes, garantindo sempre uma operação segura da central. Para tal deve-se ser feita uma análise de tendência, calculada a partir dos dados adquiridos em intervalos apropriados de acordo com as situações acima descritas.

Como variáveis de processo tem-se o nível do reservatório monitorado a partir de um sensor ultra-sônico e a posição da comporta através de sensores fotoelétricos discretos situados em posições proporcionais ou apenas um sensor fotoelétrico analógico. A utilização de um sensor de nível contínuo, possibilita a aplicação de técnicas de controle mais efetivas para o reservatório.

Essas variáveis podem ser informadas a um CLP localizado na casa de comando próxima à barragem, que será responsável pelo controle e acionamento ON/OFF da comporta.

Utilizando-se um CLP, além da função acima, ele estaria disponível para a realização de futuras aplicações nas imediações do reservatório, tais como o controle da limpeza da grade de proteção da comporta de superfície e o controle do fornecimento ininterrupto de energia, e o controle das comportas de superfície e de entrada de água dos condutos. Essas funções são perfeitamente atendidas pelos CLPs, na execução de sua lógica seqüencial

Prevendo-se situações de emergência deve haver um sistema de fornecimento ininterrupto de energia, para o controle automático do nível do reservatório, garantindo a disponibilidade do sistema de controle, que deve estar operante sob quaisquer condições, uma vez que as conseqüências de um mau funcionamento podem causar sérios danos.

Da mesma maneira o *software* do CLP da barragem deve ser auto-suficiente, tendo condições plenas de manter o controle em funcionamento, no caso de qualquer problema com os outros componentes do sistema ou seus sistemas de comunicação.

Uma vez que as alterações no nível do reservatório, durante determinada estação do ano, podem ser muito lentas, pode ser que o sistema de controle, passe muito tempo sem executar a ação de abrir ou fechar as comportas. Prevendo essa situação é fortemente recomendável que realize-se uma operação de rotina de abertura e fechamento mínimo de comportas, de maneira que não interfira no controle do nível, para que se tenha maior garantia do funcionamento das mesmas.

3.5. Sistema Automático de Limpeza de Grade da Linha de Adução

Uma vez que o processo é desassistido, como no caso da Automação com Substituição Completa, pode-se prever um sistema automático de limpeza da grade da linha de adução.

Pode ser usado um sistema de mecânico motorizado controlado por CLP, que desliza sobre a parede onde se localiza a grade da linha de adução, mergulhando na água, e remove a sujeira localizada em vários estágios de profundidade, e a coloca em uma esteira que encaminha para o local adequado, sem a necessidade de qualquer esvaziamento do reservatório, para a limpeza.



Figura 37: Sistema de Limpeza de Grade Automático, Central Eloy Chaves.

3.6. Modernização da Proteção dos Sistemas Elétricos

Relés Digitais

Os relés digitais são dispositivos com tecnologia digital, microprocessados e geralmente têm mais de um microprocessador [22]. Esses relés absorvem várias proteções num mesmo equipamento, na verdade fazem a proteção de sistemas e não de elementos do sistema. Possuem auto - teste interno (watch dog), controle de fator de potência e registro de eventos. Armazenam as grandezas elétricas das condições de falhas podendo assim

automaticamente, aferir seus próprios sistemas, refazer os ajustes e realizar simulações das falhas, e para que isso seja feito com segurança, possuem sistemas que o protegem contra possíveis problemas no funcionamento do software (crashes de software). O número de transdutores diminui pois possui entradas diretas para os TPs e TCs.

Para as atividades de manutenção o relé digital possui independência entre as portas de medição e de manutenção, facilitando e aumentando a confiabilidade da supervisão e dos procedimentos da manutenção programada pelo sistema supervisorio.

A comunicação do relé com o PC de supervisão e demais periféricos é feita através de links de fibra ótica com redundância. A figura 38, apresenta o diagrama de blocos simplificado de um relé digital.

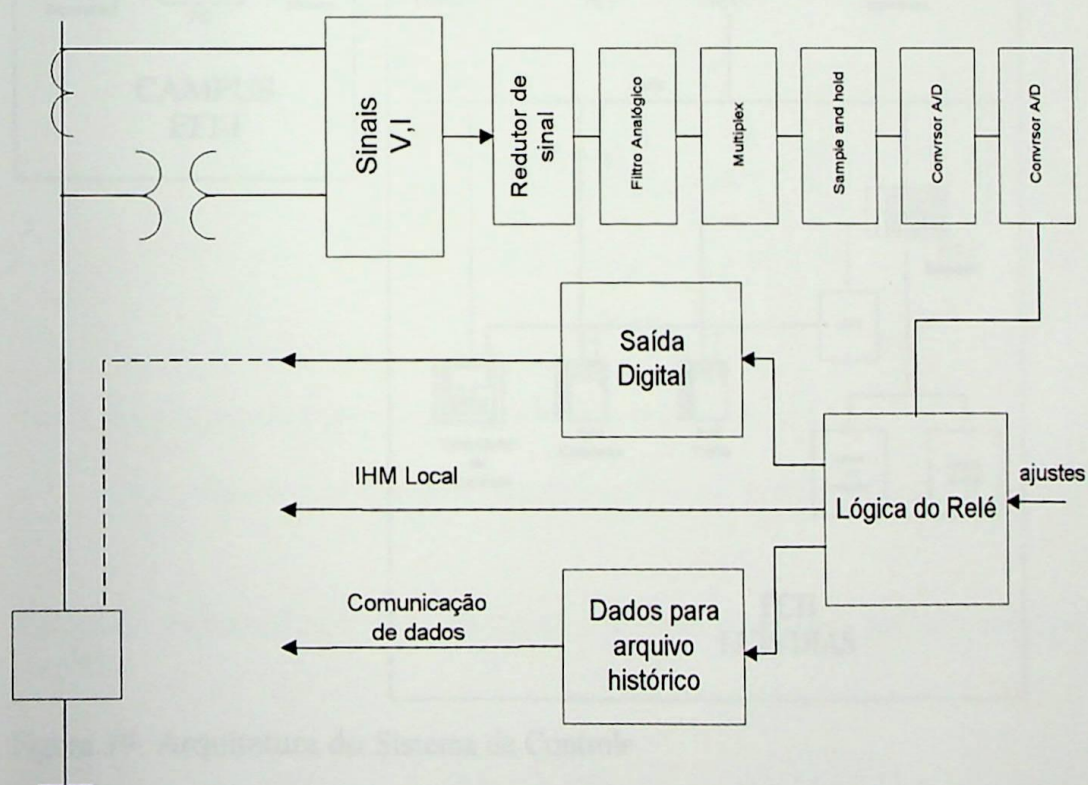


Figura 38: Diagrama de blocos de um Relé Digital

3.7. Visão geral do Hardware de um Sistema Modernizado

Estrutura baseada em supervisão com controle distribuído, utilizando um protocolo de comunicação comum entre os dispositivos e o sistema supervisorio.

A arquitetura pode ser constituída de três entidades funcionais, fisicamente separadas, cada qual em seu nível hierárquico como mostra a figura 39.

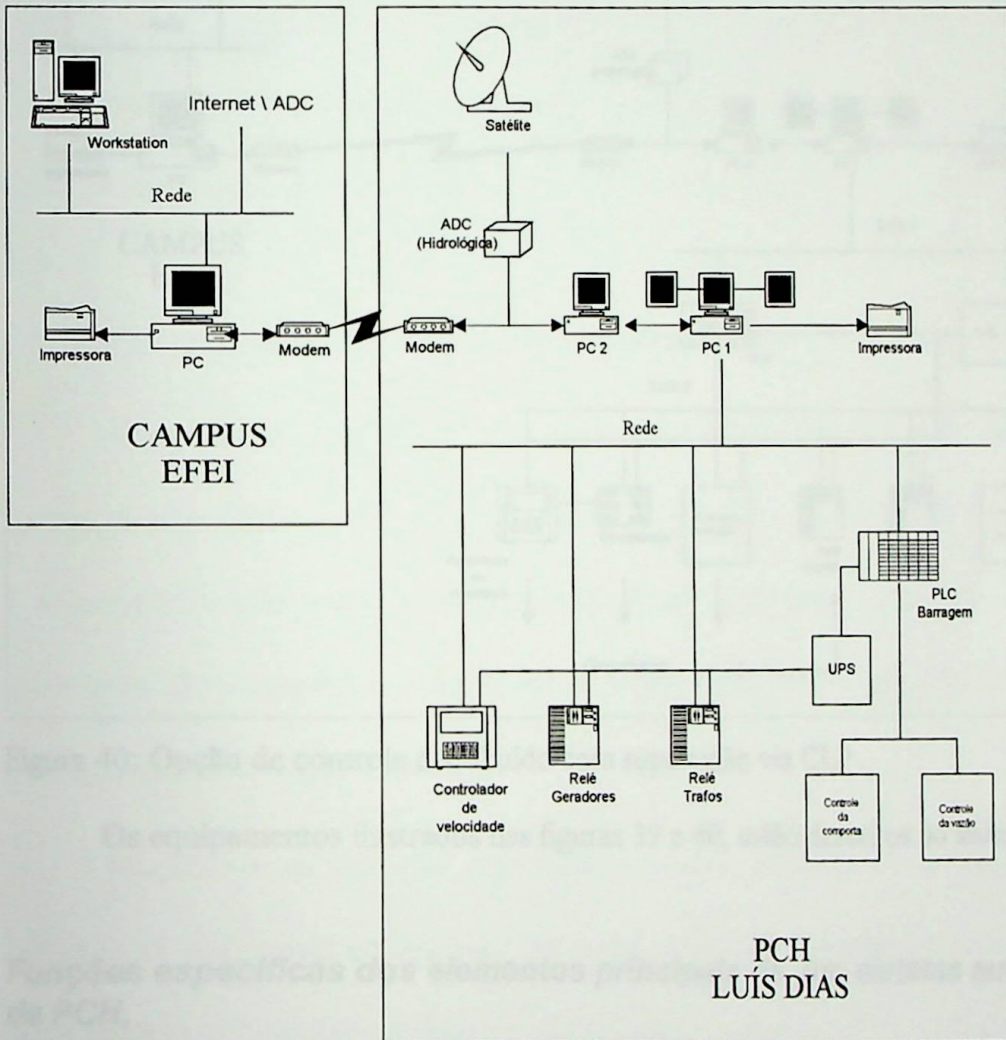


Figura 39: Arquitetura do Sistema de Controle

Com a utilização da estrutura da figura 39, existe a necessidade da compatibilização ou padronização dos protocolos de comunicação utilizados pelos equipamentos componentes do sistema, do sistema supervisorio e etc, podendo gerar riscos para a confiabilidade do funcionamento, ou uma sobrecarga da rede. Entretanto pode-se optar pela utilização de um

CLP ou outro equipamento como interface entre os equipamentos de campo e o sistema de supervisão, conforme ilustrado na figura 40. Nesta, existem duas redes com protocolos diferentes. A rede 1, exclusiva para comunicação de um ou mais CLPs e o sistema supervisor, e a rede 2 para a comunicação dos equipamentos de campo e o CLP.

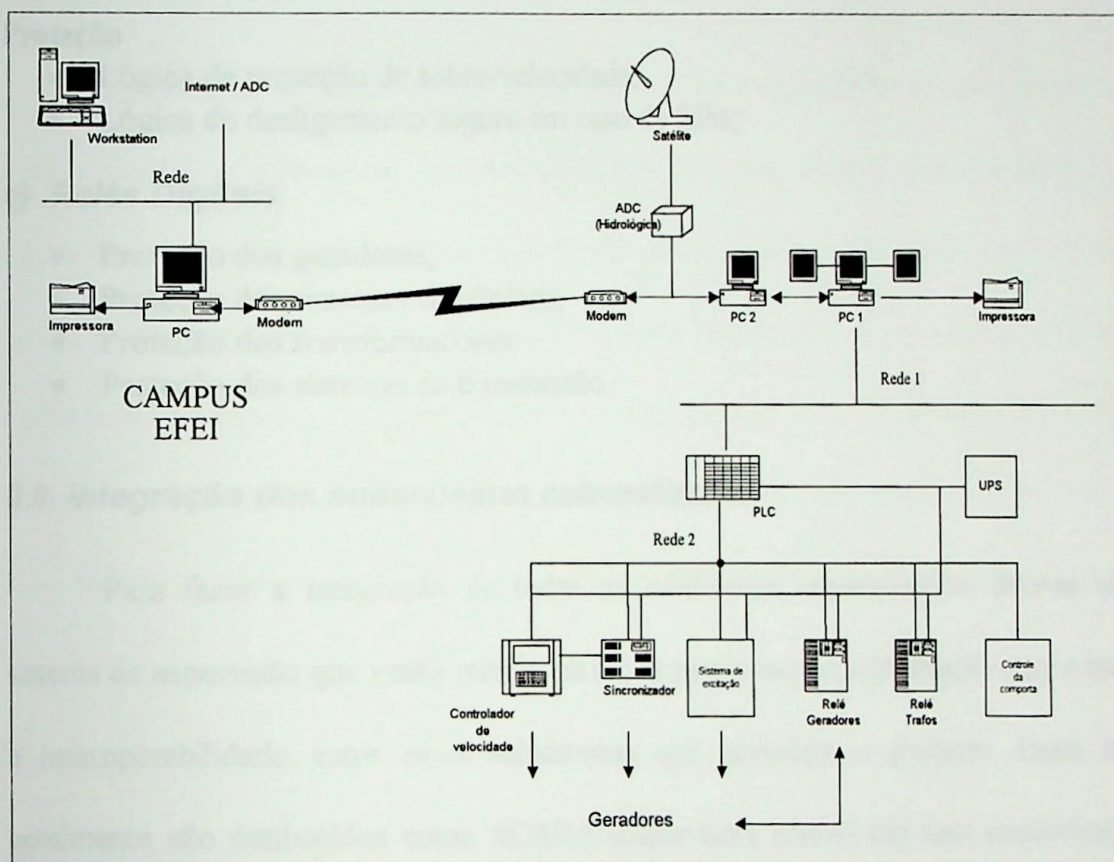


Figura 40: Opção de controle distribuído com supervisão via CLP .

Os equipamentos ilustrados nas figuras 39 e 40, estão descritos no anexo 2.

Funções específicas dos elementos principais de um sistema automatizado de PCH.

a) CLP

- Controle de comportas
 - De setor;
 - Volet;
 - De entrada dos condutos;
- Indicações de painel;
- Intertravamentos;
- Comunicação com o Supervisor;

- Controle do nível do reservatório;

b) Regulador de Velocidade

Controle

- Partida e parada dos geradores;
- Controle de velocidade Isócrono e com Aumento de velocidade;
- Controle da potência ativa gerada (KW) e nível do reservatório;

Proteção

- Lógica de proteção de sobre-velocidade;
- Lógica de desligamento seguro em caso de falha;

c) Relés Digitais

- Proteção dos geradores;
- Proteção dos sistemas eletrônicos;
- Proteção dos transformadores;
- Proteção dos sistemas de transmissão.

3.8. Integração dos subsistemas automatizados

Para fazer a integração de todas os subsistemas automatizados, deve-se usar um sistema de supervisão que venha atender as novas exigências da padronização atual e mantenha a interoperabilidade entre esses subsistemas que compõem o processo. Esses sistemas geralmente são conhecidos como SCADA (supervisory control and data acquisition) e são destinados a monitoração e controle.

Atualmente os sistemas supervisórios devem ser baseados em microcomputadores IBM/PC-AT industriais compatíveis, ou sejam, 386, 486 e Pentium, e se possível possuam algum sistema de tolerância à falha ou redundância.

Esses sistemas possuem uma estrutura aberta, e seu banco de dados pode ser distribuído em várias estações da rede. Alguns desses sistemas são desenvolvidos usando o sistema operacional QNX, compatível com o padrão IEEE – Posix, multiusuário e multitarefa, voltado para aplicações de tempo real. Ele suporta redes redundantes (duais), garantindo uma alta tolerância à falhas. Além de substituição no caso de falhas, em condições

normais de operação, um balanceamento do tráfego é feito pelas redes, proporcionando ao sistema alto grau de segurança e um bom desempenho [42].

É importante salientar que a localização da supervisão na rede, deve ser preferencialmente fora da malha de controle, de maneira que um problema na supervisão não venha a afetar o controle de subsistemas críticos.

Um aspecto importante a ser considerado é que o supervisório é uma interface homem-máquina geral e no caso em questão, pode funcionar remotamente. Sua disposição deve ser cuidadosamente escolhida para que essa função tenha o melhor desempenho possível, evitando qualquer tipo de falha humana devido à interação inadequada. Como exemplo os sistemas operacional e supervisório devem suportar a configuração para múltiplos monitores para que mais de uma tela possam ser visualizadas simultaneamente. Outro ponto importante de um bom software de supervisão é a rapidez com que as informações se apresentam para o usuário.

A interface homem-máquina deve ser baseada em sistemas operacionais que funcionem em tempo real, tais como Windows NT, e que permita toda a operação através de mouse, track-ball ou touch-screen. Além disso deve ser previsto um help on-line de operação e manutenção, nos quais podem ser implementados algoritmos inteligentes para tomada de decisões.

As interfaces de comunicação, devem permitir a possibilidade de operação remota, através de redes proprietárias ou de preferência baseadas em protocolos padronizados, tais como Ethernet, fieldbus, Tcp / Ip etc.

No sistema supervisório são estabelecidos vários níveis de acessibilidade. Nível engenharia, operação, manutenção, etc, para cada nível podem existir teclados com funções específicas estabelecendo uma hierarquia funcional. Um sistema de avaliação para a implantação de centros de controle SCADA, pode ser encontrado em [31].

Em um sistema supervisório para Pequenas Centrais, pode-se considerar os seguintes níveis funcionais básicos:

1. geradores e unidades hidráulicas;
2. nível do reservatório;
3. transformadores;
4. alarmes.

Levantamento das informações do Sistema Supervisório

Nesta etapa procura-se fazer primeiramente um levantamento das variáveis que já fazem parte do sistema de controle, e que serão usadas na elaboração do programa supervisório da central, para serem mostradas nas telas, seja na forma de display, alarmes ou gráficos. Posteriormente deverá ser feito um levantamento das variáveis auxiliares, constantes e informações necessárias ao processamento de determinadas grandezas; ou para servirem de interface de entrada para a atuação no processo através do supervisório, fornecendo assim todos os recursos requisitados para elaboração das telas do programa supervisório.

Deve-se fazer uma planilha, estabelecendo os nomes das variáveis, suas características, associação com os equipamentos de entrada e saída e variáveis auxiliares, sua faixa de valores, unidades, detalhando-as o melhor possível. A tabela 8, mostra um exemplo de uma planilha de levantamento de variáveis, que pode ser feita segundo o padrão de determinado software de supervisão, para importação direta durante a criação do programa supervisório da Central.

Tabela 8: Variáveis de trabalho do Sistema Supervisório

Levantamento de informações para o Sistema Supervisório							
Comandos	Nome da Variável	Dispositivo de entrada/saída	Endereço	Início de escala	Fim de escala	Unidade de Engenharia	Tipo
Operação							
Automática / Convencional	Auto_Con	Dispositivo 1	D0				digital
Bloqueada	Bloq	Dispositivo 1	D1				digital
Normal	Nor	Dispositivo 1	D2				digital
Proteção							
cos fi	cosfi	Dispositivo 1	A0	0	1		inteiro
corrente	Corr_ger	Dispositivo 1	A1	0	1000	Amp	inteiro
Tensão	Ten_ger	Dispositivo 1	A2	0	10000	Volt	Inteiro
freqüência	Freq_ger	Dispositivo 1	A10	0	60	Hz	inteiro
Vibração	Vibra_ger	Dispositivo 1	A3	0	100	µm	inteiro
Alarmes							
Geradores							
Sobretensão	Sob_ten	Dispositivo 1	A5				digital
Sobrecorrente	Sob_corr	Dispositivo 1	A6				digital
Sobret temperatura	Sob_temp	Dispositivo 1	A7				digital
Sobrevelocidade	Sob_vel	Dispositivo 1	A8				digital
Sobrecarga	Sob_car	Dispositivo 1	A9				
Subfreqüência	Su_freq	Dispositivo 1	A10				digital
Anti-motorização	A_mot	Dispositivo 1	A4				
Perda de Campo	P_camp	Dispositivo 1	D3				digital
Falha no Estator	F_est	Dispositivo 1	D4				digital
Nível	Niv	Dispositivo 2	D5				digital
Perda de Sincronismo	P_sinc	Dispositivo 1	D6				digital

Exemplo de telas do sistema supervisorio:

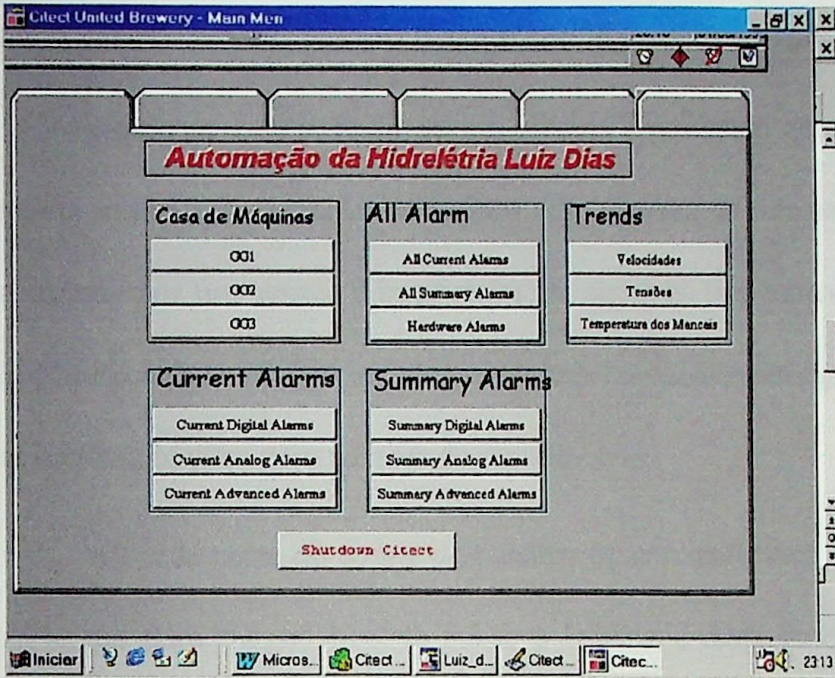


Figura 41: Tela do Menu Geral

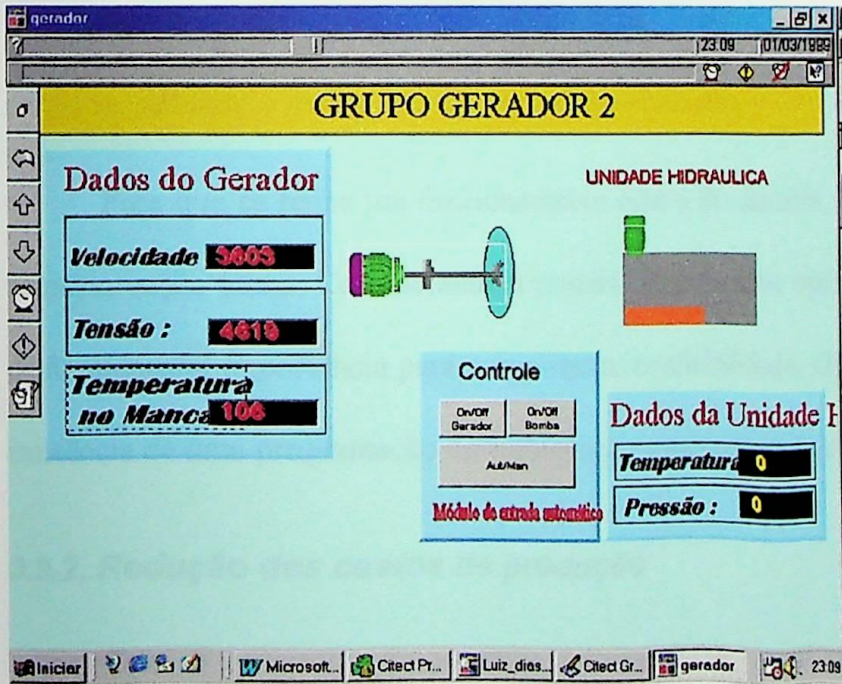


Figura 42: Tela do Gerador Dois (2)

3.9. Benefícios

3.9.1. Redução do tempo de indisponibilidade e Organização da manutenção

Somente a existência de um sistema supervisor monitorando todo o processo já facilita muito a localização do defeito pelas equipes de manutenção. Qualquer anormalidade detectada por um sensor é imediatamente reportada pelo supervisor. A tela correspondente será congelada, e poderá ser aberto um help on-line com um algoritmo inteligente, fornecendo as corretas opções para tomada de decisão.

Grande parte do tempo despendido em uma manutenção não programada, corresponde ao tempo para diagnóstico de falhas e defeitos; a outra parte é despendida nos reparos, e restabelecimento da unidade. Com a implantação da automação com funcionalidades para a manutenção, como a medição de vibração do gerador, o tempo de diagnóstico é muito reduzido, reduzindo muito o tempo de indisponibilidade.

Para que se tenha um funcionamento ótimo do sistema, também deve-se ter uma ação de manutenção ótima. Considerando a possibilidade de uma operação totalmente desassistida é de fundamental importância para a segurança, confiabilidade, disponibilidade, e lucratividade a existência de uma programação de manutenção supervisionada continuamente.

3.9.2. Redução dos custos de produção

Com a utilização de sistemas automatizados, pode-se reduzir muito o quadro de operadores de pequenas centrais, deslocando-os para funções mais nobres dentro da empresa ou mesmo da própria central. Para algumas centrais de pequeno porte é viável a operação desassistida até 24 horas por dia, para outras por razões de segurança de barragem, ou riscos de acidentes de terceiros, recomenda-se a operação desassistida fora do horário comercial.

Com o aumento da disponibilidade das informações sobre o processo e da modernização dos equipamentos de controle, há naturalmente um aumento da qualidade da energia gerada que aliada à redução de custos com a operação tem por consequência uma maior produtividade.

Constatou-se pelos estudos feitos, que a falta de informações sobre o processo de geração de energia elétrica, muitas vezes, é a causa da baixa produtividade.

Para recuperação destas centrais, a automação é um meio bastante eficaz. Neste caso, este trabalho necessita ser acompanhado de melhorias, porém, não é necessário, reequipar apenas um posto para que se possa obter a produtividade máxima instalada.

Como ponto de partida e referência para a escolha do processo de automação das PCAs, a metodologia utilizada neste estudo é uma ferramenta eficiente e eficaz, dada a diversidade de opções existentes e possibilitou concluir que:

1. O processo de automação deve ser feito em etapas, em caso de não ser possível a automação completa logo de início.

Para cada central, pode-se encontrar diversas possibilidades de automação, sendo uma com diversas variantes, todas necessariamente corretas e válidas. São necessários critérios das opções, identificando os seus objetivos e seus alcances e um estudo econômico comparativo entre elas, a fim de estabelecer qual a opção correta em cada caso.

2. Cada central possui características próprias. Por isso, a aplicação da metodologia desenvolvida neste estudo deve ser adaptada às características de cada uma, sendo a seguinte:

Capítulo 4

4.1 Conclusões

Constatou-se pelos estudos feitos, que o Brasil possui um grande número de PCHs que estão sendo reativadas, outras abandonadas e até mesmo em situação desconhecida.

Para recuperação destas centrais, a automação é um fator fundamental. Em alguns casos, este trabalho necessita ser acompanhado da repotenciação, porque o total de pequenas centrais, representa apenas um pouco mais do que um por cento (1%) do potencial hidrelétrico total instalado.

Como ponto de partida e referência para a execução do processo de aproveitamento das PCHs, a metodologia sugerida neste estudo é uma ferramenta eficiente e eficaz diante da diversidade de opções existentes e possibilitou concluir que:

1. O processo de automação deve ser feito com base nas reais necessidades de cada caso e, pode ser executado passo-a-passo, sem necessariamente, se partir para uma automação completa logo de início.

Para cada central pode-se encontrar diversas possibilidades de automação, cada uma com diversas variantes, todas tecnicamente corretas e viáveis. Sem uma análise criteriosa das opções, identificando os reais objetivos a serem alcançados e sem um estudo econômico comparativo entre elas, é difícil estabelecer qual a solução correta em cada caso.

2. Cada central possui características próprias. Por isso, o primeiro passo na aplicação da metodologia desenvolvida neste estudo, deve ser o conhecimento dessas características para então, iniciar a análise.

3. Deve-se perceber que a automatização de PCHs é uma tarefa que envolve profissionais e conhecimentos de várias áreas, a interação entre eles é de fundamental importância para o sucesso do projeto. Por isso deve-se organizar uma equipe multidisciplinar, para sua execução.
4. Ao realizar o diagnóstico da central, é muito difícil detectar todos os trabalhos necessários, e especificar com precisão todos os dispositivos a serem substituídos, conservados ou adaptados. Pode-se especificar o projeto da forma mais completa possível, porém é conveniente que o contrato seja suficientemente flexível para que possam ser incluídas alterações durante o curso da implantação do projeto.
5. Com relação aos custos, que podem ser atingidos com a automação, pode-se pensar que não é viável a implantação de sistemas com o grau de sofisticação mencionados neste estudo. Porém, segundo as referências pesquisadas esse raciocínio é falso. Se o objetivo é implantar um sistema de acordo com os atuais padrões de qualidade de fornecimento de energia, frisando a importância da definição do objetivo inicial, deve-se usar o que há de melhor, sem se temer os novos paradigmas. Entretanto é preciso tomar cuidado para evitar as sofisticações desnecessárias que podem encarecer os projetos e reduzir a confiabilidade.
6. A confiabilidade do sistema, não está no processamento paralelo do software de controle ou de supervisão, mas no uso de sensores e atuadores de boa qualidade ou na redundância dos mesmos, uma vez que a maioria dos relatos de falhas nos sistemas pesquisados dizem respeito à falhas ocorridas nos transdutores.
7. Na instalação do cabeamento dos sensores e redes de comunicação, devem ser previstos dispositivos que promovam a imunidade dos cabos contra as interferências eletromagnéticas do ambiente da central, bem como a redução do

número de cabos distribuídos no processos. Para a conexão dos dispositivos de campo com os controladores, ou da rede entre os subsistemas, atualmente, tem-se empregado redes com fibra ótica, ou como uma alternativa mais sofisticada, em caso de necessidade, a utilização de uma rede fieldbus.

8. Ao optar por um sistema de controle baseado em PC, para determinado subsistema, o projetista deve ser criterioso, verificando a relevância deste subsistema, para o funcionamento do processo de geração. Também, deve ver a posição e prioridade da malha de controle, na rede do sistema, lembrando que a arquitetura do PC ainda necessita passar por uma significativa evolução, até alcançar o determinismo e a confiabilidade do CLP, e dos controladores dedicados.
9. Com relação às alternativas para a modernização do sistema de controle do grupo gerador turbina, pode-se observar que:
 - Com a opção - modernização e reforma do equipamento - além das desvantagens operacionais, a adaptação dos dispositivos do sistema alternativo de automação aos equipamentos convencionais, ficará muito prejudicada e a confiabilidade da supervisão será reduzida.
 - A automação parcial é indicada, para instalações relativamente novas (de 10 à 20 anos), nas quais as partes do sistema de controle ainda funcionam bem, ou possuem recursos aproveitáveis.
 - Quanto a automação completa pode-se afirmar que é a que trará maiores benefícios, principalmente, se a previsão de retorno dos investimentos for para um prazo maior. Em alguns casos, mesmo não decidindo por esta opção, o projetista precisa incluir no plano desenvolvido com as outras opções, equipamentos que possibilitem uma futura automação completa.

- As opções – automação parcial – e - automação completa - são as que podem trazer maiores benefícios, com destaque para a completa pois com ela, há uma otimização do desempenho do sistema, devido à maior compatibilidade entre os sistemas de atuação e controle.

Conclui-se também que:

10. A carência energética pode ser amenizada com a contribuição das pequenas centrais automatizadas.
11. Ao analisar as referências bibliográficas é preciso tomar o devido cuidado, pois vários trabalhos que pretendem fornecer metodologias para automação de centrais, fazem uso de exemplos que podem particularizar determinadas etapas do projeto.

4.2. Observações e Sugestões para novas pesquisas

Tendo em vista os resultados e conclusões do estudo, observadas suas limitações, elaboraram-se as seguintes recomendações:

1. Criação de um sistema computacional de ajuda para a primeira avaliação (diagnóstico) das condições de uma Pequena Central Hidrelétrica [33].
2. Desenvolvimento de um algoritmo de tomada de decisão, que possa introduzir o aspecto da manutenção otimizada a partir de informações do estado dos equipamentos, ajudando a tomar decisões na programação da manutenção.
3. Colocação de um algoritmo de controle FUZZY ou PID em determinadas malhas de controle, da central, como por exemplo, na busca da velocidade síncrona do grupo gerador pelo regulador de velocidade da turbina, no momento da partida [32].
4. Inclusão de um Sistema Especialista no Sistema Supervisório, ou no seu help online, considerando a operação desassistida.

5. Desenvolvimento de um simulador de pequena central hidrelétrica para análise das opções de automação e treinamento de operação.
6. Estudo das filosofias de operação mais adequadas para cada tipo de automação.
7. Análise Econômica, de cada possibilidade de automação apresentada nesta pesquisa, e se possível, através de desenvolvimento de um programa de computador que gere projetos completos automaticamente de acordo com opção escolhida, ou a construção de uma planilha de custos de automação comentada considerando as várias possibilidades de automação.

Referências Bibliográficas

- [1] - CARNEIRO, Eduardo Moreira et alii. . **Critérios para modernização de centrais antigas e em operação**. LAC/Copel, Revista Eletricidade Moderna, São Paulo, páginas 110-116, maio - 1996.
- [2] - COMPANHIA Paulista de Força e Luz (CPFL). **Automação - Central Hidrelétrica Eloy Chaves** - São Paulo, 1995.
- [3] - COUTINHO, André - **Automação de Controle de Turbinas – Processo para tomada de decisão** – Woodward Governor – Campinas S.P., 1998.
- [4] – CAMINHA, Amadeu Casal – **Introdução à proteção dos sistemas elétricos** – São Paulo, Edgard Blücher, 1977.
- [5] - ELETROBRÁS/DNAEE - **Manuais de Micro; Mini e PCH** – Rio de Janeiro - BR - 1985 .
- [6] - GARCIA, Humberto E. et. alii. - **A Reconfigurable Hybrid System and Its Application to Power Plant Control**. IEEE Transactions on Control Systems Technology, Vol. 3, No. 2, june 1995.
- [7] - MÜLLER, Arnaldo Carlos - **Hidrelétricas, meio ambiente e desenvolvimento** - Makron Books -1995.
- [8] - ALMEIDA, Euro Pinto de, et alii. . **Análise do protocolo de comunicação DNP 3.0 na automação de centrais e SES**. LAC/Copel, Revista Eletricidade Moderna, Seção Automação, página 107 à 110, maio de 1996.

- [9] - SAAD JÚNIOR, João et alli. . **Integração da Supervisão, controle e proteção em centrais e subestações.** - Revista Eletricidade Moderna, Seção Automação página 113, dezembro de 1996.
- [10] - SILVEIRA, Jorge Luís da (Embratel). **Comunicação de Dados e Sistemas de Teleprocessamento** - Mackron Books - 1991.
- [11] - SOUZA, Luís Edival de - EFEI. **Controladores Lógicos Programáveis.** Publicação interna, Itajubá - '1990.
- [12] - SOUZA, Zulcy de – **Centrais Hidrelétricas, Dimensionamento de componentes** - Edgard Blücher Ltda. - 1992
- [13] - SOUZA, Zulcy de, et alli. - **Centrais Hidro e Termelétricas** - Edgard Blücher Ltda. – 1983.
- [14] – STACH, W. and Reimann, M. – **Modernizing control and excitation systems** – Water Power & Dam Construction, páginas 49-57 – october 1991.
- [15] – OURA, Mitsuhiro Jorge et alli – **Modernização de centrais existentes** – Companhia energética de São Paulo (CESP).
- [16] – P. JÚNIOR, Aderbal de A. et alli – **Repotenciação de Hidrogeradores: Uma proposta de metodologia de análise e implantação** – Anais do 3^o congresso de Geração e Distribuição de energia elétrica da América Latina – 1997.
- [17] – IEEE Std. 1147-1991. **IEE Guide for the rehabilitation of hidroelectric power plants.**
- [18] – SOUZA, Wanderley I. de – **Política de rejuvenescimento e repotenciação de PCHs** - Anais do 3^o congresso Latino Americano de Geração e transmissão de energia elétrica, Vol. 1, páginas 283-285 – Campos do Jordão SP – nov.1997.

- [19] – RAVEZZANI, Bernardo – **Análise crítica dos critérios adotados para a renovação da Central Hidrelétrica Dr. Gabriel Terra** – Grupo de Trabalho sobre Hidromecânica 5ª Reunião – Montevideu – Uruguai / maio de 1999.
- [20] – ANEEL – **Resoluções 394 e 395** – ANEEL – Brasília D.F.
- [21] – SANTOS, Afonso H. Moreira et alli. – **Uprating & Refurbishing and Maintenance of Small Hydro Powerplants: The case of Brazil.** - Uprating & Refurbishing Hydro Powerplants, conference proceedings – vol. I, the Acropolis, Nice, France, october 1995.
- [22] – JARDINI, José Antônio – **Automação de centrais, subestações e distribuições de energia elétrica** – São Paulo, s. ed. 1996.
- [23] – TIAGO FILHO, Geraldo Lúcio et. alli. – **Panorama Elétrico das PCHs** – acervo do CERPCH.
- [24] – ACERVO DO CENTRO DE REFERÊNCIA EM PEQUENAS CENTRAIS HIDRELÉTRICAS (CERPCH).
- [25] – SOUZA, Wanderley I. de – **Automação de Pequenas Centrais Hidrelétricas** - Anais do 3º congresso Latino Americano de Geração e transmissão de energia elétrica, Vol. 1, páginas 286 - 288 – Campos do Jordão SP – nov.1997.
- [26] – TREJGER, CLÁUDIO et. alli. – **Automação de Pequenas e Médias Centrais Hidrelétricas** – Controle e Instrumentação, páginas 58-60, abril de 1999.
- [27] – BARTHOMEUF, H. et. Alli. – **New PLCs and governors ensure reliability at Belleville.** - Water Power & Dam Construction, páginas 50-52, novembro 1992.
- [28] – SANTOS, Afonso Henriques Moreira, et. Alli. – **A Repartição ótima de Carga entre Grupos Geradores Diferentes de uma mesma Central Hidrelétrica: Uma Comparação de Modelos.** – EFEI, publicação interna, Itajubá 1995.

- [29] – SIEMENS – **PROKON WK, Customized I&C Equipamente for Hydro Power Plants.** – Siemens Power Generation.
- [30] – DAVIDSON, E. G. – **Control of Hydro-electric plant** – IEE Proceedings, Vol. 133, Pt, C, No. 3, april 1986.
- [31] – RIVERA Jorge F. et alli. - **Systems evaluation for control centres implementation** – 3 congresso Latino americano Vol. 2 1997.
- [32] – WHITEOAK, Nigel et alli - **Repair or refurbishment?** - Uprating & Refurbishing Hydro Powerplants, conference proceedings – vol. I, The Acropolis, Nice, France, october 1995.
- [33] – KÖNIGSBERGER, Alfred et alli. - **A Computer Aided System for a first estimate of the condition of a hydro power plant.** - Uprating & Refurbishing Hydro Powerplants, conference proceedings – vol. III, The Acropolis, Nice, France, october 1995.
- [34] – IEC 1131 International Standard – **Programmable Controllers.** IEC – International Electrotechnical Commission. 1st. Ed., 1993.
- [35] – BENTO Jr., Mário et alli. **Modernização de reguladores de velocidade considerações sobre a substituição de reguladores mecânicos por digitais.** – XV SNPTEE Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica - Grupo I (GGH), Foz do Iguaçu – Paraná – Brasil, outubro de 1999.
- [36] – PONS, Fernando Happel. Et alli. **Modernização dos reguladores de velocidade da UHE Coaracy Nunes: Aspectos de modelagem e de simulação** – XV SNPTEE Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica - Grupo I (GGH), Foz do Iguaçu – Paraná – Brasil, outubro de 1999.

[37] – MANZZOLENI, José Cláudio et alli. **Regulador compacto para turbinas hidráulicas** – XV SNPTEE Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica - Grupo I (GGH), Foz do Iguaçu – Paraná – Brasil, outubro de 1999.

[38] – MANZZOLENI, José Cláudio et alli. **Regulador de turbinas hidráulicas – Uma nova geração** – XV SNPTEE Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica - Grupo I (GGH), Foz do Iguaçu – Paraná – Brasil, outubro de 1999.

[39] – ABRAHAO, Eric Moraes et alli. **Metodologia para automação de Pequenas Centrais Hidrelétricas**. I Seminário nacional de controle e automação industrial, elétrica e de telecomunicações, Salvador - Bahia, novembro de 1999.

[40] – SOUZA, Zulcy de et. alli. **Centrais hidrelétricas: estudos para implantação** – Eletrobrás – Rio de Janeiro 1999.

[41] – PONTES, José Renato Maciel et alli – **Automação e telecomunicações na COSERN - Tecnologia a serviço do cliente**. I Seminário nacional de controle e automação industrial, elétrica e de telecomunicações, Salvador - Bahia, novembro de 1999.

[42] – SAAD Júnior, João – **Sistema de aquisição e processamento de dados para a integração da supervisão, controle e proteção**. I Seminário nacional de controle e automação industrial, elétrica e de telecomunicações, Salvador - Bahia, novembro de 1999.

[43] – MAZZOLENI, José Carlos – **Controle, Otimização e Diagnóstico em usinas hidrelétricas**. I Seminário nacional de controle e automação industrial, elétrica e de telecomunicações, Salvador - Bahia, novembro de 1999.

Bibliografia Recomendada

- [1] – SILVA, EDSON LUIZ DA, et. Alli. – **Modelo Integrado Geração-Transmissão para Programação de Desligamentos de geradores no Planejamento da Operação.** – SBA Controle e Automação Vol. 9 n° 3 / set., out, nov., dezembro de 1998.
- [2] – WATERLAUS, H. P. – **Piezoelectric quartz crystal water level measurement** – Water Power & Dam Construction, páginas 36-38, january 1991.
- [3] – BISSONNETTE, Marc R. – **On-line Monitoring & Measurement of Hydrogenerator** – IEEE Summer Power Meeting / Advances in Hydroelectric Machine Condition Monitoring (Panel discussion) , páginas 1-16, julho 1992, Seattle.
- [4] – MARIOTONI, CARLOS A. et. alli. – **Potencial energético das pequenas centrais hidrelétricas analisado sob a óptica ambiental, levando-se em consideração a área ocupada pelos reservatórios.** - Anais do 3^o congresso Latino Americano de Geração e transmissão de energia elétrica, Vol. 1, páginas 259-264 – Campos do Jordão SP – nov.1997.
- [5] – P. JÚNIOR, ADERBAL DE A. – **Repotenciação de Hidrogeradores: Uma Proposta de Metodologia de Análise e Implatação** - Anais do 3^o congresso Latino Americano de Geração e transmissão de energia elétrica, Vol. 1, páginas 247-252 – Campos do Jordão SP – nov.1997.
- [6] – GOMES, ANTONIO LUIZ CARVALHO et. alli. – **Digitalização dos sistemas de comando, controle e supervisão da usina Porto Góes, visando redução de custo e aumento da confiabilidade.** - Anais do 3^o congresso Latino Americano de Geração e transmissão de energia elétrica, Vol. 1, páginas 270-273 – Campos do Jordão SP – nov.1997.

- [7] – NASCIMENTO JR., Carlos R. A. et. alli. – **Metodologia para estudos de implantação de pequenas centrais hidroelétricas** - Anais do 3^o congresso Latino Americano de Geração e transmissão de energia elétrica, Vol. 1, páginas 279-282 – Campos do Jordão SP – nov. 1997.
- [8] – WILHELM, Luis - **Controle baseado em PCs para aplicações industriais** – InTech Brasil, páginas 27-32- julho 98.
- [9] – LEWANDOWSKI, S. et. alli. – **A multi-unit power plant as an integrated unit of power system control – The case of Zarnowiec** – Uprating & Refurbishing Hydro Powerplants, conference proceedings – vol. II, The Acropolis, Nice, France, october 1995.
- [10] – LIÈVRE, Bruno – **A new too to help operate hydroelectric generation plants** – Uprating & Refurbishing Hydro Powerplants, conference proceedings – vol. II, The Acropolis, Nice, France, october 1995.
- [11] – OTTOSSON, Torbjörn - **Extended functionality in the control system to improve plant operation, supervision and maintenace** - Uprating & Refurbishing Hydro Powerplants, conference proceedings – vol. II, The Acropolis, Nice, France, october 1995.
- [12] – KUROKAWA, Sérgio et alli – **Aplicação de lógica nebulosa no controle automático da geração** - Anais do 3 congresso Latino americano de energia elétrica Vol. 2, 1997.
- [13] – LOCKHART, B.Vuan – **Refurbishment Planning** – Uprating & Refurbishing Hydro Powerplants, conference proceedings – vol. II, The Acropolis, Nice, France, october 1995.
- [14] – WHITBY, Roger – **Refurbishment and Uprating of Tumt 1 and Tumut 2 Power Stations, A case of Study** - Uprating & Refurbishing Hydro Powerplants, conference proceedings – vol. II, The Acropolis, Nice, France, october 1995.

- [15] – WINKLER, Stefan et Alli. – **Rehabilitation of Karnafuli P. S.** - Uprating & Refurbishing Hydro Powerplants, conference proceedings – vol. II, The Acropolis, Nice, France, october 1995.
- [16] – SCHILLER, Gerhard et alli. – **Refurbishment of Hydropower Plant Jochenstein** - Uprating & Refurbishing Hydro Powerplants, conference proceedings – vol. II, The Acropolis, Nice, France, october 1995.
- [17] – GRIFFIN, Eur Ing Francis M. et alli – **Hirakud Rehabilitation Project** - Uprating & Refurbishing Hydro Powerplants, conference proceedings – vol. II, The Acropolis, Nice, France, october 1995.
- [18] – RAMON, Emilio V. Rosico – **The FECSA Hydropower System** - Uprating & Refurbishing Hydro Powerplants, conference proceedings – vol. I, The Acropolis, Nice, France, october 1995.
- [19] – HAMDAN, Badrul Hisham et alli. – **Rehabilitation, Operation and Maintenance of Mini Hydro power Plants** - Uprating & Refurbishing Hydro Powerplants, conference proceedings – vol. I, The Acropolis, Nice, France, october 1995.
- [20] – PICCOLI, Roberto - **Renewal of Small Hydropower Plants Technical and environmental Issues** - Uprating & Refurbishing Hydro Powerplants, conference proceedings – vol. I, The Acropolis, Nice, France, october 1995.
- [21] – FERREIRA, Mauro Pacheco. **Sistema de monitoração de distúrbios e da Dinâmica de Sistema Elétricos de potência.** – XV SNPTEE Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica - Grupo V (GPC), Foz do Iguaçu – Paraná – Brasil, outubro de 1999.

[22] – FREIRE, Luciano Macedo. **Análise de Custo/Benefício: Um Business Case real aplicado à investimentos em automação de subestações.** – XV SNPTEE Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica - Grupo VI (GAE), Foz do Iguaçu – Paraná – Brasil, outubro de 1999.

[23] – FERNANDES, Rosângela Corrêa Ramalho et. alli. **Experiência da Escelsa na implantação de automatismos em unidade terminal remota (UTR) de subestações.** – XV SNPTEE Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica - Grupo V (GPC), Foz do Iguaçu – Paraná – Brasil, outubro de 1999.

[24] – JARDINI, Maurício G. M. et. alli. – **Controle de reativos, demanda e alívio de carga em sistemas elétricos de plantas industriais de grande porte.** I Seminário nacional de controle e automação industrial, elétrica e de telecomunicações, Salvador - Bahia, novembro de 1999.

[25] – MUSSATO, Rodrigo et. alli. – **Sistema de monitoração de distúrbios e oscilações em sistemas elétricos de potência.** I Seminário nacional de controle e automação industrial, elétrica e de telecomunicações, Salvador - Bahia, novembro de 1999.

[26] – LEAL, Reginaldo Pereira – **Comunicações Digitais na CHESF, hoje.** - I Seminário nacional de controle e automação industrial, elétrica e de telecomunicações, Salvador - Bahia, novembro de 1999.

[27] - GERON, Luíz Carlos – **Operação remota de rede fieldbus: telemetria – via cabo, rádio e fibra ótica.**

Anexo I

Relação dos Componentes da Central Luiz Dias

1. Relação dos componentes elétricos existentes

1.1. Geradores

Grupo 1

- Gerador tipo ESD 600 900 - 50 Hz - 600 rpm - 4000 V - 130 A - FP 0,9 - 900 KVA
- Excitatriz tipo MPM - 110 Vcc - 83,5 Acc - 600 rpm - 9,2 KW

Grupo 2

- Gerador tipo ESD 600 900 - 50 Hz - 600 rpm - 4000 V - 130 A - FP 0,9 - 900 KVA
- Excitatriz tipo MPM - 110 Vcc - 83,5 Acc - 600 rpm - 9,2 KW

Grupo 3

- Gerador tipo SDG 600 875 - 50 Hz - 600 rpm - 4000 V - 130 A - FP 0,9 - 900 KVA
- Excitatriz tipo MPM - 110 Vcc - 83,5 Acc - 600 rpm - 9,2 KW

1.2. Equipamentos da estação

- 1 TP 4000-110/100V
- 1 TP trifásico 4400-110 - AEG - G3
- 6 TC's de enrolamento exposto (seco) = RTC - 150-5A
- 2 TP's 4400-120V - 40 1
- 3 Disjuntores a óleo PVO comando manual 5000V (CTO geradores)
- 2 TP's de 4400V relação 40/1

- 6 TC's enrolamento no óleo exposto AEG
- 2 TP's 4400-110/100V
- 1 Transformador trifásico tipo BTO 4000-15850V (T2) estrela - aterrado/estrela DDHX 1103-70, AEG
- 1 Transformador trifásico tipo BTO 4000-13800V (T1) estrela - aterrado/estrela 900KVA
- 1 Transformador trifásico 4000-31500V (T3) estrela - aterrado/estrela
- 1 Transformador trifásico 4.16-13.8KV 250KVA 60Hz tipo 4-8 estrela - triângulo
- 1 TC tipo Cok 100-5A
- 1 Transformador trifásico 13.8KV-220/127V 30KVA
- 18 chaves monopolares (secas) 13.8KV
- 3 chaves fusíveis 13.8KV
- 2 TP's 15000-100V 28.28VA (T02)
- 2 TC's 150-5A 17000V
- 1 Disjuntor GVO 13.8KV
- 3 TC's tipo bigorna
- 1 Disjuntor tipo 4-155 400V 400A
- 3 Para - raios 13.8KV (barra de 13.8KV)
- 1 Regulador de tensão tipo AB2/1-110V (Gerador 1)

- 1 Reostato de campo do tipo E5-9-55-115V (Gerador 1)
- 1 Reostato auxiliar, referência do RT 11,0 ohms-7,6A (Gerador 1)
- 1 Chave automática manual 2NF e 2NA do RT
- 1 regulador de tensão tipo YRVZG16 (Gerador 2)
- 1 chave comutadora manual/automática (Gerador 2)
- 1 resistor de selene tipo YXSC (Gerador 2)
- 1 trafo de vibração YXTA40 (Gerador 2)
- 1 trafo auxiliar YLD05-3 (Gerador 2)
- 1 compensador YXLAD15 (Gerador 2)
- 1 reostato de campo MTMA67331 (Gerador 2)
- 1 transformador YLT2 (Gerador 3)
- 1 regulador de tensão tipo YRVZG16 (Gerador 3)
- 1 resistor de selene tipo YXSC275P (Gerador 3)
- 1 chave comutadora manual/automática (Gerador 3)
- 1 trafo de vibração YXTA40 (Gerador 3)
- 1 compensador YXLAD15 (Gerador 3)
- 1 reostato de campo MTMA67331 (Gerador 3)

1.3. Painéis de Comando e Controle

Painel 1 (duplex)

- 6 amperímetros escala 0 a 150A - RTC 150-5A
- 3 amperímetros escala 0 a 150A - Acc - 60mV
- 3 voltímetros 0 a 150Vcc
- 3 kvarímetros escala 0 central (1-0-1) - 5A - 115V
- 4 voltímetros 0 a 18KV - 13.800/115V
- 4 medidores kWh registrador modelo D58-RS166 2/3 3 fases KD=0,6 2,5A 120V 60Hz
- coluna de sincronização composta de três indicadores
 - sincronoscópio 110V
 - frequencímetro duplo 55 a 65Hz - 110V
 - voltímetro duplo escala de 0 a 220V - 110V
- 9 relés de sobrecorrente monofásicos 60 Hz - tempo inverso - faixa de ajuste de 4 a 16A - unidade instantânea = 10 a 80A
- 2 relés de sobrecorrente monofásicos 60 Hz - tempo inverso - faixa de ajuste de 4 a 16A - unidade instantânea = 10 a 40A
- 1 relé de sobrecorrente monofásico 60 Hz - tempo inverso - faixa de ajuste de 0.5 a 2A - sem unidade instantânea
- 1 relé de sobrecorrente monofásico 60 Hz - tempo inverso - faixa de ajuste de 0.5 a 4A - unidade instantânea = 10 a 80A
- 1 relé de subtensão a disco de indução Tap 55-140V

- 1 relé de sobretensão a disco de indução de 70 a 140V
- 1 relé de bloqueio modelo X-AC7970-AC-4 contatos NF e 4 contatos NA - 10A
- 7 chaves de aferição 600V - 20A
- 9 capacitores eletrolíticos de 250 Vcc 1200mF
- 11 pontes retificadoras de silício, onda completa 7 OA-SKB25/80
- 9 transformadores monofásicos auxiliares 200VA relação 127/120 - 115/90V 600V (tensão de isolamento)
- 9 Diodos 749
- 3 chaves comutadoras de voltímetro com 6 contatos corrente nominal=10A para 4 posições - AB, BC, CA, O
- 5 chaves seletoras para sincronização com 4 contatos (2 NA + 2NF) 10A 2 posições (Normal - sincronismo) modelo = 4-2A-189
- 4 sinaleiros completos 125 Vcc com resistor, receptáculo e lâmpada 24 Vcc 40 mA, base baioneta (BA95) lente verde
- 10 idem, porém lente vermelha
- 5 idem, porém lente branca
- 1 botoeira de comando (2NA + 2NF) cor verde
- 9 bloco terminal 6 pontos
- 1 idem, porém cor vermelha
- 18 bloco terminal 12 pontos - 600V - 25 A

- 74 base protegida fusível diazed - até 10A completa
- 2 cubículos para distribuição de corrente alternada conforme especificação técnica - 02118 - CEMIG - 027A
- 4 Lâmpadas fluorescentes 15 W (iluminação do cubículo duplex)

Painel 2 (mármore)

- 3 Kvoltímetro instantâneo - AEG escala de 0 a 900KW - RTR= 4000/100V - 150/5A

1.4. Painel de Serviço Auxiliar - CA

- 6 Amperímetros - escala de 0 a 150A
- 2 voltímetros de 0 - 4500V - 40/1
- 1 voltímetro 0 - 4800V
- 3 voltímetros de 0 150 Vcc
- 4 relés de sobrecorrente a disco de indução
- 3 medidores de Kwh registrador tipo FG1 - 3. 200 - 5A - 60 Hz 900 Rpm
- 3 horímetros (7 casas decimais)

1.5. Circuito de Auxílios

- 3 conjuntos de botoeiras para comando de motor de carga - velocidade
- 1 conjunto sincronoscópio:
 - sincronoscópio 150V - 50 Hz
 - frequencímetro duplo 55 a 60 Hz
 - visor sincronismo para 3 lâmpadas (método do fogo girante)
 - uma chave comutadora 3 posições

- 3 chaves faca secas
- 3 chaves comutadoras de voltímetro
- 3 volantes de comando para acionamento do disjuntor
- 3 volantes de comando para acionamento do reostato de campo
- 3 Kwattímetros

1.4. Painel de Serviço Auxiliar - CA

- 4 disjuntores termomagnéticos trifásicos 35A
- 8 disjuntores termomagnéticos monofásicos 15A
- 1 disjuntor termomagnético monofásico 25A
- 1 disjuntor termomagnético monofásico 30A
- 1 disjuntor termomagnético trifásico 100A
- 1 chave reversível trifásica de 10 HP - 200V

1.5. Circuitos de Iluminação

Circuito de iluminação da barragem

- 15 postes de madeira contendo luminárias de iluminação pública para lâmpadas de 150W – VM com reatores e foto células.
- 1 caixa blindada com disjuntor trifásico de 50 A para acionamento da iluminação acima.
- 2 postes de cano, com foto células.
- 3 postes de trilho reator, com foto célula

Circuito de iluminação da casa de controle

- 6 calhas duplas completas com 2 lâmpadas fluorescentes e 2 reatores partida rápida 2 x 40W – 127 Vca.
- 3 soquetes com lâmpadas 200W – 130V

Circuito de iluminação da casa de máquinas

- 4 refletores comum aberto para lâmpada de 200W – 220Vca
- 4 Soquetes para lâmpadas 200W – 220Vca
- 5 Soquetes para lâmpadas 200W
- Sala dos trafos, banheiro, pia – 5 soquetes, 4 lâmpadas 200W – 130V
- Iluminação oficina – 2 soquetes com lâmpadas 200W – 130V

1.6. Circuito de telemetria do canal de adução

- 6 cabos 8x 2,5 mm² na barragem e 6 bóias de nível. 2.

Anexo II

Hardware e Software Propostos para a PCH Luiz Dias

2. Hardware e Software propostos para a automação da PCH Luiz Dias

2.1. Hardware proposto

- Regulador de velocidade digital para turbinas hidráulicas – Woodward 505H;
- Sincronizador digital DSLC Woodward;
- Regulador de tensão automático Siemens;
- Servomotor GE Fanuc (interface com a unidade hidráulica convencional);
- Transdutor de velocidade (roda dentada com pick-up magnético);
- Transdutor de Posição MLDT – 4 – 20 mA (servomotor);
- Transdutor de nível ultra-sônico;
- Transdutor de posição fotoelétrico discreto (comporta);
- 2 PCs industriais; um deles com duas placas de vídeo adicionais para configuração do supervisor com múltiplos monitores;
- Válvula solenóide (entrada turbina);
- Relés Digitais GE Mutilim;
- CLP Ge Fanuc 9030 com módulos de entradas / saídas analógicas e digitais.

2.2. Descrição de alguns equipamentos de automação

2.2.1. Servoválvula eletro-hidráulica

Ocorrendo uma variação nas correntes das bobinas da válvula, a armadura irá mover-se fazendo com que o cilindro plástico obstrua um orifício mais que o outro. Desta maneira, surgirá uma diferença de pressão entre os extremos do cilindro, fazendo-o mover. Este movimento se dá até a posição em que a haste de retroação traga o cilindro plástico para a situação original.

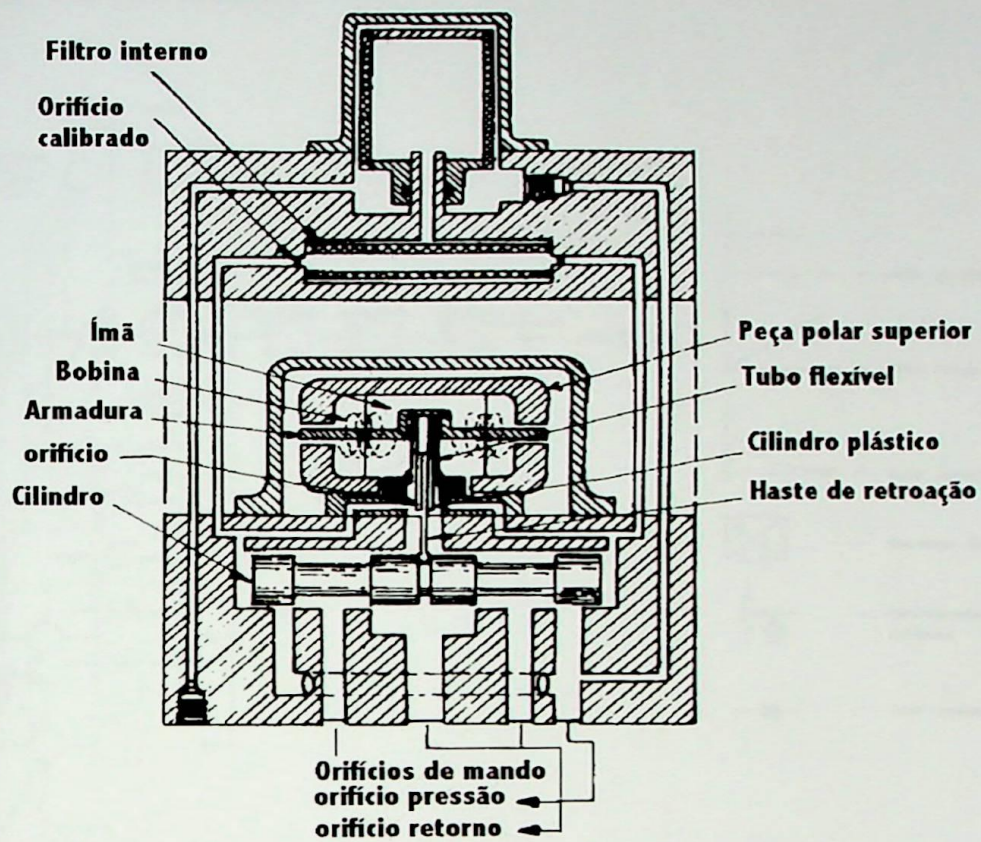
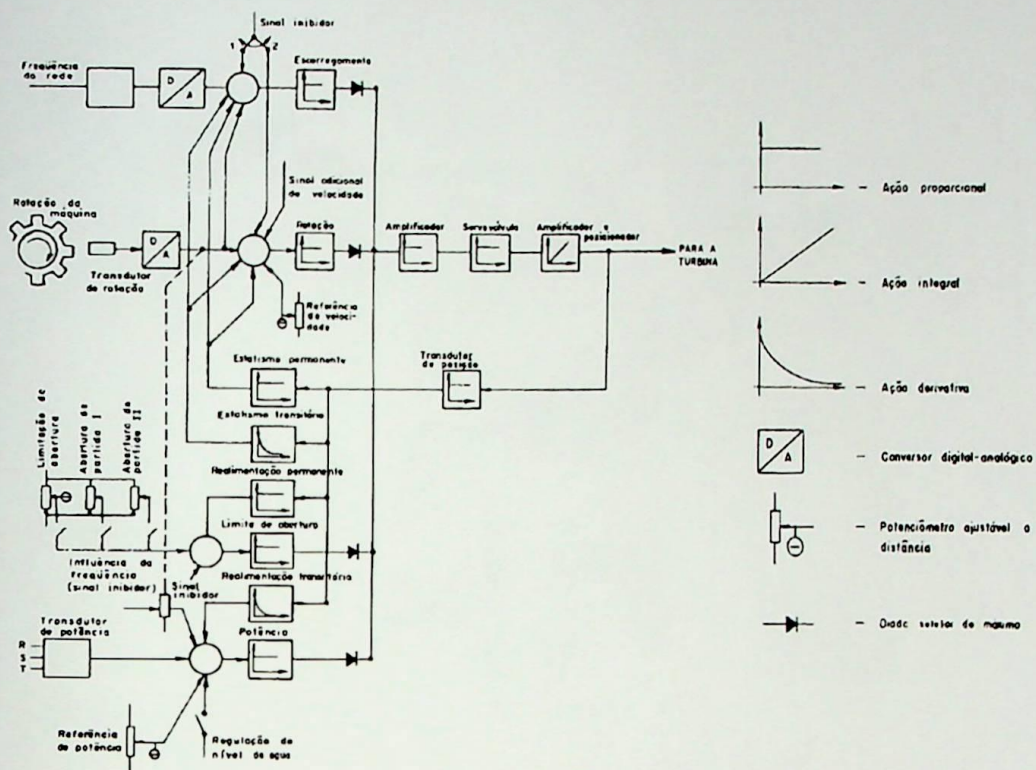


Figura 43: Válvula eletro-hidráulica

2.2.2. Regulador de velocidade



Esquema funcional de um regulador eletro-hidráulico

Figura 44: Regulador eletro-hidráulico

2.2.3. Regulador de Tensão

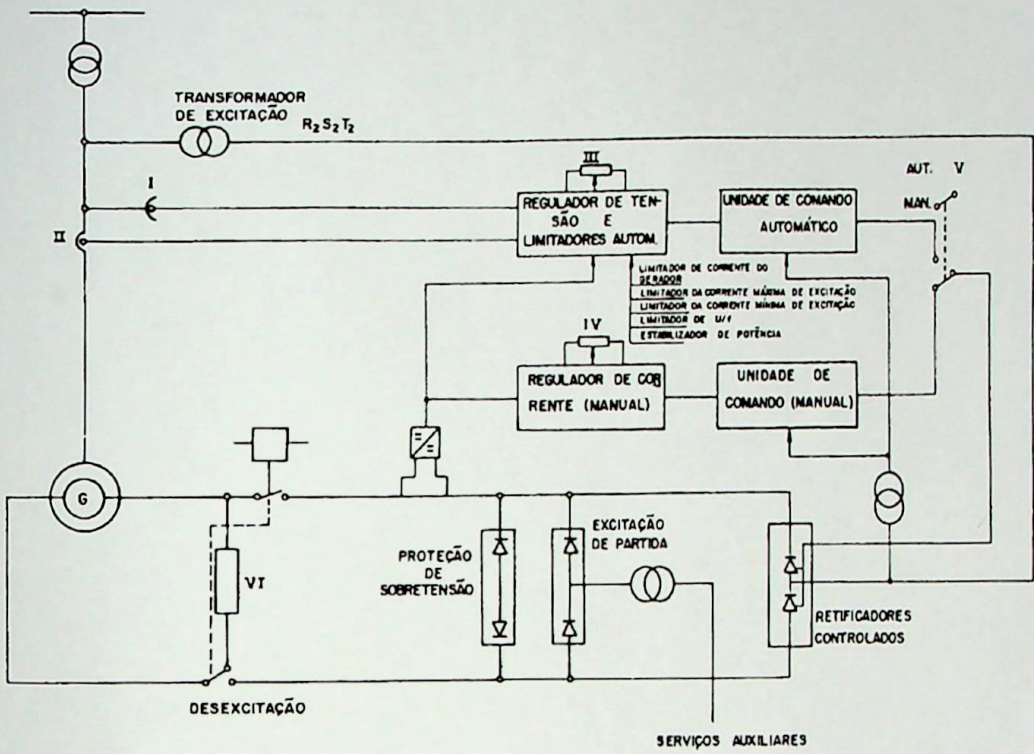


Figura 1.54 — Regulador eletrônico de tensão Thyripol fabricado pela Siemens

Figura 45: Regulador de Tensão eletrônico

2.3. Software proposto

- Sistema Operacional - Windows NT 4.1
- Software de Supervisão - Citect 5.0 ou Elipse 2.0
- Software de Programação de CLP - Logic Master (LM90) Ge Fanuc